

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA  
FACULDADE DE TECNOLOGIA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**ANÁLISE DOS INSTRUMENTOS NORMATIVOS DE  
SUPORTE À GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA  
DISTRIBUÍDA CONECTADA À REDE DE DISTRIBUIÇÃO**

**GERALDO SIDNEI AFONSO**

**ORIENTADOR: RAFAEL AMARAL SHAYANI**

**DISSERTAÇÃO DE MESTRADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**PUBLICAÇÃO: PPGENE.DM - 489/2012**

**BRASÍLIA/DF: SETEMBRO – 2012**

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA  
FACULDADE DE TECNOLOGIA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**ANÁLISE DOS INSTRUMENTOS NORMATIVOS DE SUPORTE À  
GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA CONECTADA  
À REDE DE DISTRIBUIÇÃO**

**GERALDO SIDNEI AFONSO**

**DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO DEPARTAMENTO DE  
ENGENHARIA ELÉTRICA DA FACULDADE DE TECNOLOGIA DA  
UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA COMO PARTE DOS REQUISITOS  
NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM  
ENGENHARIA ELÉTRICA.**

**APROVADA POR:**

---

**Prof. Rafael Amaral Shayani, DSc, (ENE-UnB)  
(Orientador)**

---

**Prof. Marco de Oliveira, DSc, (ENE-UnB)  
(Examinador Interno)**

---

**Prof. Sérgio B. Silva, DSc (IFTO)  
(Examinador Externo)**

**BRASÍLIA/DF, 27 DE SETEMBRO DE 2012.**

## FICHA CATALOGRÁFICA

AFONSO, GERALDO SIDNEI

Análise dos Instrumentos Normativos de Suporte à Geração Solar Fotovoltaica Distribuída Conectada à Rede de Distribuição [Distrito Federal] 2012.

xvii, 146p., 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Mestre, Engenharia Elétrica, 2012).  
Dissertação de Mestrado – Universidade de Brasília. Faculdade de Tecnologia.  
Departamento de Engenharia Elétrica.

1. Introdução

3. Materiais e métodos

I. ENE/FT/UnB

2. Revisão bibliográfica

4. Resultados e discussão

II. Título (série)

## REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

AFONSO, G. S. (2012). Análise dos Instrumentos Normativos de Suporte à Geração Solar Fotovoltaica Distribuída Conectada à Rede de Distribuição. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Publicação PPGENE.DM - 489/2012, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 146p.

## CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: Geraldo Sidnei Afonso.

TÍTULO: Análise dos Instrumentos Normativos de Suporte à Geração Solar Fotovoltaica Distribuída Conectada à Rede de Distribuição.

GRAU: Mestre

ANO: 2012

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias desta dissertação de mestrado e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte dessa dissertação de mestrado pode ser reproduzida sem autorização por escrito do autor.

---

Geraldo Sidnei Afonso  
Rua José Maurício Zampa, s/n, Bairro Industrial.  
CEP 78.600-000 Barra do Garças - MT – Brasil.

**Dedicado à minha esposa e às  
minhas filhas, pelo apoio e  
incentivo durante todo este  
processo.**

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço a Deus, pelo dom maravilhoso da vida; à minha família, pelas horas de distanciamento durante este mestrado; ao meu orientador, pela dedicação e apoio em todas as horas; a todos os colegas de mestrado, pelo companheirismo e apoio.

## **RESUMO**

### **ANÁLISE DOS INSTRUMENTOS NORMATIVOS DE SUPORTE À GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA CONECTADA À REDE DE DISTRIBUIÇÃO**

A geração fotovoltaica distribuída apresenta-se como uma opção viável para a complementação da demanda energética, em um primeiro momento, e para a substituição da geração que emprega combustíveis fósseis, no futuro. Ela pode ocorrer de forma isolada, normalmente para atendimento a locais remotos, não assistidos pela rede de distribuição de energia elétrica, ou de forma conectada à rede de distribuição. Este estudo dirige-se à segunda modalidade, mais especificamente à viabilidade de sua implantação e aos instrumentos normativos que lhe podem dar sustentação. No Brasil, um dos entraves à implantação da geração distribuída fotovoltaica é a necessidade de definição de requisitos técnicos de acesso ao sistema de distribuição, de modo a evitar conflitos entre a geração convencional e a geração fotovoltaica, sobretudo nos momentos em que as unidades consumidoras/geradoras injetam energia na rede de distribuição; outro é o custo de implantação do sistema, atualmente superior ao custo da geração hidroelétrica, principal componente da matriz energética brasileira, mas que vem sendo reduzido nos últimos anos; e a ausência de regulamentação, que tem o papel fundamental de assegurar sustentação legal à geração distribuída. Estes entraves, contudo, começam a ser enfrentados. A regulamentação da geração distribuída é, no momento, a principal dificuldade a ser enfrentada. Trata-se de problema já equacionado por outros países há alguns anos, o que os coloca muito à frente do Brasil, tanto no desenvolvimento de tecnologias de implantação do sistema quanto na formação de um parque industrial necessário ao seu suporte. Esse tema já se encontra na pauta do governo brasileiro, mas só agora começa a ser estabelecida uma política de incentivo aos investidores. O presente trabalho analisa as regulamentações já implantadas em outros países e os documentos formulados em nosso país, apontando os indicadores para uma futura consolidação da regulamentação nacional da geração distribuída fotovoltaica conectada à rede de distribuição de energia elétrica.

## **ABSTRACT**

### **SUPPORTING REGULATORY INSTRUMENTS ANALYSIS TO GRID-CONNECTED SOLAR PHOTOVOLTAIC GENERATION**

The photovoltaic distributed generation presents itself as a viable option to complement energy demand, at first, and to replace the generation that uses fossil fuels, in the future. It can occur in an off-grid way, usually for serving remote places, unattended by electricity grid, or in a grid-connected way. This study focus to the second approach, more precisely the feasibility of its implementation and the regulatory instruments that can support those. In Brazil, one of the barriers to the deployment of photovoltaic distributed generation is the need of technical requirements definition about the access to the distribution system in order to avoid conflicts between conventional and photovoltaic generation, especially at times when the consumption/generators units inject energy into the distribution network; the other is the cost of system deployment, that currently exceed the cost of hydroelectric generation, the main component of the Brazilian energy matrix, although it has been reduced in recent years, and the lack of regulation, which has the fundamental role to provide legal support to the distributed generation. These barriers, however, are beginning to be overcome. The regulation of distributed generation is, at the moment, the main difficulty to be faced. This is a problem already solved by other countries, which puts them ahead of Brazil, both in technology development of system deployment as in the construction of an industrial area needed to its support. This issue is already on the agenda of the Brazilian government. This paper analyzes the regulations already deployed in other countries and documents formulated in our country, pointing the indicators to a future consolidation of the national photovoltaic distributed generation connected to the electric power distribution system.

## LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – <i>Potência fotovoltaica instalada anual (em MW) nos dez países com maior capacidade instalada acumulada – perspectiva histórica (1995 a 2010)</i> .....	20
Tabela 2.2 – <i>Potência fotovoltaica total instalada por país (em MW) no período de 1995 a 2010 e potência fotovoltaica total instalada nos dez países até 2010 (em MW)</i> .....	20
Tabela 2.3 – <i>Potência fotovoltaica instalada anual (em MW) nos dez países com maior capacidade instalada acumulada – perspectiva histórica (1995 a 2011)</i> .....	21
Tabela 2.4 – <i>Potência fotovoltaica total instalada por país (em MW) no período de 1995 a 2011 e potência fotovoltaica total instalada nos dez países até 2011 (em MW)</i> .....	21
Tabela 2.5 – <i>Capacidade fotovoltaica acumulada (em MW)</i> .....	27
Tabela 2.6 – <i>Conta de eletricidade mensal em uma residência alemã com consumo anual de energia elétrica igual a 3.500 kWh/ano</i> .....	28
Tabela 3.1 – <i>Valores de referência (VR) publicados pela ANEEL</i> .....	65
Tabela 3.2 – <i>Primeiro leilão do PROINFA</i> .....	67
Tabela 3.3 – <i>Leilões de 2010</i> .....	68
Tabela 3.4 – <i>Chamadas públicas no período 2006 a 2010</i> .....	68
Tabela 3.5 – <i>Arrecadação do ICMS – janeiro de 2002 a dezembro de 2011 (valores corrigidos pelo IGP-DI de janeiro de 2002 a dezembro de 2011)</i> .....	88
Tabela 3.6 – <i>Projeções de taxa média de crescimento do mercado para os cenários agressivo e moderado</i> .....	89
Tabela 3.7 – <i>Resultado da projeção do mercado fotovoltaico para 2030</i> .....	89



Tabela 3.8 – <i>Geração de empregos no mundo até 2030 por área de atuação</i> .....	91
Tabela 3.9 – <i>Encargos setoriais</i> .....	94
Tabela 3.10 – <i>Modalidades de incentivos</i> .....	102
Tabela 3.11 – <i>Fatores da conta de energia elétrica aplicáveis ao pagamento de tarifa prêmio</i> .....	102
Tabela 4.1 – <i>Incidência do II sobre as células solares e módulos fotovoltaicos</i> .....	105
Tabela 4.2 – <i>Tabela de incidência do Imposto sobre Produtos Industrializados (TIP)</i> .....	108
Tabela 4.3 – <i>Impacto de incentivo no IR sobre o custo de implantação de GDFV)</i> .....	110

## LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – <i>Concentradores cilíndrico-parabólicos</i> .....	9
Figura 2.2 – <i>Concentradores Fresnel</i> .....	10
Figura 2.3 – <i>Concentradores pratos parabólicos</i> .....	10
Figura 2.4 – <i>Concentradores em torre</i> .....	11
Figura 2.5 - <i>Aplicações domésticas não conectadas à rede de distribuição - New Monte Rosa Hut SAC courtesy Peter Dransfeld</i> .....	12
Figura 2.6 - <i>Aplicações não domésticas não conectadas à rede - PV on Mount Fuji Japan Courtesy Izumi Kaizuka</i> .....	13
Figura 2.7 - <i>Geração centralizada conectada à rede - Salmdorf, Germany, 1 MW, courtesy BSW-Solar/FirstSolar</i> .....	13
Figura 2.8 - <i>Geração distribuída conectada à rede - Roof integrated PV system with frameless CIGS tin film modules, courtesy of Würth Solar/Germany</i> .....	14
Figura 2.9 – <i>Média anual de insolação diária no Brasil (horas)</i> .....	48
Figura 2.10 – <i>Radiação global solar diária – Média anual típica (MJ/m<sup>2</sup>.dia)</i> .....	49
Figura 2.11 – <i>Radiação global solar diária – Média anual típica (Wh/m<sup>2</sup>.dia)</i> .....	50
Figura 2.12 – <i>Atlas solarimétrico da Alemanha – Média anual de radiação global incidente no plano horizontal</i> .....	51
Figura 2.13 – <i>Atlas solarimétrico do Brasil – Média anual da radiação global incidente no plano horizontal</i> .....	51

## LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 2.1 – <i>Consumo Final Por Fonte No Mundo – 2008</i> .....	16
Gráfico 2.2 – <i>Consumo Final Por Fonte No Mundo – 1973</i> .....	17
Gráfico 2.3 – <i>Potência fotovoltaica instalada cumulativa nos países do IEA – PVPS</i> .....	19
Gráfico 2.4 – <i>Porcentagem de potência fotovoltaica conectada à rede (grid-connected) e de potência fotovoltaica não conectada à rede (off-grid) nos países do IEA – PVPS</i> .....	19
Gráfico 2.5 – <i>Potência fotovoltaica instalada (em MW) nos cinco países com maior capacidade instalada acumulada – perspectiva histórica (1995 a 2011)</i> .....	22
Gráfico 2.6 – <i>Evolução da tarifa prêmio em valores totais anuais e em euros/kWh</i> .....	33
Gráfico 2.7 – <i>Evolução da potência fotovoltaica acumulada (2006/2011)</i> .....	36
Gráfico 2.8 – <i>Oferta interna de energia elétrica por fonte 2010</i> .....	45
Gráfico 3.1 – <i>Tarifa final do consumidor residencial com impostos – atualizado em maio/2011</i> .....	78
Gráfico 3.2 – <i>Criação de empregos no setor de energias renováveis na Alemanha</i> .....	90
Gráfico 3.3 – <i>Composição dos custos da eletricidade</i> .....	93
Gráfico 4.1 – <i>Incentivo no IR (30%) para o segmento residencial e efeito na paridade tarifária</i> .....	110

## LISTA DE SÍMBOLOS, NOMENCLATURAS E ABREVIACÕES

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ACL	Ambiente de Comercialização Livre
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BDEW	<i>Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft</i> - Associação Federal das Indústrias de Energia e Água
BEN	Balanço Energético Nacional
BIT	Bens de Informática e Telecomunicações
BMBF	Ministério Alemão da Educação e da Pesquisa
BMU	Ministério Alemão do Meio Ambiente
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
Brics	Sigla que representa os cinco países emergentes da atualidade - Brasil, Rússia, Índia, China e África do Sul
CAMEX	Câmara de Comércio Exterior
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
cEUR	Centavos de Euros
CF	Constituição Federal
CGEE	Centro de Gestão e Estudos Estratégicos
CGH	Central Geradora Hidroelétrica
CIP	Contribuição para o custeio do serviço de Iluminação Pública
CNE	Comisión Nacional de Energía – Comissão Nacional de Energia
CNY	Moeda chinesa (yuan)
CNY/kWh	Yuan por Quilowatt hora
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
CSI	<i>California Solar Initiative</i>
CUSD	Contrato de Uso do Sistema de Distribuição
€	Euro
EEG	<i>Erneuerbare-Energien-Gesetz</i> - Código das Fontes Renováveis de Energia
Eletrobrás	Centrais Elétricas Brasileiras S/A
ENTAC	Encontro Nacional de Tecnologia do Ambiente Construído
EPE	Empresa de Pesquisa Energética

EPIA	<i>European Photovoltaic Industry Association</i>
EPP	Eficiência Energética nos Prédios Públicos
Eu	Euros
EUA	Estados Unidos da América
FIES	Fundo de Incentivo à Energia Solar
FV	Fotovoltaica
GD	Geração distribuída
GDFV	Geração Distribuída Fotovoltaica
GT – GDSF	Grupo de Trabalho de Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos
GW	Gigawatts
HTF	<i>heat transfer fluid</i>
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IEA – PVPS	<i>International Energy Agency – Photovoltaic Power Systems Programme</i>
II	Imposto de Importação
INEE	Instituto Nacional de Eficiência Energética
IN SRF	Instrução Normativa da Secretaria da Receita Federal
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
IPI	Imposto sobre Produtos Industrializados
IR	Imposto sobre a renda e proventos de qualquer natureza
ISES	International Solar Energy Society
ITC	<i>Investment Tax Credit</i>
kW	Quilowatts
kWh	Quilowatts-hora
MARCS	<i>Modified Accelerated Cost Recovery Schedule</i>
MERCOSUL	Mercado Comum do Sul
MJ/m <sup>2</sup> .dia	Mega joule por metro quadrado dia
MME	Ministério de Minas e Energia
MP	Medida Provisória
Mtep	Mega tonelada equivalente de petróleo
MW	Mega watts
MWp	Megawatts pico
NTD	Norma Técnica de Distribuição

ONS	Operador Nacional do Sistema
ONU	Organização das Nações Unidas
OPEP	Organização dos Países Exportadores de Petróleo
PADIS	Programa de Apoio ao Desenvolvimento Tecnológico da Indústria de Semicondutores
PASEP	Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público
PATVD	Programa de Apoio ao Desenvolvimento Tecnológico da Indústria de Equipamentos para a TV Digital
PCH	Pequena Central Hidroelétrica
PER	<i>Plan de Energias Renovables</i> – Plano de Energias Renováveis
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
PIS	Programa de Integração Social
PL	Projeto de Lei
Procel	Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica
PRODIST	Procedimentos de Distribuição
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
PV	Photovoltaic – Fotovoltaica
RD	Real Decreto
RGR	Reserva Global de Reversão
RPS	<i>Renewable Portfolio Standard</i>
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
SFV	Solar Fotovoltaica
SIN	Sistema Elétrico Interligado Nacional
TEC	Tarifa Externa Comum
Tep	Tonelada equivalente de petróleo
TUSD	Tarifa sobre o Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Tarifa sobre o Uso do Sistema de Transmissão
TWh	Terawatt hora
UHE	Usina hidroelétrica
UNICAMP	Universidade Estadual de Campinas
US\$	Dólares americanos
US\$/W	Dólares por Watt
VR	Valor Anual de Referência

W	Watt
Wh/m <sup>2</sup> .dia	Watt hora por metro quadrado dia

# SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO</b> .....	01
<b>2 - REVISÃO BIBLIOGRÁFICA</b> .....	05
<b>2.1 - INSERÇÃO DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NO CENÁRIO MUNDIAL</b> .....	05
<b>2.1.1 - Evolução ou involução: os caminhos trilhados através da seleção de fontes de energia</b> .....	05
<b>2.2 - A DIVERSIDADE DE FONTES DE ENERGIA</b> .....	07
<b>2.3 - PANORAMA MUNDIAL</b> .....	16
<b>2.3.1 - Análise do arcabouço legal e da evolução da GDFV nos países do IEA – PVPS</b> ..	23
2.3.1.1 - Alemanha.....	23
2.3.1.2 - Espanha .....	30
2.3.1.3 - Japão.....	36
2.3.1.4 - Itália.....	38
2.3.1.5 – Estados Unidos da América.....	39
2.3.1.6 - China .....	43
<b>2.3.2 – Outros países em desenvolvimento</b> .....	43
<b>2.4 – O CENÁRIO BRASILEIRO</b> .....	44
<b>2.5 – CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO</b> .....	52
<b>3 – MATERIAIS E METODOS</b> .....	54
<b>3.1 – MODALIDADES DE INCENTIVOS</b> .....	54
<b>3.1.1 – Sistemas de quotas</b> .....	54
<b>3.1.2 – Sistemas de preços</b> .....	56
3.1.2.1 - <i>Feed-in tariff</i> ou tarifa prêmio .....	56
3.1.2.2 - <i>Net metering</i> ou “medição do saldo” ou “sistema de compensação de energia”.....	57
<b>3.1.3 - Incentivos financeiros</b> .....	58
<b>3.1.4 - Incentivos fiscais</b> .....	59
<b>3.1.5 - Descontos e pagamentos</b> .....	59
<b>3.1.6 - Empréstimos a juros baixos</b> .....	60
<b>3.1.7 - Realocação de subsídios</b> .....	60
<b>3.1.8 - Instalação de geração através de fontes renováveis em prédios públicos</b> .....	60



<b>3.2 - INCENTIVOS E REGULAMENTAÇÕES - O PANORAMA BRASILEIRO</b> .....	61
<b>3.2.1 - Regulamentação da geração distribuída (GD)</b> .....	61
<b>3.2.2 - Marco regulatório – evolução e estágio atual dos instrumentos normativos</b> .....	63
<b>3.2.3 - Outras modalidades de incentivo à GDFV passíveis de aplicação no Brasil</b> .....	84
3.2.3.1 - Tarifa prêmio ( <i>feed-in tariff</i> ) .....	84
3.2.3.2 - Incentivos fiscais.....	85
3.2.3.3 - Financiamentos a juros baixos.....	91
<b>3.2.4 - Fatores considerados na composição da conta de energia elétrica</b> .....	92
3.2.4.1 - A CDE .....	96
3.2.4.2 - O PROINFA .....	97
3.2.4.3 - A RGR.....	97
3.2.4.4 – Os tributos .....	99
3.2.4.4.1 - PIS/COFINS.....	99
3.2.4.4.2 - ICMS .....	99
3.2.4.4.3 - CIP.....	101
<b>3.3 - VISÃO GERAL DOS INCENTIVOS E FINANCIAMENTOS ANALISADOS</b> ...	101
<b>4 – RESULTADOS E DISCUSSÕES</b> .....	103
<b>4.1 - DO ÂMBITO DAS RESOLUÇÕES NORMATIVAS</b> .....	103
<b>4.2 – DAS PORTARIAS</b> .....	104
<b>4.3 – DAS LEIS</b> .....	104
<b>4.4 – DOS DECRETOS</b> .....	114
<b>5 - CONCLUSÕES</b> .....	116
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b> .....	122

# 1 INTRODUÇÃO

O mundo vive um momento de crise. À medida que o contingente populacional cresce, amplia-se a necessidade de atendimento a necessidades básicas, como alimentação, moradia, vestuários etc. Segue-se a essas necessidades básicas o anseio por conforto. O atendimento a todas essas necessidades passa necessariamente por um maior consumo de energia. O fornecimento de energia para mover a sociedade do presente e do futuro é um grande desafio a ser equacionado pelos governos mundiais.

O modelo energético adotado até bem pouco tempo atrás, sobretudo nos países desenvolvidos, era quase que exclusivamente poluente, fincado em fontes energéticas fósseis: petróleo, carvão mineral e gás natural, que, somadas, eram responsáveis por 81,3% de toda a energia consumida no planeta, conforme dados relativos ao ano de 2008, apresentados no Balanço Energético Nacional (BEN) do ano de 2011 (MME e EPE, 2011a)<sup>1</sup>.

Entretanto, a partir da década de 70, com a primeira crise do petróleo, os governos passaram a investir na pesquisa e desenvolvimento de novas alternativas energéticas. A mudança de paradigma teve seu início, portanto, há menos de cinquenta anos. O fim da primeira crise do petróleo reduziu o estímulo inicial à busca de novas fontes energéticas, mas não impediu o prosseguimento das investigações, que foram retomadas de forma mais consistente com as novas altas do preço do barril do petróleo a partir do início deste novo século.

Os países onde mais se desenvolveram as pesquisas foram justamente aqueles mais dependentes de fontes fósseis, destacando-se a Alemanha, a Espanha, o Japão, os Estados Unidos da América e a Itália, seguidos mais recentemente pela China.

As novas fontes eleitas por esses países para remodelar as suas matrizes energéticas, mais renováveis e menos poluentes, serviram de modelo para outros países, que nos últimos anos ingressaram nesse novo mercado. Dentre elas, o destaque se deu para as fontes eólica e solar, a exemplo do que se observa na Alemanha (BMU, 2012d).

---

<sup>1</sup> Conforme dados relativos ao ano de 2008, apresentados no Balanço Energético Nacional – BEN – do ano de 2011.

O Brasil, atendido por farto potencial hidroelétrico, inicialmente ficou alheio a essa tendência. Todavia, premido pela inegável demanda energética impulsionada pela recente retomada do crescimento e pelos apagões<sup>2</sup> verificados em anos recentes, aderiu à nova tendência, assumindo um novo planejamento energético no qual foram contempladas as fontes alternativas de energia, direcionando investimentos, em primeiro plano, para as pequenas centrais hidroelétricas e para a geração eólica, além da geração através de biomassa, conforme se pode constatar no Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), introduzido pelo governo federal<sup>3</sup>.

Nesse ínterim, o avanço das pesquisas e o desenvolvimento de novas tecnologias nos países desenvolvidos, somadas ao aumento da demanda pela geração de energia solar fotovoltaica (SFV)<sup>4</sup>, empurraram o custo de implantação das usinas solares para baixo, reduzindo o distanciamento com os custos dos modelos tradicionais de geração (Shayani, Oliveira e Camargo, 2006).

No Brasil, as pesquisas desenvolvidas nas universidades e junto ao Ministério de Minas e Energia (MME) e à Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) se encarregaram de demonstrar o grande potencial para geração de energia SFV em quase todo o país, com níveis de irradiação muito superiores àqueles experimentados pela Alemanha, por exemplo, além da existência de matéria prima e tecnologia de desenvolvimento de células solares, somadas ainda à paridade tarifária em diversas unidades federativas (ANEEL, 2011c).

Diante do contexto mundial, com o avanço das pesquisas e do desenvolvimento da

---

<sup>2</sup> A Crise do Apagão ocorreu em duas ocasiões, em 1 de julho de 2001 e 27 de setembro de 2002, porém outros apagões setoriais ocorreram, cabendo destacar os ocorridos em 22 de janeiro de 2005 em que foram afetados os Estados do Rio de Janeiro e do Espírito Santo e o ocorrido em 10 de novembro de 2009, em que dezoito Estados da Federação foram atingidos, tendo os Estados de São Paulo, Rio de Janeiro e Espírito Santo ficado totalmente sem energia elétrica.

<sup>3</sup> O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia foi criado pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, regulamentada pelo Decreto nº 5.025, de 30 de março de 2004, com o objetivo de aumentar a participação de energia elétrica produzida por empreendimentos concebidos com base em fontes eólica, biomassa e pequenas centrais hidroelétricas no Sistema Elétrico Interligado Nacional – SIN, cabendo ao Ministério de Minas e Energia – MME – o seu planejamento e à Centrais Elétricas Brasileiras S/A – Eletrobrás – a sua execução.

<sup>4</sup> O termo SFV corresponde à geração de energia solar fotovoltaica em sentido amplo (envolvendo sistemas isolados, ou seja, desconectados da rede de distribuição de energia elétrica; sistemas conectados à rede de distribuição de energia elétrica; sistemas centralizados; e sistemas distribuídos); o termo SFCR corresponde apenas a sistemas solares fotovoltaicos conectados à rede de distribuição de energia elétrica, podendo ser tanto sistemas centralizados quanto sistemas distribuídos; e o termo GDFV corresponde unicamente a sistemas distribuídos fotovoltaicos conectados à rede de distribuição de energia elétrica.

tecnologia solar e com a adoção da geração SFV por um número crescente de novos países, além do amadurecimento do tema no ambiente interno, com a decisão do governo brasileiro de criar as condições propícias à geração SFV em nosso território, sobretudo a geração distribuída fotovoltaica (GDFV), o Brasil se prepara para dar os primeiros passos rumo à regulamentação de pequenos sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição de energia elétrica (SFCR).

O início da regulamentação já se deu (ANEEL, 2012f), através da Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, com a opção inicial pelo sistema de compensação de energia (*net metering*). Porém, ainda há muito a se fazer até que se consolide um mercado fotovoltaico em nosso país. É desse esforço regulatório que trata o presente trabalho, mais precisamente da regulamentação da GDFV, que contempla os mini e os micro SFCR, estabelecendo uma análise dos instrumentos normativos já editados e de outros instrumentos normativos que podem vir a ser editados para dar sustentação à GDFV, sobretudo aos incentivos necessários ao estabelecimento de um mercado solar fotovoltaico no Brasil.

A estrutura desta dissertação se perfaz pela divisão em cinco capítulos:

No segundo capítulo, em um primeiro momento faz-se uma análise dos caminhos trilhados pelo ser humano para chegar ao atual contexto, para em seguida descortinar-se o estágio atual dos países desenvolvidos na geração SFV, demonstrando as opções técnicas adotadas e as regulamentações que deram sustentação aos incentivos necessários à implantação da GDFV.

O terceiro capítulo inicia por uma análise mais detalhada dos incentivos adotados em diversos outros países, com especial atenção aos procedimentos necessários à sua implantação. Segue-se um estudo dos recentes esforços regulatórios desenvolvidos no âmbito do governo federal, sobretudo pela agência de regulação, em que se observa a opção inicial pelo sistema de compensação (*net metering*). Em contraposição, faz-se a análise de outras modalidades de incentivo passíveis de adoção, indicando prováveis fontes de financiamento.

O quarto capítulo serve-se das análises feitas no capítulo anterior para apresentar os

instrumentos normativos a serem empregados para a regulamentação da GDFV, tanto no que tange aos requisitos técnicos quanto às modalidades de incentivo, explicitando os seus pormenores.

No quinto capítulo são apresentadas as conclusões do presente trabalho.

## **2 – REVISÃO BIBLIOGRÁFICA**

Neste capítulo é descortinado o panorama energético mundial e a situação brasileira em particular, abordando a diversidade de fontes de geração de energia elétrica, o impacto causado por elas sobre o meio ambiente e as projeções de geração e consumo para as próximas décadas. Destaca-se, a seguir, a evolução das fontes renováveis de energia elétrica, dando especial ênfase à geração SFV, apresentando a distinção entre geração fotovoltaica centralizada e geração distribuída fotovoltaica (GDFV), os seus aspectos positivos e negativos e o estágio atual de sua pesquisa e desenvolvimento. A seguir, é feita uma análise dos incentivos dados aos investidores em geração SFV nos diversos países, em particular da regulamentação propiciada pelos governos locais, seus acertos e erros, e das projeções para o futuro próximo.

### **2.1 – INSERÇÃO DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NO CENÁRIO MUNDIAL**

#### **2.1.1 – Evolução ou involução: os caminhos trilhados através da seleção de fontes de energia**

Nossos ancestrais sobreviveram em um mundo hostil, privados de qualquer conforto, sem domínio de ferramentas as mais elementares para o exercício de atividades rotineiras, tal qual garantir o alimento diário. Desse passado rude, restou o aprendizado de construção e operação de ferramentas básicas, do domínio do fogo, passando pela invenção da roda, até o uso de máquinas que substituíram o emprego da força física: a princípio a vapor, depois elétricas.

O caminho trilhado levou o ser humano inicialmente à adoção de fontes de energia renováveis, a exemplo da força do próprio ser humano e de animais, da lenha, do vento, da água e do carvão vegetal. Entretanto, a partir da Revolução Industrial na Inglaterra do século XVIII, as máquinas passaram a consumir carvão mineral em sua operação, iniciando um ciclo de consumo de combustíveis fósseis que perduraria por longos anos e seria fortalecido com a descoberta do petróleo em 1860.

A fumaça expelida pelas chaminés das fábricas movimentava o progresso, mas logo se mostrou nociva à saúde humana, angariando opositores. Foi nas décadas de 60 e 70 que as

primeiras vozes contrárias ao uso indiscriminado de combustíveis fósseis se fizeram ouvir. Entretanto, foram suplantadas pelos defensores da capacidade humana de criar mecanismos de substituição de procedimentos agressivos ao ser humano por outros, mais evoluídos e mais adequados, por meio do emprego de inovações tecnológicas que impediriam a concretização das previsões mais pessimistas (ISES, 2002).

A crise do petróleo, entre os anos 1973-74, reabriu a discussão, dando novo fôlego aos defensores de fontes de energia menos agressivas ao meio ambiente, quando, conforme registrado pelo BEN, “*os membros da Organização dos Países Exportadores de Petróleo – OPEP – promoveram o denominado ‘primeiro choque do petróleo’. O preço médio do barril saltou de US\$ 2,48 em 1972 para US\$ 11,58 em 1974*” (MME e EPE, 2011a). Foi no embalo proporcionado pela crise que experiências inovadoras com fontes alternativas de energia se desenvolveram. Surgiram canais de financiamento, até então inexistentes, impulsionando pesquisas com fontes renováveis de energia, dentre elas a energia vinda do sol (ISES, 2002).

No entanto, o preço do barril de petróleo, que se tornara demasiadamente oneroso face à atuação agressiva da OPEP, recuou a partir de 1985, relegando projetos ambiciosos de uso de energia alternativa à suspensão do financiamento. O custo de desenvolvimento, implantação e operação dessas novas tecnologias as tornava impeditivas, face à abundância do petróleo.

A retomada das pesquisas e desenvolvimento de tecnologias de uso de fontes renováveis só iria ocorrer no início do novo século (ISES, 2002), mais uma vez impulsionada pelo aumento do preço do petróleo, agora de forma progressiva, a que se somaram esforços internacionais de preservação do meio ambiente, exteriorizados na forma de acordos, em especial, pelo Protocolo de Kyoto<sup>5</sup> (MME e EPE, 2011a), aliado a um rearranjo da economia global, com o despertar dos chamados “países em desenvolvimento”, capitaneados por China e Índia. A perspectiva de consumo de energia ampliou-se sobremaneira, justificando um olhar mais atento para novas fontes, dada a projeção de esgotamento das fontes tradicionalmente empregadas. (ISES, 2002)

---

<sup>5</sup> Protocolo de Kyoto: acordo internacional sobre o meio ambiente que entrou em vigor em fevereiro de 2005, onde foi definido que, no período de 2008 até 2012, a emissão de Gases de Efeito Estufa - GEE - nos países desenvolvidos fosse reduzida em média 5,2% em relação aos níveis de 1990,

O ser humano retorna assim ao caminho inicialmente trilhado, buscando na natureza a solução para o equilíbrio entre progresso e preservação ambiental, conscientizando-se paulatinamente da esgotabilidade dos recursos naturais.

## **2.2 - A DIVERSIDADE DE FONTES DE ENERGIA**

Carvão, petróleo, gás e combustíveis nucleares trouxeram desenvolvimento e conforto à raça humana. Esgotáveis, poluidores, mas abundantes, os combustíveis fósseis tiveram e ainda terão um papel relevante no futuro. De fato, o cenário não é nada otimista. As emissões de CO<sub>2</sub> irão aumentar em 50% até 2030, atingindo 40 GtCO<sub>2</sub>, se nada for feito, conforme relatório sobre mudanças climáticas do *Intergovernmental Panel on Climate Change* (IPCC, 2007a). Porém, a convivência com novas fontes de energia é inevitável. A substituição gradativa é o cenário provável a ser assegurado pelo desenvolvimento de novas pesquisas, tendo por pano de fundo a crescente preocupação com os malefícios do uso indiscriminado das fontes não-renováveis, facilmente visualizados no derretimento de geleiras e no aumento da temperatura ambiente causados pelo efeito estufa, no descontrole climático que provoca grandes chuvas e suas conseqüentes inundações, na poluição atmosférica etc. (Shayani, 2010).

Na outra frente, alinham-se opções variadas, como a força da água em usinas hidroelétricas ou em usinas maremotrizes, a força dos ventos em usinas eólicas, a geração através de biomassa ou de fontes geotérmicas, o calor da luz solar ou a transformação direta da luz solar em energia elétrica através de células fotovoltaicas.

Dentre as fontes renováveis disponíveis, destaca-se o movimento de turbinas pela força das águas em hidroelétricas, dada a abundância de potenciais energéticos em diversos países, sobretudo nos países em desenvolvimento, nos quais se acham concentrados dois terços desses potenciais. Trata-se, todavia, de tecnologia plenamente desenvolvida, madura (ISES, 2002), o que implica pequena possibilidade de desenvolvimento de novas soluções, pois, conforme relatório do Grupo de Trabalho de Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos constituído pelo Ministério de Minas e Energia, “*o segmento da indústria que atinge essa fase cresce pouco em relação ao passado e seus ganhos tecnológicos são apenas incrementais*” (MME, 2009b), ressaltando-se também o alto custo social de sua implantação, revelado no grave impacto causado ao meio ambiente pelas barragens e no



desalojamento de comunidades ribeirinhas, além do alagamento de sítios arqueológicos.

Há que se atentar, entre as espécies de energia objeto de pesquisas na retomada de investimentos em fontes renováveis a partir do início do novo século, para a eólica, que tem se mostrado competitiva face ao desenvolvimento de sua tecnologia, tendo sido objeto de regulamentação e de investimentos em nosso país, achando-se inserida no PROINFA.

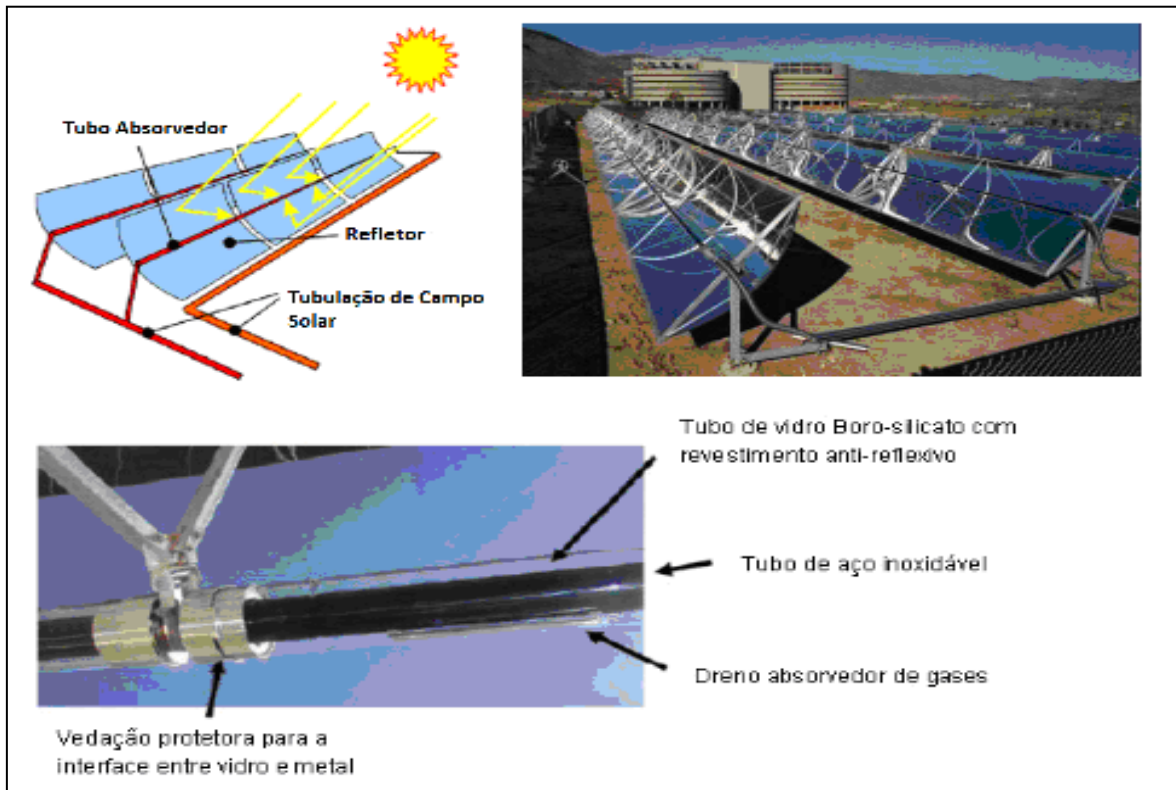
A energia solar vem garantindo papel de destaque nesse contexto. Bem analisadas, inúmeras fontes de energia derivam da energia solar, como fonte de energia primária do planeta Terra, tais como a hidráulica, a biomassa, a eólica, os combustíveis fósseis e a energia dos oceanos (ISES, 2002). A radiação solar também pode ser empregada diretamente como fonte de energia térmica, a qual tem sua aplicação no aquecimento de fluidos e ambientes e na geração de potência mecânica e elétrica. Pode ainda ser convertida diretamente em energia elétrica através de materiais termoelétricos e fotovoltaicos (ANEEL, 2005a).

Além das aplicações passivas de iluminação e aquecimento natural de ambientes, asseguradas por técnicas de arquitetura e construção, o aproveitamento da energia solar tem-se dado através do uso de coletores e de concentradores solares. Os primeiros permitem o aquecimento de água para aplicações residenciais e comerciais; já os segundos destinam-se à secagem de grãos e à produção de vapor. O vapor produzido, por sua vez, permite a sua transformação em energia mecânica, através de turbinas, e a seguir em energia elétrica (ANEEL, 2005a).

O uso de concentradores solares vem sendo objeto de pesquisa e desenvolvimento, com projetos já em execução na Espanha e nos Estados Unidos. Esta aplicação consiste basicamente em captar a energia solar incidente em uma grande área e concentrá-la em uma pequena área, de modo a produzir o aquecimento de um fluido que, por sua vez, irá gerar vapor d'água, o qual irá acionar um ciclo Rankine, transformando a energia mecânica incidente em energia elétrica.

As usinas termossolares empregam concentradores solares em arranjos diferenciados, a saber: concentradores cilíndrico-parabólicos (calhas); concentradores fresnel; concentradores de pratos parabólicos; e concentradores em torre (MME e EPE, 2012b).

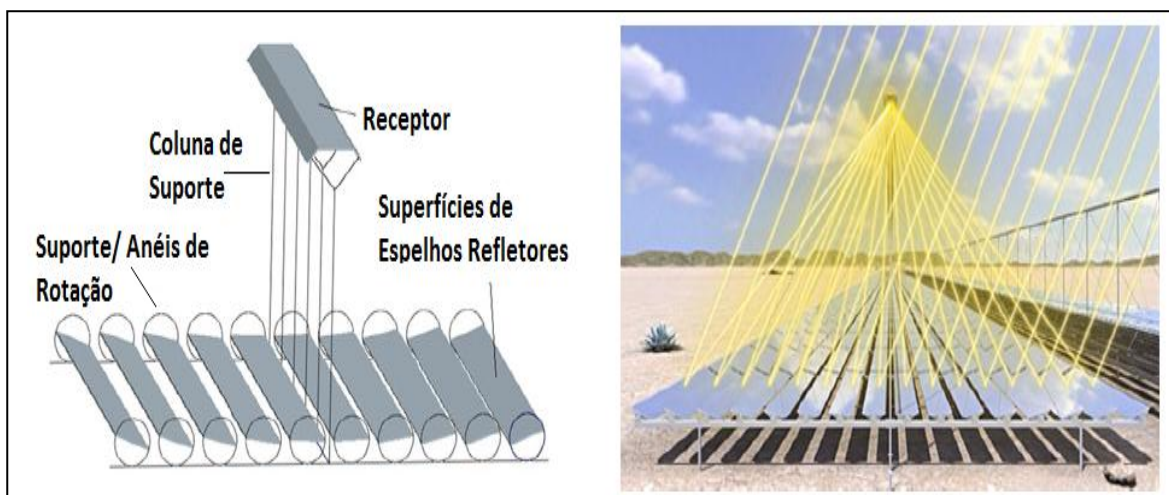
Os concentradores cilíndrico-parabólicos empregam espelhos côncavos cuja linha focal tem acoplado um tubo absorvedor de calor por onde circula um fluido de alta capacidade térmica (*heat transfer fluid* – HTF), o qual, aquecido, escoar através de um trocador de calor que gera vapor d’água, que, por fim, aciona o ciclo Rankine. Os espelhos, juntamente com o tubo absorvedor que a eles se acha acoplado, giram em torno do próprio eixo, acompanhando a luz solar, conforme podemos ver na figura 2.1.



**Fontes:** [www.nrel.gov](http://www.nrel.gov) e [www.ucsus.org](http://www.ucsus.org) apud MME – Ministério de Minas e Energia e EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Nota Técnica. *Análise da inserção da geração solar na matriz energética brasileira*. Disponível em <[www.mme.gov.br](http://www.mme.gov.br)>. Acesso em: 3 ago 2012 (modificado).

Figura 2.1 – Concentradores cilíndrico-parabólicos

Os concentradores Fresnel, apresentados na figura 2.2, empregam várias lâminas paralelas de espelhos planos, as quais, dispostas em diferentes angulações, refletem para um tubo absorvedor fixo a irradiação solar.



**Fontes:** [www.nrel.gov](http://www.nrel.gov) e [www.ucsus.org](http://www.ucsus.org) apud MME – Ministério de Minas e Energia e EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Nota Técnica. *Análise da inserção da geração solar na matriz energética brasileira*. Disponível em <[www.mme.gov.br](http://www.mme.gov.br)>. Acesso em: 3 ago 2012 (modificado).

Figura 2.2 – *Concentradores Fresnel*

Os concentradores de pratos parabólicos utilizam espelhos parabólicos independentes, em cujo ponto focal é aquecido o fluido, acionando um motor ciclo Sterling acoplado a um gerador de pequeno porte (figura 2.3).

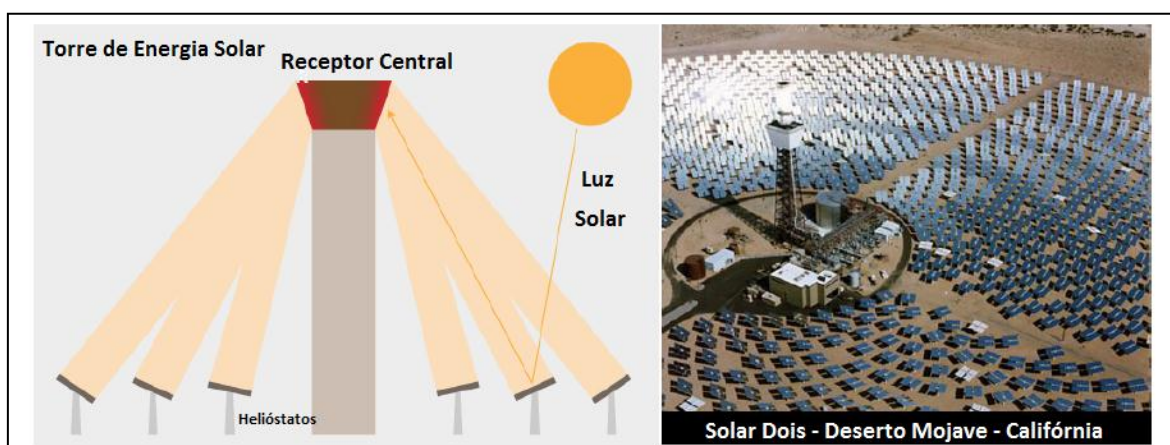


**Fontes:** [www.nrel.gov](http://www.nrel.gov) e [www.ucsus.org](http://www.ucsus.org) apud MME – Ministério de Minas e Energia e EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Nota Técnica. *Análise da inserção da geração solar na matriz energética brasileira*. Disponível em <[www.mme.gov.br](http://www.mme.gov.br)>. Acesso em: 3 ago 2012 (modificado).

Figura 2.3 – *Concentradores pratos parabólicos*

Os concentradores em torre usam um campo de heliostatos (dispositivos que seguem o movimento do sol e empregam um espelho ou um conjunto de espelhos) que se movem

independentemente, de modo a refletir a luz solar para um feixe tubular localizado no topo de uma torre. No feixe tubular circula o fluido térmico que aciona a turbina (figura 2.4).



**Fontes:** [www.nrel.gov](http://www.nrel.gov) e [www.ucsusa.org](http://www.ucsusa.org) apud MME – Ministério de Minas e Energia e EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Nota Técnica. *Análise da inserção da geração solar na matriz energética brasileira*. Disponível em <[www.mme.gov.br](http://www.mme.gov.br)>. Acesso em: 3 ago 2012 (modificado).

Figura 2.4 – Concentradores em torre

Os concentradores solares já possuem unidades em funcionamento, a exemplo dos concentradores em torre na Espanha e os concentradores cilíndrico-parabólicos nos Estados Unidos. Ambos geram energia de forma centralizada, qual seja a geração de energia ocorre em uma única localidade, normalmente terrenos ou campos, devendo a seguir ser transportada aos locais de consumo.

Por seu turno, a transformação direta da energia solar em energia elétrica é possibilitada por materiais semicondutores, com aproveitamento dos efeitos termoelétricos (calor) e fotovoltaico (luz). O efeito termoelétrico é empregado através de uma junção bimetálica que, exposta ao sol, faz surgir uma diferença de potencial. Esta aplicação tem sido empregada em medidores de temperatura, mas sua aplicação na geração de energia elétrica é inviabilizada pelo seu baixo rendimento e pelo seu alto custo. Já o efeito fotovoltaico assegura a conversão dos fótons contidos na luz solar diretamente em energia elétrica através de células solares (ANEEL, 2005a).

A transformação da luz solar diretamente em energia elétrica recebe a denominação de geração de energia solar fotovoltaica (SFV). Existem quatro aplicações básicas para essa espécie de geração de energia (IEA–PVPS, 2011g): as aplicações domésticas não

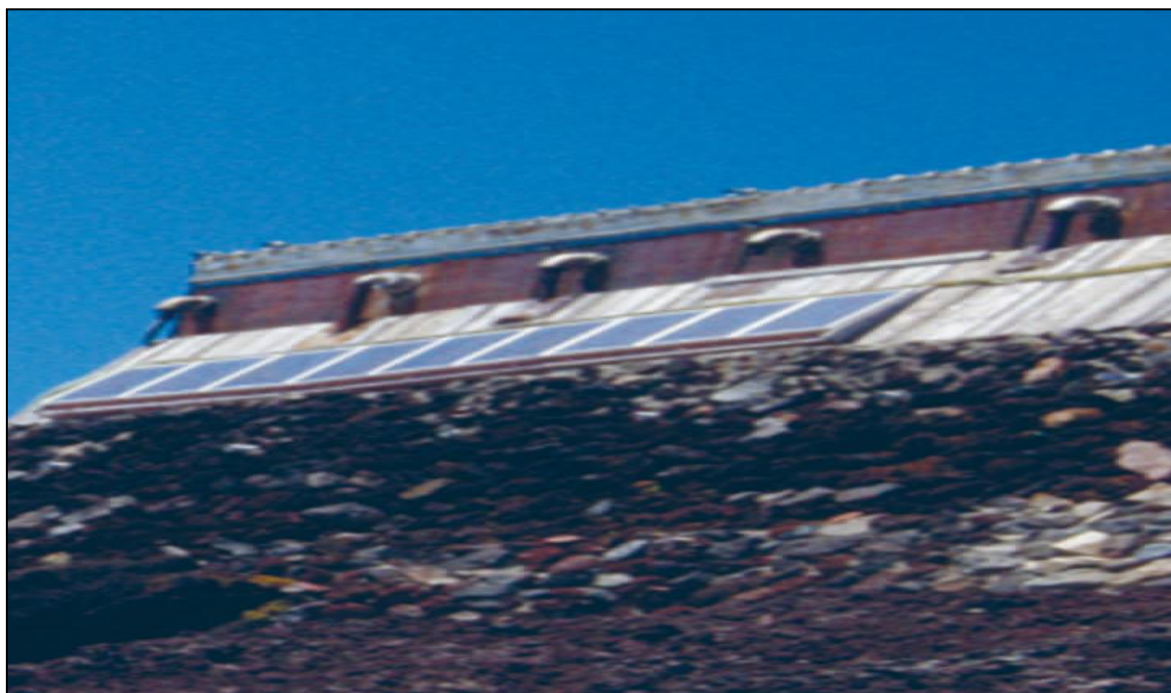
conectadas à rede de distribuição (*off-grid domestic*), onde a geração SFV provê energia para casas de famílias e vilas não conectadas à rede de distribuição, atendendo iluminação, refrigeração e outras cargas pequenas (figura 2.5); aplicações não domésticas não conectadas à rede (*off-grid non-domestic*), onde a geração SFV atende a uma gama de aplicações, tais como telecomunicações, bombeamento de água, refrigeração de vacinas e auxílio à navegação (figura 2.6); geração centralizada conectada à rede (*grid-connected centralized*), na qual os módulos ficam todos dispostos em um só local e não se destinam ao atendimento de um usuário em particular e sim destinam-se à integração com a rede de distribuição para atendimento da demanda geral de energia (figura 2.7); e a geração distribuída conectada à rede (*grid-connected distributed*), na qual são instaladas células solares fotovoltaicas diretamente nas unidades consumidoras, que passam, assim, a ser também geradoras de energia, atendendo a sua própria demanda e injetando o excedente de produção na rede de distribuição (figura 2.8).

A geração centralizada apresenta a necessidade de transmissão e distribuição da energia gerada para os centros de consumo, o que mantém os altos custos já identificados na tradicional geração hidroelétrica. Por outro lado, a geração distribuída apresenta como vantagem justamente o fato de se encontrar no próprio centro de consumo, o que evita os custos com transmissão e distribuição de energia.



Fonte: IEA-PVPS – International Energy Agency – Photovoltaic Power Systems Programme. Trends in photovoltaic applications: Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2010. Report IEA-PVPS T1-20:2011. Disponível em: <[www.iea-pvps.org](http://www.iea-pvps.org)>. Acesso em: 13 jun 2012.

Figura 2.5 - *Aplicações domésticas não conectadas à rede de distribuição - New Monte Rosa Hut SAC courtesy Peter Dransfeld*



Fonte: IEA-PVPS – International Energy Agency – Photovoltaic Power Systems Programme. Trends in photovoltaic applications: Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2010. Report IEA-PVPS T1-20:2011. Disponível em: <[www.iea-pvps.org](http://www.iea-pvps.org)>. Acesso em: 13 jun 2012.

Figura 2.6 - *Aplicações não domésticas não conectadas à rede - PV on Mount Fuji Japan Courtesy Izumi Kaizuka*



Fonte: IEA-PVPS – International Energy Agency – Photovoltaic Power Systems Programme. Trends in photovoltaic applications: Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2010. Report IEA-PVPS T1-20:2011. Disponível em: <[www.iea-pvps.org](http://www.iea-pvps.org)>. Acesso em: 13 jun 2012.

Figura 2.7 - *Geração centralizada conectada à rede - Salmdorf, Germany, 1 MW, courtesy BSW-Solar/FirstSolar*



**Fonte:** IEA-PVPS – International Energy Agency – Photovoltaic Power Systems Programme. Trends in photovoltaic applications: Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2010. Report IEA-PVPS T1-20:2011. Disponível em: <[www.iea-pvps.org](http://www.iea-pvps.org)>. Acesso em: 13 jun 2012.

Figura 2.8 - *Geração distribuída conectada à rede - Roof integrated PV system with frameless CIGS tin film modules, courtesy of Wurth Solar/Germany*

Inicialmente, os projetos de geração de energia solar foram direcionados à implantação de grandes usinas solares, dispostas no solo e centralizadas em um único espaço (um terreno, por exemplo), de onde a energia gerada podia ser transmitida até a rede de distribuição de energia elétrica e através dela ser conduzida até o consumidor final. Projetos dessa natureza continuam sendo implantados, porém vêm-se reduzindo significativamente frente à geração distribuída. Nesta modalidade, em regra, pequenas unidades de geração de energia são implantadas na unidade consumidora e conectadas diretamente na rede de distribuição. Dessa forma, o consumidor final de energia passa a ser também gerador, utilizando a energia gerada em seu sistema para consumo próprio e injetando na rede de distribuição a energia excedente.

Porém, a designação “geração distribuída” admite outras configurações, divergentes, que incluem a inserção na rede de transmissão de energia elétrica e a geração em locais isolados do sistema interligado de energia (atendimento a comunidades isoladas). Além disso, outros aspectos fazem complexa a conceituação de geração distribuída, a exemplo da

potência da usina de geração, da tecnologia empregada, do propósito de sua implantação etc.

Essa diversidade de aspectos a serem considerados conduz à inexistência de uma conceituação consensual a respeito de geração distribuída (GD). De fato, cada autor destaca em sua conceituação determinado aspecto da GD, relevante para o enfoque que pretende dar.

A esse respeito, assim se manifestam Severino, Camargo e Oliveira (Severino, Camargo e Oliveira, 2008):

A análise da literatura relevante dessa área mostra que as definições existentes para GD não são consistentes e que ainda não há uma definição de GD geralmente aceita, conforme destacado por Ackermann, Andersson e Soder (2001), por El-Khattam e Salama (2004), por Dias, Bortoni e Haddad (2005), por Lora e Haddad (2006) e por Rodrigues (2006).

Prosseguem, analisando aspectos relevantes para a conceituação e relegando a segundo plano aqueles não essenciais a esse esforço conceitual. Por fim, extraem a seguinte proposta conceitual:

GD é a denominação genérica de um tipo de geração de energia elétrica que se diferencia da realizada pela geração centralizada por ocorrer em locais em que não seria instalada uma usina geradora convencional, contribuindo para aumentar a distribuição geográfica da geração de energia elétrica em determinada região.

Exemplo de conceituação limitada a certos aspectos da GD é aquela oferecida pelo Instituto Nacional de Eficiência Energética (INEE):

Geração Distribuída (GD) é uma expressão usada para designar a geração elétrica realizada junto ou próxima do(s) consumidor(es) independente da potência, tecnologia e fonte de energia. As tecnologias de GD têm evoluído para incluir potências cada vez menores. A GD inclui:

- Co-geradores
- Geradores que usam como fonte de energia resíduos combustíveis de processo;
- Geradores de emergência;
- Geradores para operação no horário de ponta;
- Painéis foto-voltáicos;
- Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCH's.
- O conceito envolve, ainda, equipamentos de medida, controle e comando que articulam a operação dos geradores e o eventual controle de cargas (ligamento/desligamento) para que estas se adaptem à oferta de energia.

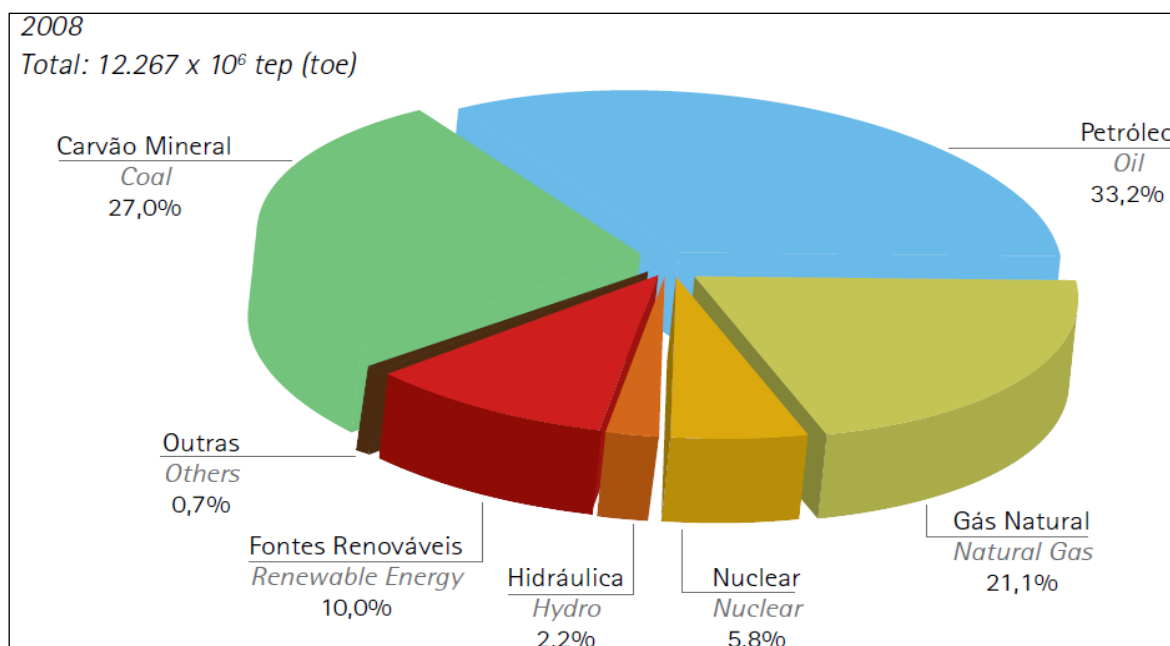


- A GD tem vantagem sobre a geração central pois economiza investimentos em transmissão e reduz as perdas nestes sistemas, melhorando a estabilidade do serviço de energia elétrica (INEE, 2012).

A geração SFV de energia elétrica tem como obstáculos o rendimento das células solares atualmente existentes, as quais permitem a conversão de, no máximo, 25% da radiação solar incidente em energia elétrica, e os custos de implantação, situados na faixa de US\$ 200 a US\$ 300 por megawatt-hora e entre US\$ 3 mil e US\$ 7 mil por quilowatt instalado no ano de 2005 (ANEEL, 2005a) e atualmente na faixa de 3,50 US\$/kWp, para instalações residenciais de 4 a 6 kWp; 3,15 US\$/kWp, para instalações residenciais de 8 a 10 kWp; 2,70 US\$/kWp, para instalações comerciais (até 100 kWp); e 2,38 US\$/kWp, para instalações industriais (a partir de 1.000 kWp) (MME e EPE, 2012b).

### 2.3 - PANORAMA MUNDIAL

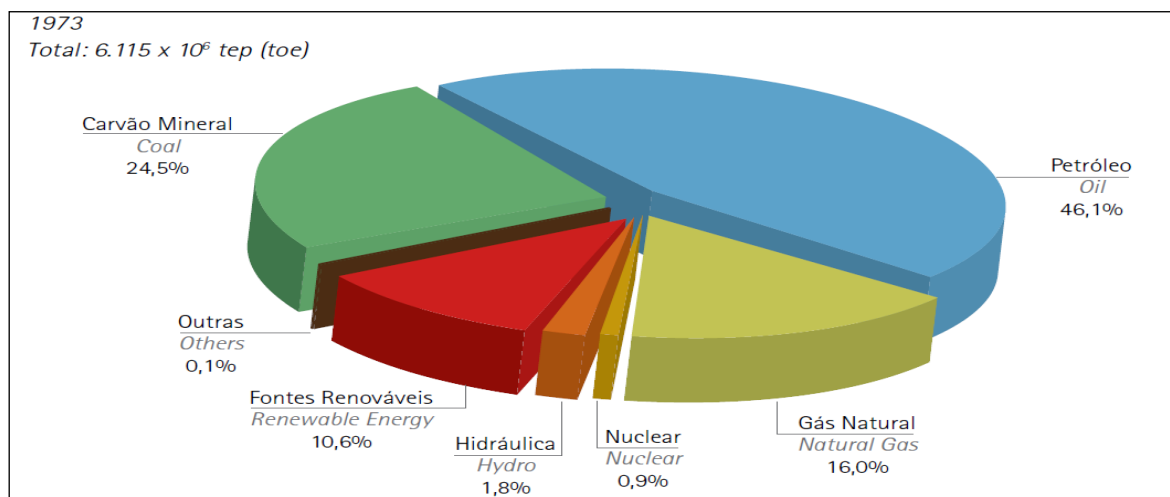
A matriz energética mundial é essencialmente baseada em combustíveis fósseis. Os países mais industrializados são os responsáveis pelas altas taxas de emissão de gases de efeito estufa na atmosfera. O Balanço Energético Nacional de 2011, que tem por referência dados colhidos no ano de 2010 (MME e EPE, 2011a), apresenta dados mundiais de energia em que se destacam interessantes comparações de oferta de energia por fonte, relativos aos anos de 1.973 e 2008, que podem ser vistos nos gráficos 2.1 e 2.2:



**Fonte:** MME - Ministério de Minas e Energia, EPE – Empresa de Pesquisa Energética. *Balanço energético nacional*. BEN 2011 – Ano base 2010. Brasília: MME, EPE, 2011. Disponível em <[www.mme.gov.br](http://www.mme.gov.br)>.

Acesso em: 3 ago 2012.

Gráfico 2.1 – Consumo Final Por Fonte No Mundo – 2008



**Fonte:** MME - Ministério de Minas e Energia, EPE – Empresa de Pesquisa Energética. *Balanço energético nacional*. BEN 2011 – Ano base 2010. Brasília: MME, EPE, 2011. Disponível em <[www.mme.gov.br](http://www.mme.gov.br)>. Acesso em: 3 ago 2012.

Gráfico 2.2 – Consumo Final Por Fonte No Mundo – 1973

Pode-se observar no gráfico de 2008, a predominância de combustíveis fósseis na geração de energia mundial: o petróleo oferece a maior contribuição (33,2%), seguido do carvão mineral (27%) e do gás natural (21,1%). Somadas, essas três fontes são responsáveis por 81,3% de toda a energia gerada no planeta. Restam 5,8% relativos à energia nuclear (também altamente poluente), 2,2% relativos à energia hidráulica, 0,7% relativos a outras fontes de energia (geotérmica, calor etc.) e 10% relativos a fontes renováveis (IEA, 2011). Comparados ao ano de 1973, esses dados mostram uma redução da dependência do petróleo (de 46,1% para 33,2%), porém há aumento da geração de energia através de carvão mineral (de 24,5% para 27%), gás natural (de 16% para 21,2%) e energia nuclear (de 0,9% para 5,8%). Nesse contexto, a contribuição da energia hidráulica foi ínfima, subindo de 1,8% para 2,2%. O mesmo se deu com as outras fontes de energia, com aumento de 0,1% para 0,7%. Entretanto, a geração através de fontes renováveis diminuiu de 10,6% para 10%. Portanto, em 25 anos houve uma flutuação entre fontes poluentes de energia, com evidente predominância da geração através de combustíveis fósseis.

A constatação dessa realidade, somada a dados preocupantes dos níveis de poluição dos mares e da atmosfera terrestre, vem conduzindo a humanidade à conscientização da

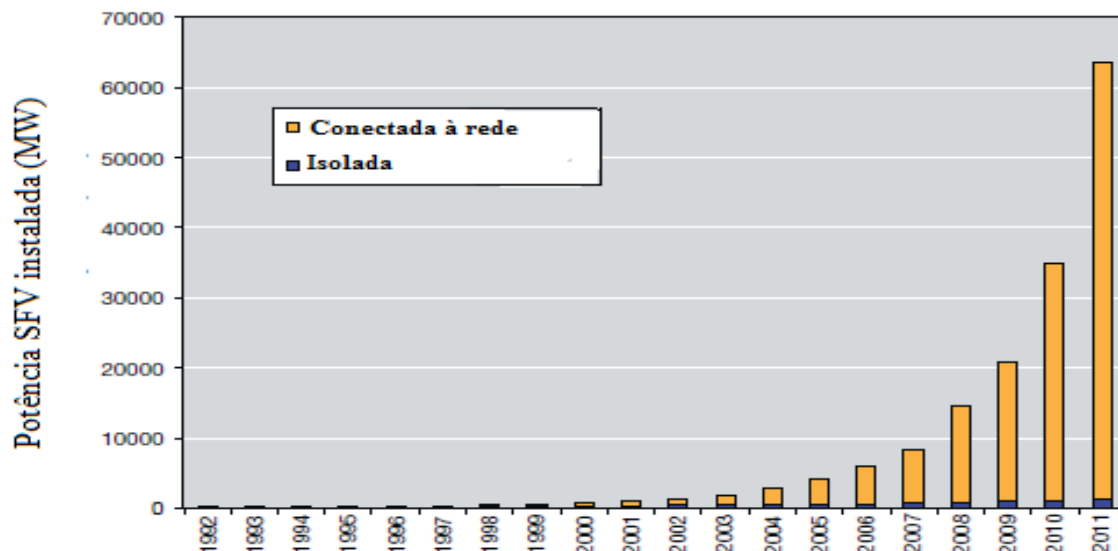
necessidade de investimentos em outras fontes de energia, renováveis e menos poluentes.

Nesse sentido, vêm se desenvolvendo esforços em inúmeros países, sobretudo naqueles apontados como os maiores responsáveis pelos índices de poluição detectados nas últimas décadas. Os investimentos em pesquisas e desenvolvimento de novas tecnologias vêm apresentando resultados promissores, barateando os custos de implantação de sistemas lastreados em fontes renováveis, a exemplo da energia eólica e da energia solar. Nos países abrangidos pelo IEA – PVPS<sup>6</sup> houve um substancial acréscimo na capacidade instalada de geração de energia solar fotovoltaica no ano de 2010, atingindo aproximadamente 14,2 GW, o que equivale ao dobro da capacidade instalada no ano de 2009, elevando a capacidade total instalada nesses países para 35 GW. A capacidade instalada no ano de 2010 é atribuída a cinco países (Alemanha, Itália, EUA, Japão e França), com destaque para Alemanha e Itália que, juntas, foram responsáveis por 69% desse total (IEA–PVPS, 2011g). Sem considerar a Espanha (que teve uma grande explosão do mercado fotovoltaico em 2008 e um colapso quase total em 2009, conforme análise feita no item 2.3.1.2), os demais países participantes do IEA – PVPS experimentaram um acréscimo de 84% da capacidade instalada entre 2008 e 2009.

A geração de energia SFV não conectada à rede (*off-grid*) sofreu uma redução considerável, ao passo que a geração de energia SFV conectada à rede (*grid-connected - SFVR*) ampliou-se sobremaneira, tendência seguida nos diversos países em que houve incremento da geração de energia SFV. Nos países ligados ao IEA – PVPS, o incremento de SFVR é nítido, podendo ser facilmente visualizado nos gráficos 2.3 e 2.4:

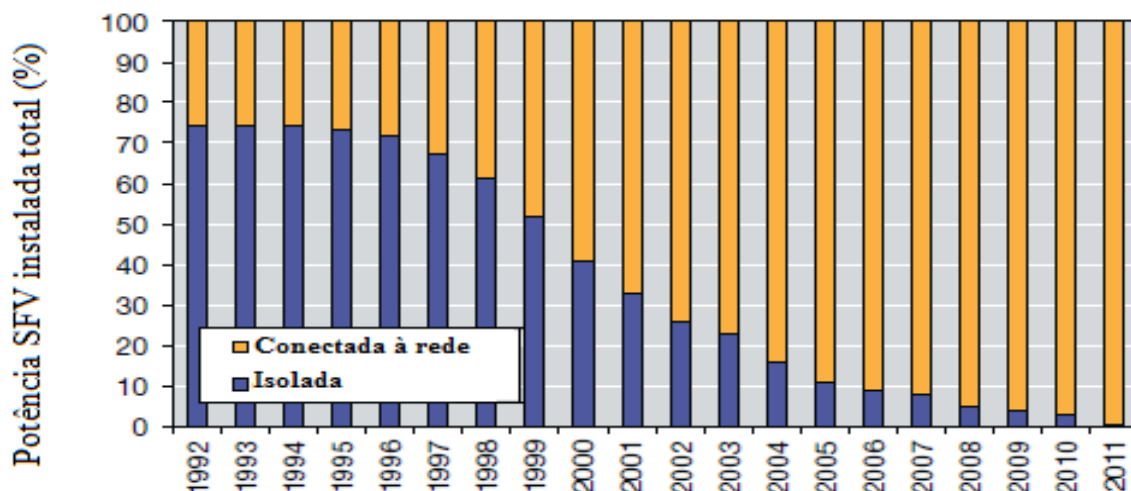
---

<sup>6</sup> International Energy Agency – Photovoltaic Power Systems Programme, um acordo de pesquisa e desenvolvimento de energia solar fotovoltaica estabelecido desde 1993 no âmbito da IEA – Agência Internacional de Energia, um organismo autônomo fundado em 1974 -, envolvendo 26 países, alguns participantes de longa data – Austrália, Áustria, Canadá, Dinamarca, França, Alemanha, Israel, Itália, Japão, Coreia do Sul, México, Holanda, Noruega, Portugal, Espanha, Suécia, Suíça, Reino Unido e Estados Unidos da América – e outros recém ingressos – Malásia, Turquia e China – além de alguns organismos internacionais – a Comissão Européia, a Associação da Indústria Fotovoltaica Européia e a Associação de Energia Elétrica Solar, esta última também recém ingressa.



**Fonte:** IEA-PVPS - International Energy Agency - Photovoltaic Power Systems Programme. *Trends in photovoltaic applications: Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2011*. Report IEA-PVPS T1-21:2012. Disponível em: <[www.iea-pvps.org](http://www.iea-pvps.org)>. Acesso em: 5 set 2012.

Gráfico 2.3 – Potência fotovoltaica instalada cumulativa nos países do IEA – PVPS



**Fonte:** IEA-PVPS - International Energy Agency - Photovoltaic Power Systems Programme. *Trends in photovoltaic applications: Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2011*. Report IEA-PVPS T1-21:2012. Disponível em: <[www.iea-pvps.org](http://www.iea-pvps.org)>. Acesso em: 5 set 2012.

Gráfico 2.4 – Porcentagem de potência fotovoltaica conectada à rede (grid-connected) e de potência fotovoltaica não conectada à rede (off-grid) nos países do IEA – PVPS

A pesquisa e o desenvolvimento de novas tecnologias na geração SFV em países da Europa e da Ásia e nos Estados Unidos da América têm produzido resultados promissores, que colocam esses países em posição de destaque no cenário mundial. Sob esse aspecto,

merece uma análise mais detida a situação dos dez países com maior capacidade fotovoltaica instalada no âmbito do IEA – PVPS (tabelas 2.1 e 2.2 – ordenadas segundo a capacidade total instalada no período compreendido entre 1.995 e 2010 – e tabelas 2.3 e 2.4 – ordenadas segundo a capacidade total instalada no período compreendido entre 1995 e 2011).

*Tabela 2.1 – Potência fotovoltaica instalada anual (em MW) nos dez países com maior capacidade instalada acumulada – perspectiva histórica (1.995 a 2010)*

País	1.995	1.996	1.997	1.998	1.999	2.000	2.001	2.002	2.003	2.004	2.005	2.006	2.007	2.008	2.009	2.010
ALE	2	3	7	5	9	44	110	110	143	635	906	951	1274	1955	3799	7411
ESP	0	0	0	0	0	0	2	3	5	11	25	99	557	2758	60	392
JPN	12,2	16,2	31,7	42,1	75,2	121,6	122,6	184	222,8	272,4	289,9	286,6	210,4	225,3	483	991
ITA	1,7	0,2	0,7	1	0,8	0,5	1	2	4	4,7	6,8	12,5	70,2	338,1	723	2320,9
EUA	9	9,7	11,7	11,9	17,2	21,5	29	44,4	63	100,8	103	145	206,5	338	447,5	918
FRA	0,5	1,5	1,7	1,5	1,5	2,2	2,6	3,3	3,9	5,2	7	10,9	31,3	104,5	155,5	719
CHN	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10	20	40	160	500
COR	0,1	0,3	0,4	0,5	0,5	0,5	0,8	0,7	0,6	2,5	5	22,3	45,4	276,3	166,7	131
AUS	2	3	3	3,8	2,8	3,9	4,4	5,5	6,5	6,7	8,3	9,7	12,2	22	79,1	383,3
CAN	0,4	0,7	0,8	1,1	1,3	1,4	1,6	1,2	1,8	2,1	2,8	3,8	5,3	6,9	61,9	196,6

**Fonte:** Elaboração própria a partir de dados do IEA-PVPS - International Energy Agency - Photovoltaic Power Systems Programme. *Trends in photovoltaic applications: Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2010*. Report IEA-PVPS T1-20:2011. Disponível em: <www.iea-pvps.org>. Acesso em: 13 jun 2012.

*Tabela 2.2 – Potência fotovoltaica total instalada por país (em MW) no período de 1.995 a 2010 e potência fotovoltaica total instalada nos dez países até 2010 (em MW)*

País	ALE	ESP	JPN	ITA	EUA	FRA	CHN	COR	AUS	CAN	Total Geral
Total/país	17364	3912	3587	3488,1	2375,4	1052,1	730	653,6	556,2	289,7	<b>34008,1</b>

**Fonte:** Elaboração própria a partir de dados do IEA-PVPS - International Energy Agency - Photovoltaic Power Systems Programme. *Trends in photovoltaic applications: Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2010*. Report IEA-PVPS T1-20:2011. Disponível em: <www.iea-pvps.org>. Acesso em: 13 jun 2012.

Os dados apresentados nas tabelas 2.1 e 2.2 revelam aspectos interessantes quando comparados aos dados apresentados nas tabelas 2.3 e 2.4, e conduzem a reflexão acerca da evolução dos investimentos em geração SFV no mundo e no que tange às políticas adotadas nos diversos países sob foco para o estímulo às instalações dessa fonte renovável de energia elétrica.

Tabela 2.3 – Potência fotovoltaica instalada anual (em MW) nos dez países com maior capacidade instalada acumulada – perspectiva histórica (1995 a 2011)

País	ALE	ITA	JPN	EUA	ESP	CHN	FRA	AUS	BEL	GBR
1995	2	1,7	12,1	9	0	0	0,5	2	0	0
1996	3	0,2	16,3	9,7	0	0	1,5	3	0	0
1997	7	0,7	31,7	11,7	0	0	1,7	3	0	0
1998	5	1	42,1	11,9	0	0	1,5	3,8	0	0
1999	9	0,8	75,2	17,2	0	0	1,5	2,8	0	0
2000	44	0,5	121,6	21,5	0	3	2,2	3,9	0	0
2001	110	1	122,6	29	2	4,5	2,6	4,4	0	0
2002	110	2	184	44,4	3	18,5	3,3	5,5	0	0
2003	139	4	222,8	63	5	10	3,9	6,5	0	0
2004	670	4,7	272,4	100,8	11	10	5,2	6,7	0	0
2005	951	6,8	289,9	103	25	8	7	8,3	0	0
2006	843	12,5	286,6	145	99	10	10,9	9,7	0	0
2007	1271	70,2	210,4	206,5	557	20	31,3	12,2	0	0
2008	1950	338,1	225,3	338	2758	40	104,5	22	0	4,4
2009	3794	723	483	447,5	60	160	155,5	79,1	0	7,1
2010	7406	2320,9	991	918	392	500	719	383,3	421	40,1
2011	7500	12958	12958	1867	345	2500	16341	837	963	899

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do IEA-PVPS - International Energy Agency - Photovoltaic Power Systems Programme. *Trends in photovoltaic applications: Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2011*. Report IEA-PVPS T1-21:2012. Disponível em: <www.iea-pvps.org>. Acesso em: 5 set 2012.

Tabela 2.4 – Potência fotovoltaica total instalada por país (em MW) no período de 1995 a 2011 e potência fotovoltaica total instalada nos dez países até 2011 (em MW)

País	Total/país
ALE	24814
ITA	12792,7
JPN	4882,8
EUA	4343,2
ESP	4257
CHN	3284
FRA	2686,2
AUS	1393,2
BEL	1384
GBR	950,6
<b>Total Geral</b>	<b>60787,7</b>

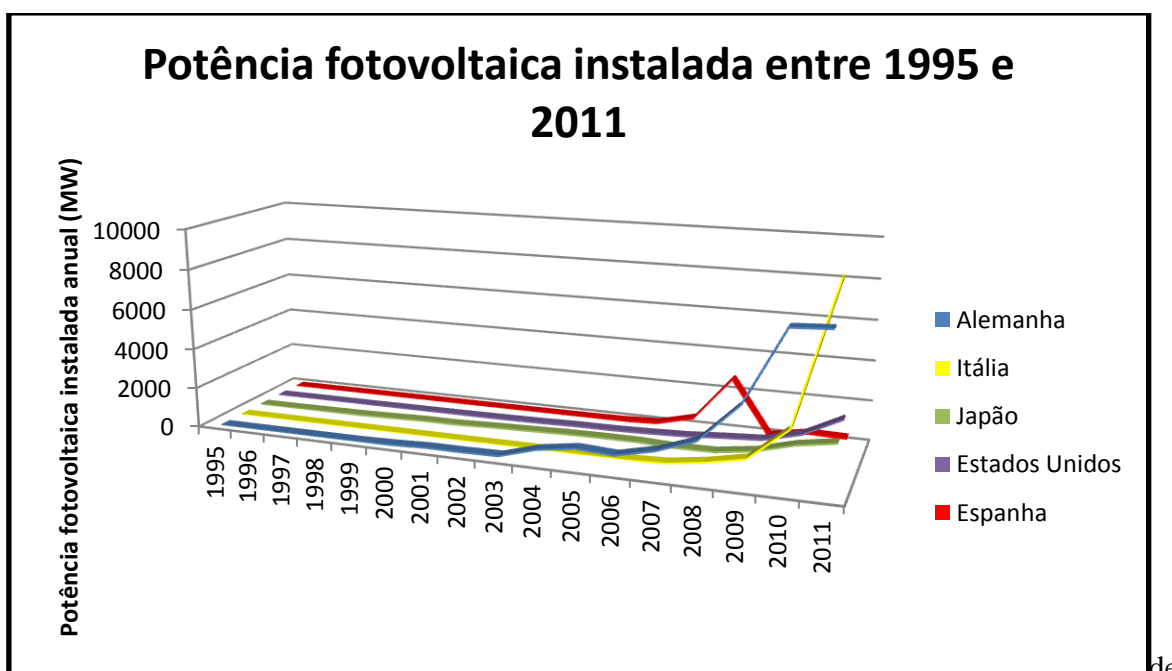
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do IEA-PVPS - International Energy Agency - Photovoltaic Power Systems Programme. *Trends in photovoltaic applications: Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2011*. Report IEA-PVPS T1-21:2012. Disponível em: <www.iea-pvps.org>. Acesso em: 5 set 2012.

Comparando a situação desses dez países segundo os dados fornecidos pelo IEA em 2011, ano base 2010 (IEA-PVPS, 2011g), e em 2012, ano base 2011 (IEA-PVPS, 2012h), faz-se nítida a mudança de posições entre alguns países, o que reflete os investimentos realizados pelos mesmos entre os anos de 2010 e 2011 e, sobretudo, o acerto das políticas adotadas

para incentivar a geração SFV. Dentre essas mudanças, chama atenção a situação da Espanha, que de segundo lugar em potência fotovoltaica instalada no período compreendido entre 1995 e 2010 caiu para o quinto lugar na análise do período compreendido entre 1995 e 2011, sendo superada por Itália, Japão, e Estados Unidos. Outro aspecto que chama atenção é a potência fotovoltaica total instalada no período: quando são analisados os dados de 1995 a 2010, o total é de 34008,1 MW; quando se acrescenta o ano de 2011 (período de 1995 a 2011), o total salta para 60787,7 MW. Isso demonstra o grande avanço nos investimentos no ano de 2011, elevando o total instalado para quase o dobro apenas com os acréscimos ocorridos nesse ano. Por fim, também merece destaque a suplantação de Coréia e Canadá pela Bélgica e pela Grã-Bretanha.

Observa-se nítido destaque para a situação de Alemanha, Itália, Japão, Estados Unidos e Espanha, que juntos concentram 84,06% da capacidade instalada de geração SFV dentre os países ligados ao IEA – PVPS, e, conseqüentemente, no mundo.

A evolução da potência fotovoltaica instalada nesses cinco países no período (1.995 a 2011) pode ser melhor visualizada no gráfico 2.5.



**Fonte:** Elaboração própria a partir de dados do IEA-PVPS - International Energy Agency - Photovoltaic Power Systems Programme. *Trends in photovoltaic applications: Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2011*. Report IEA-PVPS T1-21:2012. Disponível em: <www.iea-pvps.org>. Acesso em: 5 set 2012.

Gráfico 2.5 – *Potência fotovoltaica instalada entre (em MW) nos cinco países com maior capacidade instalada acumulada – perspectiva histórica (1.995 a 2011)*

O incremento substancial nas instalações SFV iniciou-se em 2008 na Alemanha e na Espanha, tendo se acentuado nos outros países entre 2009 e 2010, ganhando novo fôlego em 2011, conforme dados das tabelas 2.1, 2.2, 2.3 e 2.4 e gráfico 2.5. A situação peculiar da Espanha pode ser visualizada no gráfico 2.5, em que após forte acréscimo das instalações SFV em 2008 seguiu-se uma grande redução no número de novas instalações em 2009 e uma retomada discreta do crescimento do número de instalações em 2010, tendência que prosseguiu em 2011, conforme dados das tabelas 2.3 e 2.4.

As motivações desses países foram, em primeiro lugar, a necessidade de diversificação da matriz energética, introduzindo fontes sustentáveis de geração de energia elétrica; a criação de um parque industrial voltado à produção de equipamentos e componentes necessários à geração SFV, com a consequente criação de novos postos de trabalho; o barateamento da tecnologia; e a preocupação com o meio ambiente, sobretudo com a redução da emissão de CO<sub>2</sub> (IEI, 2009).

### **2.3.1 - Análise do arcabouço legal e da evolução da GDFV nos países do IEA – PVPS**

A seguir, é feita uma análise da evolução da GDFV nos países do IEA – PVPS, tomando como pano de fundo a normatização implantada pelos respectivos governos, a qual assumiu o papel de mola propulsora da implantação e do desenvolvimento da GDFV nesses países.

#### **2.3.1.1 Alemanha**

A primeira crise do petróleo levou a Alemanha, a exemplo de outros países, a refletir sobre o investimento em outras fontes de energia. A opinião pública naquele país pendia para investimentos em eficiência energética e fontes renováveis de energia, ao passo que o governo e as concessionárias insistiam na geração a carvão e nuclear. O acidente nuclear em Chernobyl, em 1986, conduziu à oposição de 70% (setenta por cento) da opinião pública em relação à energia nuclear. Pressionado, o governo alemão decidiu implantar



dois programas voltados à demonstração de novas tecnologias e para a formação de mercado, o primeiro direcionado à energia eólica, visando a instalação de 100 MW, e o segundo voltado à energia solar fotovoltaica, conhecido como programa de 1.000 telhados solares fotovoltaicos (MME, 2009b).

Os investimentos da Alemanha em fontes renováveis de energia se consolidaram segundo uma visão de mercado que englobava não só o momento histórico vivido por aquele país no final da década de oitenta e início da década de noventa, mas, sobretudo, uma visão futura, de expansão do mercado mundial. Esse olhar lançado para o futuro fica nítido nos documentos publicados pelo governo alemão, em que divulga as razões e os resultados obtidos com os investimentos feitos. Nesse sentido, o teor da mensagem divulgada na Cartilha “*Transforming our energy system*”, onde explica que transformar o sistema de energia é o maior projeto de modernização e inovação da economia e da indústria alemã no início do século XXI e que o volume de comércio mundial de energia e tecnologia ambiental alcança mais de dois trilhões de euros atualmente, com previsão de atingir o dobro dessa magnitude nos próximos dez anos. Assim, prossegue, há um grande potencial de crescimento, não só para as grandes companhias, como também para as pequenas e médias empresas e para o comércio em geral. E arremata dizendo que é preciso aproveitar essas oportunidades porque é aí que se encontram os empregos do futuro (BMU, 2012d).

Entretanto, para chegar a essa concepção atual, houve, conforme análise acima, resistência inicial do governo e das concessionárias de energia, até que o clamor popular se sobrepôs. Então, o governo alemão precisava criar as condições necessárias para transformar o sistema de energia, o que só seria possível através da elaboração de instrumentos normativos necessários à inserção das novas tecnologias no mercado.

A partir de 1990, a Alemanha iniciou a regulamentação da inserção da energia gerada por fontes renováveis de energia na rede de distribuição pública (MME, 2009b), implantando um sistema de incentivo cujo mecanismo principal se baseava no pagamento de uma compensação ao produtor de energia através de fontes renováveis, com recursos advindos de um pequeno acréscimo na tarifa de energia elétrica dos consumidores finais (a análise desse sistema é feita linhas abaixo).

A Alemanha criou um sistema de incentivo às fontes renováveis de energia através da

“*Electricity Feed Act*” (*Stromeinspeisungsgesetz*), do ano de 1990, conhecida como “*Feed-in-Law*”. A ela se seguiu a nova lei “*Renewable Energy Sources Act*” (Código das Fontes Renováveis de Energia - *Erneuerbare-Energien-Gesetz* - EEG), do ano de 2000, e a emenda a essa lei, denominada “*Renewable Sources Act*”, do ano de 2004, a que se seguiu a emenda do ano de 2008 (Rüther et al, 2008), cuja vigência se deu a partir de 01 de janeiro de 2009 (BMU, 2012a). Nesse ínterim, criou um programa denominado “Programa de 100.000 Telhados” (*100,000 Roofs Programm*). Por meio desse programa de incentivo, que se estendeu entre 1999 e 2004, a Alemanha conseguiu alavancar a GDFV, ampliando-a em 64% no ano de 2000 em comparação ao ano de 1999, concluindo o programa com sucesso, ultrapassando a meta prevista de instalação de 350 MW, chegando a 360 MW instalados, com 65.700 sistemas conectados à rede elétrica (SFCR) em meados de 2003 (IEI, 2009). O suporte à instalação desses sistemas prosseguiu através de um programa de empréstimos denominado “*Solarstrom Erzeugen – Solar Power Generation*” (IEA–PVPS, 2007b).

O sistema alemão de incentivo consiste na aplicação de uma tarifa prêmio por kWh gerado (*Feed-in Tariff*), remunerando o investidor (produtor independente) pela inserção de energia elétrica na rede de distribuição. Nesse sistema, as empresas fornecedoras de energia elétrica que operam redes para o abastecimento público (chamadas operadores de rede ou concessionárias) são obrigadas a comprar toda a eletricidade gerada pelo produtor independente. Os recursos financeiros para pagar os produtores independentes originam-se do acréscimo de um pequeno percentual na tarifa de energia elétrica de todos os consumidores finais, sendo inicialmente direcionados a um fundo que os administra para posteriormente remunerar os produtores de GDFV. Esse acréscimo na tarifa de energia elétrica do consumidor final alemão é de pequena monta, conforme se pode observar na tabela 2.4, chegando a atingir no máximo 5% dessa tarifa no regime do “*German Renewable Energy Sources Act*”. O produtor independente recupera seu investimento num período de 10 a 12 anos (IEA-PVPS, 2006e), sendo que a garantia de pagamento da tarifa prêmio se dá num período de 20 anos. Ao mesmo tempo, visando reduzir o preço da energia solar gerada, o EEG prevê a redução anual de 5% na tarifa prêmio para novos investimentos, tendo por fundamento a expectativa de que o custo de implantação de um sistema novo se torne 5% menor a cada ano.

O incentivo à GDFV na Alemanha trouxe excelentes resultados, ampliando-a

sobremaneira, sobretudo a partir do ano 2000, com o advento do “*German Renewable Energy Sources Act*” (EEG) e a aplicação da *Feed-in Tariff*, de tal forma que em 2004 houve acréscimo de algo em torno de 100% na GDFV, elevando-a para 1,5 GWp em 2005 (IEA-PVPS, 2006e). Paralelamente, a indústria alemã faturou o equivalente a US\$ 3 bilhões e gerou cerca de 3.000 empregos no mesmo ano de 2005 (Salamoni e Rütther, 2007). No ano de 2008, as fontes renováveis de energia, em sua totalidade, já estavam gerando empregos para 280.000 pessoas na Alemanha (BMU, 2012a).

O EEG prosseguiu sendo o suporte para o desenvolvimento do programa de energias renováveis na Alemanha nos anos seguintes, em particular da GDFV. No final de 2008 o EEG foi objeto de alterações, sobretudo para estimular a redução de preços dos sistemas, introduzindo uma redução na tarifa prêmio para novas instalações da ordem de 5% a 8% em 2009 e 2010 (para sistemas menores que 100 kW), adaptando-a ao crescimento do mercado (IEA–PVPS, 2008c). Essa redução reflete a curva de aprendizado dos sistemas.

A tarifa prêmio aplicada na Alemanha para a GDFV toma por base a magnitude do sistema e o fato de ser ele instalado em um terreno ou em um edifício. Além disso, desde 2009 foi criada também uma tarifa específica para o consumo próprio de energia SFV. Adicionalmente, a redução anual constante da tarifa prêmio, inicialmente prevista, foi substituída por um mecanismo que permitiu a adaptação da tarifa criada no âmbito do EEG ao crescimento do mercado de energia SFV. Esse mecanismo passou a permitir o acréscimo ou o decréscimo da tarifa para ajustá-la a variações anuais do mercado, de conformidade com limites previamente definidos: para 2009, esses limites variaram entre 1.000 MW e 1.500 MW, de modo que não sendo atingida a meta mínima a tarifa sofria um acréscimo para estimular a geração SFV; atingido o limite máximo, a tarifa sofria um decréscimo, de modo a estimular a redução de custos. O limite máximo estabelecido para 2009 foi expressivamente excedido, tendo sido atingida a potência de aproximadamente 3.800 MW (IEA–PVPS, 2011g).

Para o período compreendido entre 2010 e 2012, foram estabelecidos novos limites, entre 2.500 MW e 3.500 MW. Adicionalmente, a partir de 2010 foram implementadas duas reduções na tarifa para adaptá-la à redução dos custos de implantação de sistemas SFV, o que implicou uma redução na tarifa de aproximadamente 1/3 do seu valor existente entre o final de 2009 e o início de 2011. Houve uma aceleração significativa da instalação de

SFCR no ano de 2010, resultando no acréscimo de 7.406 MW de capacidade nesse ano, elevando a capacidade instalada de energia fotovoltaica para 17.370 MW (17,37 GW), o que implicou nova superação expressiva do limite máximo previsto, levando à decisão de aplicar nova redução da tarifa em 2012 antes do tempo previsto (IEA–PVPS, 2011g).

Ao final de 2011, a capacidade total instalada na Alemanha atingiu 24.82 GW. O Governo alemão anunciou em 2011 a intenção de encerrar a geração de energia nuclear até 2022. Entretanto, o parque industrial alemão foi bastante afetado pela diminuição dos preços dos sistemas e pela dura concorrência com os módulos fotovoltaicos mais baratos produzidos na China, o que levou muitas indústrias a problemas financeiros e algumas até a encerrar suas atividades. A base de sustentação da energia renovável na Alemanha continua sendo o EEG, tendo ocorrido uma nova revisão em 1 de janeiro de 2012, a qual será a peça central da nova política energética, de conformidade com o objetivo do governo alemão de desenvolver o EEG para assegurar a expansão rápida, eficiente e economicamente atrativa das energias renováveis (BMU, 2012d). Em 2011, todo o fornecimento de energia foi conectado à rede pública, não existindo dados referentes a sistemas isolados, conforme se pode ver na tabela 2.5 (IEA-PVPS, 2011g).

Tabela 2.5 – Capacidade fotovoltaica acumulada (em MW)

Ano	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Isolado	14	16	20	23	26	29	32	35	40	45	50	
Conectado à rede	76	186	296	435	1105	2056	2899	4170	6120	9914	17320	24820
<b>Total</b>	90	202	316	458	1131	2085	2931	4205	6160	9959	17370	24820

**Fonte:** IEA-PVPS - International Energy Agency - Photovoltaic Power Systems Programme. *Trends in photovoltaic applications: Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2010*. Report IEA-PVPS T1-20:2011. Disponível em: <www.iea-pvps.org>. Acesso em: 13 jun 2012.

O acréscimo na tarifa de energia elétrica do consumidor residencial na Alemanha para a geração de energia por fontes renováveis, sob o EEG, é bem pequeno. Dados do ano de 2009 revelam um acréscimo de 1,1 centavo de euro por quilowatt-hora na conta de energia elétrica, o equivalente a aproximadamente 5% do valor total da tarifa (BMU, 2012a). A tabela 2.6 mostra a evolução do acréscimo na conta de energia elétrica de uma residência típica alemã, no período de 2000 a 2009:

Tabela 2.6 - *Conta de eletricidade mensal média em uma residência alemã com consumo anual de energia elétrica igual a 3.500 kWh/ano*

	<b>2000</b>	<b>2002</b>	<b>2004</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>
<b>Conta de energia elétrica (€/mês)</b>	40,67	46,99	52,48	56,63	60,26	62,93	65,97
<b>Geração, transmissão, comercialização</b>	25,15	28,32	31,56	34,53	35,70	38,01	40,48
<b>EEG *</b>	0,58	1,02	1,58	2,20	2,90	3,10	3,10
<b>KWKG **</b>	0,38	0,73	0,91	0,90	0,85	0,58	0,67
<b>Taxa de concessão</b>	5,22	5,22	5,22	5,22	5,22	5,22	5,22
<b>Imposto sobre a eletricidade</b>	3,73	5,22	5,97	5,97	5,97	5,97	5,97
<b>Imposto sobre valor agregado</b>	5,61	6,48	7,24	7,81	9,62	10,05	10,53
<b>Conta de energia elétrica a preços de 2005</b>	<b>43,87</b>	<b>49,00</b>	<b>53,28</b>	<b>55,74</b>	<b>58,00</b>	<b>59,03</b>	<b>61,31</b>
<b>Acréscimo do EEG na conta de energia elétrica (%)</b>	1,43	2,17	3,01	3,88	4,81	4,93	4,70

\* EEG – *Erneuerbare-Energien-Gesetz - Renewable Energy Sources Act*

\*\* KWKG - *Kraft-Wärme-Kopp-lungs-Gesetz - Heat-and-Power Cogeneration Act*

**Fonte:** BMU - Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety. *Electricity from renewable energy sources – What does it cost?* Berlim, Alemanha: BMU, 2012. Disponível em: <<http://www.bmu.de/english/aktuell/4152.php>>. Acesso em: 17 ago 2012.

Paralelamente ao EEG, a geração SFV na Alemanha recebe incentivos de outras fontes, como créditos fiscais da fazenda municipal e o banco público KfW-Bankengruppe concede empréstimos a indivíduos e a autoridades locais (IEA–PVPS, 2011g). A atuação do banco KfW no estímulo à geração de energia por fontes renováveis é fundamental para a criação de condições favoráveis a novas tecnologias, cujos riscos de investimentos ainda não são facilmente calculados pelos bancos privados, o que os faz relutantes em conceder empréstimos, a exemplo do que se dá atualmente com os parques eólicos instalados no mar (*offshore winds farms*), existindo recursos para liberação de empréstimos a taxas reduzidas para os dez primeiros empreendimentos da ordem de cinco bilhões de euros. Esse programa especial é visto pelo governo alemão como um degrau necessário para criar o incentivo aos investimentos necessários à expansão dessa nova tecnologia (BMU, 2012d).

A iniciativa privada também contribui para o fortalecimento do mercado de energia renovável na Alemanha. Em meados de 2010, o Ministério do Meio Ambiente (BMU) e o

Ministério da Pesquisa (BMBF) lançaram a Aliança para a Inovação Fotovoltaica, um programa de financiamento de pesquisas visando atrair investimentos da indústria para fortalecer a competitividade internacional da indústria fotovoltaica alemã a médio e longo prazo. Em 2011, o aporte de recursos para pesquisa através da aliança das empresas de equipamentos e de tecnologia de sistemas foi de 100 milhões de euros. A indústria alemã prometeu investir mais 500 milhões de euros em pesquisa e desenvolvimento (P&D) (BMU, 2012b)

Em 2009, foram investidos 109,6 milhões de euros em projetos pelo BMU, dos quais 31% foram investidos em energia eólica e 33% em energia SFV. Em 2010, o BMU investiu 120,2 milhões de euros em pesquisas em energia renovável, além de 20 milhões de euros para estudos e projetos piloto sobre o uso de biomassa. Desses mais de 140 milhões de euros, 38% foram aplicados em energia eólica e 28% em energia SFV, confirmando a prioridade dos investimentos em P&D dessas duas fontes renováveis de energia (BMU, 2012b). Os recursos do Ministério do Meio Ambiente (BMU) são advindos do orçamento do governo federal, do mesmo modo que os recursos do Ministério da Pesquisa (BMBF), sendo estes os dois ministérios mais envolvidos no desenvolvimento de energia renovável na Alemanha (BMU, 2012b).

Os investimentos em P&D de novas tecnologias recebem apoio da indústria alemã, que contribui com recursos vultosos alocados em programas criados pelo governo alemão, a exemplo do programa *Organic Photovoltaics Innovation Alliance* (OPV), lançado em 2007 pelo BMBF, o qual investe em pesquisas para aumentar os atualmente baixos níveis de eficiência e vida útil das células fotovoltaicas, para o qual foram disponibilizados 60 milhões de euros para um período de vários anos, com investimentos adicionais de 300 milhões de euros pela indústria (BMU, 2012b).

O governo alemão criou em setembro de 2010 um Fundo Especial de Energia e Clima para financiar a transformação acelerada do sistema de energia. Originalmente, os operadores das usinas nucleares iriam contribuir para o fundo. Com a desaceleração do programa nuclear alemão e a redução gradativa da operação das usinas nucleares, essa contribuição não ocorrerá por muito tempo. Para compensar esse *déficit*, todas as receitas da Federação Alemã obtidas com os leilões de licenças de comércio de emissões serão canalizadas para o fundo a partir de 2012. O comércio de emissões é um instrumento empregado para limitar

a emissão de gases de efeito estufa e permite a compra e venda de direitos dessas emissões (BMU, 2012d).

O aporte de recursos para pesquisas através de outras fontes de financiamento além do governo federal é nítido no Instituto Hameln de Pesquisas em Energia Solar (ISFH), onde 20 a 25% do financiamento vem do Estado da Baixa Saxônia e o restante é igualmente dividido entre projetos financiados pela indústria e pelo setor público, particularmente pelo BMU. Institutos de pesquisa como o Helmholtz Association (HGF) e o Fraunhofer Gesellschaft são financiados pelo governo federal (90%) e pelos governos dos estados em que se acham localizados (10%) (BMU, 2012b).

### 2.3.1.2 – Espanha

A Espanha destaca-se pelo pioneirismo no mercado de energia SFV, tendo iniciado sua incursão entre as décadas de 80 e 90, através de investimentos em pesquisa, desenvolvimento e inovação. Já em 1997, “*através da Lei 54/1997, iniciou-se o processo de liberalização do setor de eletricidade e foi permitida a conexão de sistemas fotovoltaicos à rede elétrica, mesmo sem tarifas específicas*” (IEI, 2009).

Em 1998, entrou em vigor o *Real Decreto* 2818/1998 (RD 2818/1998), que criou a tarifa destinada à energia solar fotovoltaica, porém manteve as incertezas quanto ao retorno dos investimentos, sobretudo por ter fixado uma meta de instalação de 50 MW, quando então a tarifa cessaria (Cavaliero *et AL.*, 2004 e Asif, 2008a apud IEI, 2009).

O mercado de energia SFV na Espanha só ganhou estabilidade a partir de 2004, com o *Real Decreto* 436/2004, que fixou a tarifa por um tempo maior e previamente estabelecido. Contribuíram com o sucesso do programa a alta do petróleo e o desenvolvimento do programa alemão de energia SFV (Asif, 2008a apud IEI, 2009).

Em 2007, com o advento do *Real Decreto* 661/2007, o programa se consolidou, tendo sido mantida a tarifa introduzida pelo RD 436/2004, conforme a potência instalada, da seguinte forma: para potência menor ou igual a 100 kW: 44,0381 cEu/kWh nos primeiros 25 anos e 35,2305 cEu/kWh após 25 anos; para potência maior que 100 kW e menor ou igual a 10 MW: 41,7500 cEu/kWh nos primeiros 25 anos e 33,4000 cEu/kWh após 25 anos; e para

potência maior que 10 MW e menor ou igual a 50 MW: 22,9764 cEu/kWh nos primeiros 25 anos e 18,3811 cEu/kWh após 25 anos. Este instrumento normativo abriu também a possibilidade de vender a energia gerada no mercado de energia elétrica, no lugar de vender para a distribuidora a uma tarifa regulada, única para todos os períodos de programação, expressa em centavos de euros por quilowatt-hora. Vendendo no mercado, o produtor de energia se sujeitava ao preço estabelecido pelo mercado ou ao preço livremente negociado pelo titular ou pelo representante da instalação (Espanha, 2007a).

A expansão do mercado de energia SFV na Espanha foi resultado de um programa denominado *Plan de Energias Renovables* (PER), que se iniciou em 1999 com previsão de duração até 2010, tendo por meta instalar 400 MW de potência fotovoltaica até o final desse período (IEI, 2009). Entretanto, a meta foi atingida em 2007, três anos antes da previsão inicialmente feita.

O modelo de incentivo adotado na Espanha foi o uso da tarifa prêmio (*feed-in tariff*), aplicada através do RD 661/2007. Após crescente preocupação com as taxas de crescimento experimentadas em 2007 e 2008, a natureza especulativa de alguns investimentos, a relativa falta de instalações SFV no setor residencial e o grau de competição dos produtos fotovoltaicos com produtos importados de preço baixo (em especial da China), alterações dramáticas no regime de apoio das instalações SFV foram introduzidas no final de 2008, através do Real Decreto nº 1.578/2008, publicado em setembro de 2008, com o objetivo de racionalizar o desenvolvimento da geração SFV na Espanha e para controlar o impacto da tarifa prêmio na situação econômica do país (IEA–PVPS, 2009d).

A nova regulamentação implicou uma redução de 30% na tarifa prêmio, além de outros cortes progressivos, os quais podiam atingir 10% ao ano. Foi estabelecido um montante de 500 MW de capacidade a ser instalada no ano de 2009 e nos três anos seguintes, juntamente com a criação de um registro para alocação de novas capacidades e a previsão de quatro chamadas anuais, tendo a primeira chamada de 2009 estabelecido o valor de 0,29 cEUR/kWh para instalações no solo e 0,33 cEUR/kWh para instalações em edifícios. Foi estabelecido um preço mais atrativo para as instalações em telhados e fachadas em razão de uma tendência de ampliação das instalações em edifícios e redução do número de instalações no solo, com a expectativa de ampliação do número das instalações em edifícios no futuro. Até esse momento, a grande maioria da capacidade SFV instalada na



Espanha se achava no solo (IEA–PVPS, 2009d).

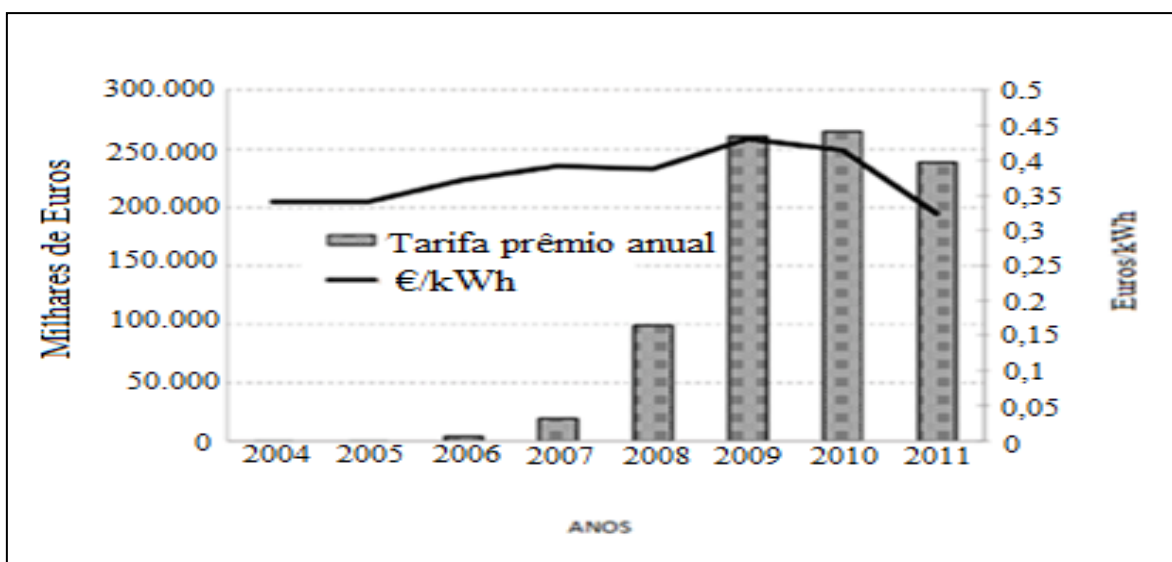
As razões do tratamento diferenciado para as instalações em edifícios foram expostas no texto introdutório do RD 1.578/2008:

*O novo regime econômico também pretende reconhecer as vantagens que oferecem as instalações integradas em edifícios, seja nas fachadas ou nos telhados, por suas vantagens como geração distribuída, porque não aumentam a ocupação de território e por sua contribuição para a difusão social das energias renováveis (Espanha, 2008b).*

As razões da redução da tarifa prêmio também foram expostas no texto introdutório do RD 1.578/2008, nos seguintes termos:

*Assim como uma retribuição insuficiente faria inviáveis os investimentos, uma retribuição excessiva poderia repercutir de maneira significativa nos custos do sistema elétrico e desestimularia a pesquisa e o desenvolvimento, reduzindo as excelentes perspectivas a médio e longo prazo para essa tecnologia (Espanha, 2008b).*

Para entender as alterações introduzidas pelo RD 1.578/2008, é preciso analisar o período anterior, propiciado pelo RD 661/2007, editado em maio de 2007. Essa norma estabeleceu a combinação de uma tarifa perfeitamente conhecida, e um método de atualização inequívoco e fácil de aplicar, com uma garantia temporal de longo prazo, o que levou a investimentos em usinas fotovoltaicas com um grau de segurança pouco comum. A meta estipulada era a instalação de 371 MW. A remuneração ao produtor de energia era muito atrativa, uma vez que os preços de mercado da energia eram muito inferiores à tarifa. Nos doze meses anteriores à vigência do RD 661/2007, a capacidade SFV instalada vinha crescendo a um ritmo médio mensal de 17 MW. Como em maio de 2007 havia 261 MW SFCR, a meta estipulada pelo RD 661/2007 foi alcançada em apenas algumas semanas. No mês seguinte já havia 326 MW instalados. Fica esclarecida, portanto, a preocupação do legislador de controlar a expansão da geração fotovoltaica. O maior volume de instalações ocorreu entre junho e setembro de 2008, quando se chegou a instalar 500 MW mensais. No final de setembro, a capacidade inscrita era de 3.116 MW. O *boom* do setor fotovoltaico espanhol era sem precedentes. O reflexo desse rápido crescimento das instalações SFV na Espanha sobre a tarifa prêmio pode ser visualizado no gráfico 2.6 (Mir, 2012).



**Fonte:** MIR, P. *La regulación fotovoltaica y solar termoeléctrica em espana. Cuadernos Economicos de Información Comercial Española*, n. 83. Madri, Espanha: Ministério de Economía y Competitividad, Centro de Publicaciones, 2012.

Gráfico 2.6 - Evolução da tarifa prêmio em valores totais anuais e em euros/kWh

Entretanto, o rápido crescimento das instalações fotovoltaicas na Espanha no período 2007/2008 não pode ser atribuído somente aos valores da tarifa prêmio, eis que ocorreram em razão de um conjunto de fatores, em que, de acordo com Mir (Mir, 2012), se destacam:

- a) Os efeitos da crise do sistema financeiro internacional foram mais profundos na Espanha, dadas as expectativas negativas do setor da construção, que possuía excedentes acumulados em anos anteriores e foi atraído pela possibilidade de investimento em energias renováveis, rentável e muito seguro, o que findou por atrair todo tipo de investidores, como grandes corporações, profissionais, pequenos empresários, fundos de investimento e de pensões, nacionais e estrangeiros;
- b) As instituições financeiras divulgaram os investimentos em usinas fotovoltaicas como um magnífico produto financeiro e facilitaram o crédito através de projetos de financiamento;
- c) O caráter modular das instalações fotovoltaicas permitiu que os investimentos fossem acessíveis a uma grande quantidade de pequenos investidores;
- d) Agrupar conjuntos de módulos de pequena potência era mais fácil do que construir

grandes parques fotovoltaicos com capital dividido entre múltiplos acionistas, o que levou ao sistema de “hortas solares”, que facilitou o crescimento do setor;

e) A perspectiva de uma regulação mais rígida depois de setembro de 2008 estimulou a correria dos meses anteriores, sobretudo porque em setembro de 2007 se divulgou uma minuta do novo Real Decreto que incluía uma clara redução da tarifa prêmio;

f) Alguns governos regionais ampliaram as vantagens econômicas para os empreendedores em instalações fotovoltaicas, outros simplificaram as condições de aprovação de instalações.

As novas medidas adotadas pelo governo espanhol para conter o rápido crescimento do número de instalações fotovoltaicas e os consequentes custos da tarifa prêmio tiveram efeito visível no ano seguinte. No ano de 2009, a Espanha sofreu um verdadeiro colapso em seu programa de geração SFV, motivado pelas reduções na tarifa prêmio implementadas através do RD 1578/2008 (30%), além do limite de 500 MW de capacidade a ser instalada em 2009, tendo atingido apenas 60 MW de novas instalações, em clara contraposição aos resultados alcançados em 2007 (0,5 GW) e 2008 (2,7 GW) (IEA–PVPS, 2011g).

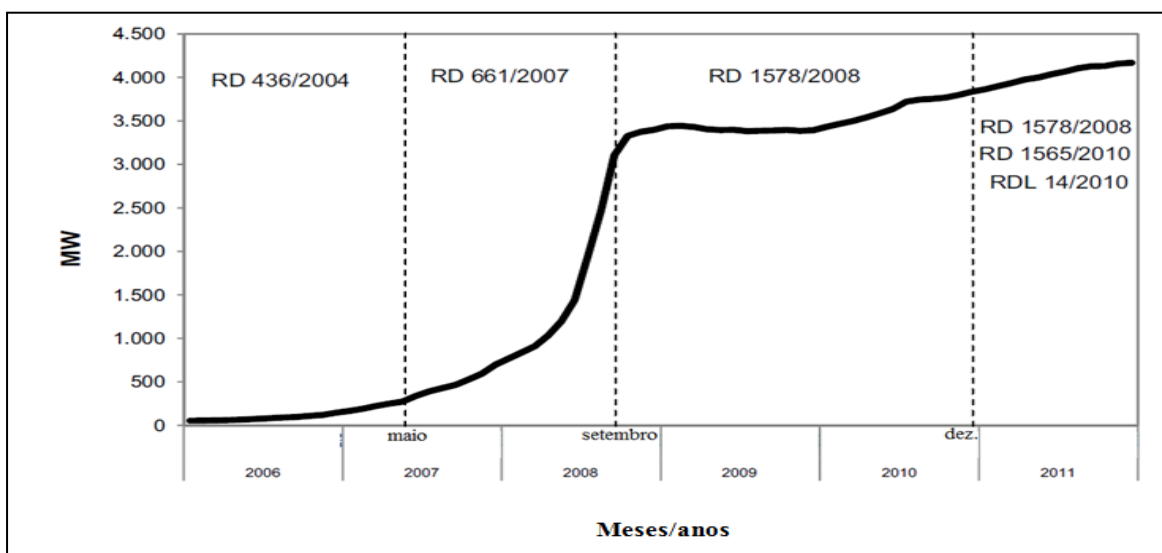
Em 2010, houve uma recuperação, com a geração SFV atingindo 392 MW de potência instalada naquele ano, tendo por mola propulsora dois decretos reais, o Real Decreto 1565/2010 e o Real Decreto-Lei 14/2010 (IEA–PVPS, 2011g). O Real Decreto 1565/2010 alterou o regime econômico previsto no Real Decreto 1578/2008 para instalações fotovoltaicas em operação conectadas à rede e registradas no Registro Administrativo de Produtores após 28 de setembro de 2008. As alterações introduzidas através desse instrumento normativo na tarifa prêmio se deram da seguinte forma: 45% de redução para instalações SFV no solo; 25% de redução para instalações de maior capacidade introduzidas em telhados (maior que 20 KW) e 5% de redução para instalações nos telhados de capacidade igual ou inferior a 20 KW. O regime econômico das instalações SFV em operação conectadas à rede e registradas anteriormente a 28 de setembro de 2008 também sofreu alteração, tendo sido previsto o cancelamento da tarifa prêmio após 25 anos de operação do sistema. Além disso, criou-se uma definição de ‘alterações substanciais’ nas instalações SFV segundo a qual a unidade produtora poderia tornar-se impossibilitada

de continuar recebendo a tarifa prêmio prevista no regime econômico anterior (IEA–PVPS, 2011g). No caso das instalações fotovoltaicas, o RD 1565/2010 considerou alterações substanciais do projeto original de uma instalação preexistente, para os fins do regime econômico que introduziu, a substituição dos equipamentos principais por outros, novos e sem uso prévio. Caso a modificação no projeto original da instalação fosse considerada uma alteração substancial, isso implicaria a consideração de uma nova data de início de operação da instalação, e, portanto, uma modificação no seu regime retributivo (Espanha, 2010c; CNE, 2011).

O Real Decreto-Lei 14/2010 reduziu ainda mais a tarifa prêmio paga na Espanha através da limitação das horas operacionais do sistema de geração da unidade produtora, conforme se tratasse de sistema fixo (limite de 1.250 horas por ano); sistema de rastreamento móvel de eixo simples (limite de 1.644 horas por ano) ou de sistema de rastreamento móvel de dois eixos (limite de 1.707 horas por ano). A geração excedente a esse limite de horas operacionais passou a ser negociada segundo o valor normal de mercado. Essas limitações introduzidas pelo Real Decreto-Lei 14/2010 tiveram o prazo de aplicação previsto para os três anos posteriores; porém, o pagamento da tarifa prêmio também foi estendido por mais três anos, como compensação (IEA–PVPS, 2011g).

As alterações introduzidas por esses dois instrumentos normativos acarretaram meses de insegurança ao mercado de geração SFV, trazendo o receio de que a aplicação retroativa a instalações em funcionamento colocaria muitas delas em risco financeiro (IEA–PVPS, 2011g).

Em junho de 2010, a Espanha adotou um plano nacional para energias renováveis a ser implementado no período 2011 – 2020 (PANER), segundo o qual até 2020 deverá haver o incremento de 20% de energia renovável na matriz energética, com 3,6% da demanda energética do país sendo atendida por geração SFV (IEA–PVPS, 2011g). O gráfico 2.7 mostra a evolução das instalações fotovoltaicas no período 2006/2011.



**Fonte:** MIR, P. *La regulación fotovoltaica y solar termoeléctrica em espana. Cuadernos Economicos de Información Comercial Española*, n. 83. Madri, Espanha: Ministério de Economía y Competitividad, Centro de Publicaciones, 2012.

Gráfico 2.7 - Evolução da potência fotovoltaica acumulada (2006/2011)

Em 28 de janeiro de 2012, foi publicado o Real Decreto Lei 1/2012, através do qual o governo espanhol, temporariamente, suspendeu todos os procedimentos de inscrição de novas instalações e suprimiu os incentivos econômicos para novas instalações de produção de energia elétrica a partir de cogeração, fontes de energia renováveis e resíduos. Na exposição de motivos, o dispositivo legal esclareceu o que levou à adoção de tais medidas, destacando-se a quantidade de energia elétrica já produzida, que ultrapassou amplamente em 2010 as metas de potência instalada previstas no Plano de Energias Renováveis 2005-2010 (*Plan de Energias Renovables – PER – 2005-2010*), e o déficit tarifário do sistema elétrico, sobretudo em razão da complexa situação econômica e financeira que atravessa o país (Espanha, 2012d).

### 2.3.1.3 – Japão

O Japão implantou em 2002 a sua política energética, através da *Basic Act on Energy Policy (Energy Policy Law – Lei de Política Energética)*, a qual abrange todas as fontes de energia, inclusive a solar fotovoltaica. As estratégias adotadas para estimular a geração SFV foram previstas na “*New Energy Innovation Plan*” sob a “*New National Energy Strategy*”, ambas de 2006 (IEA-PVPS, 2007b).

O sistema adotado no Japão serviu-se de subsídios governamentais. Através do *Japanese Residential PV System Dissemination Program* (também conhecido como 70.000 Roofs Program), foram instalados mais de 250 mil sistemas no período compreendido entre 1994 e 2005, atingindo um pouco mais de 1,4 GW de potência instalada (IEI, 2009).

No ano de 2010, foram instalados 991 MW de potência SFV no Japão, mais do que o dobro da capacidade instalada no ano anterior. Desse total, a maioria (algo em torno de 974 MW) foi de instalações distribuídas, e apenas o montante de 12,6 MW foi de instalações centralizadas conectadas à rede (IEA–PVPS, 2011g).

O crescimento do mercado de energia SFV no Japão pode ser atribuído ao programa de subsídios a instalações residenciais de energia SFV, iniciado em 2009 e continuado em 2010, e também ao programa de compra do excedente de eletricidade SFV pelo dobro do preço da eletricidade no varejo para instalações com menos de 10 kW, cujo início se deu em novembro de 2009 (IEA–PVPS, 2011g). Como resultado, em 2010, a capacidade de energia SFV acumulada ultrapassou o montante de 3,6 GW, o equivalente a mais de 1,5% do total da capacidade de geração de energia elétrica daquele país (IEA–PVPS, 2011g).

A geração SFV no Japão é nitidamente dominada por instalações conectadas à rede, onde se destacam instalações com capacidade de 3 kW a 5 kW no segmento residencial e instalações com capacidade de 10 kW a 1 MW nos segmentos público, comercial e industrial. As instalações residenciais dominam esse cenário, sendo responsáveis por 81,4% da GDFV. Entretanto, medidas adotadas pelo Ministério da Economia, Comércio e Indústria (METI) vêm ampliando o número de instalações SFV de média e larga escala nos segmentos público, comercial e industrial (IEA–PVPS, 2011g).

O Governo Federal tem concedido subsídios e tratamento fiscal preferencial para sistemas SFV públicos e industriais, resultando na ampliação do número de instalações nesses segmentos, o que também vem ocorrendo com as instalações comerciais e com as instalações das companhias de eletricidade (IEA–PVPS, 2011g). O resultado conjugado dessas ações tem se verificado no surgimento de instalações de capacidade superior a 100 kW, como as implantadas em telhados de grandes fábricas (IEA–PVPS, 2011g).

O Governo japonês tem anunciado sua intenção de disseminar a geração de energia

renovável, assumindo esse compromisso como meta prioritária de governo, razão pela qual o METI vem elaborando a legislação de um novo programa de tarifa prêmio para acelerar a disseminação da energia SFV e outras fontes renováveis de energia. Como consequência, um número crescente de Ministérios e Agências tem introduzido os sistemas fotovoltaicos em sua agendas, a exemplo do Ministério da Educação, Cultura, Esporte, Ciência e Tecnologia (MEXT), do Ministério do Meio Ambiente (MoE), do Ministério da Agricultura, Florestas e Pesca (MAFF) (IEA–PVPS, 2011g).

Os governos municipais também têm introduzido seus próprios programas de incentivo, paralelamente ao programa federal, com 655 municípios já tendo aderido a essa tendência, alguns oferecendo subsídios para instalações industriais, enquanto outros investem na implantação de instalações de unidades geradoras de capacidade da ordem de MW. Ao mesmo tempo, as companhias de eletricidade também têm investido na implantação de unidades geradoras da ordem de MW, havendo a previsão de entrada em operação de 100 MW dessas unidades geradoras em 2012 (IEA–PVPS, 2011g).

No Japão, a compreensão da importância dos sistemas SFV tem se ampliado sobremaneira, sendo inúmeras as aplicações já introduzidas nos segmentos residencial, comercial e industrial, além das repartições públicas, alavancando o comércio de equipamentos e componentes aplicados (IEA–PVPS, 2011g).

#### 2.3.1.4 – Itália

A potência total SFV instalada na Itália no ano de 2000 era de apenas cerca de 19 MWp, distribuída entre eletrificação rural (cerca de 5,7 MWp), aplicações domésticas não conectadas à rede (cerca de 5,3 MWp), sistemas centralizados conectados à rede (cerca de 6,7 MWp) e geração distribuída conectada à rede (cerca de 1,3 MWp) (IEA – PVPS, 2000).

O incentivo à geração SFV se resumia a incentivos fiscais, estando previsto o lançamento do programa *Italian Roof-top*, o qual ainda não havia sido lançado por razões burocráticas (IEA–PVPS, 2000a).

No ano de 2010, foram instalados 2.321 MW de energia SFV na Itália, o que equivale a

mais de três vezes a capacidade instalada no ano de 2009, ao passo que a capacidade total instalada atingiu o montante de 3,5 GW. A GDFV atingiu aproximadamente 44%, enquanto a geração SFV centralizada atingiu aproximadamente 56% do total instalado (IEA–PVPS, 2011g).

O incentivo à geração SFV continuou sob o Programa “Conto Energia”, tendo sido alocados 744 milhões de euros no ano de 2010 para pagamento da tarifa prêmio, na terceira fase desse programa (IEA–PVPS, 2011g).

A primeira fase desse programa, denominada “Primo Conto Energia”, introduzida através de dois decretos governamentais, de 2005 e 2006, encerrou-se no final de 2009, tendo concretizado 5.733 instalações SFV, com o equivalente a aproximadamente 165 MW de potência instalada (IEA–PVPS, 2011g).

A segunda fase, “Nuovo Conto Energia”, implementada através de um decreto governamental de fevereiro de 2007, resultou em um total, nas duas fases do programa, igual a 153.285 unidades de geração SFV, correspondendo a aproximadamente 3.247 MW (IEA–PVPS, 2011g).

A terceira fase do programa, implementada através de Decreto Ministerial de 6 de agosto de 2010, definiu a tarifa prêmio a ser paga no período 2011 a 2013 para as instalações SFV. A redução da tarifa prêmio prevista para 2011 causou um grande incremento de novas instalações até o final de 2010 (IEA–PVPS, 2011g).

O sucesso do programa foi tal que a meta inicialmente proposta de instalação de 8 GW de energia SFV até 2020 foi alcançada em 2011. Por essa razão, a quarta fase do programa “Conto Energia” redefiniu a meta para 23 GW até 2016, além de prever uma redução significativa da tarifa prêmio (IEA–PVPS, 2011g).

#### 2.3.1.5 - Estados Unidos da América

Nos Estados Unidos da América, há certa variedade de programas de incentivo à geração SFV, sobretudo em razão do grau de autonomia de cada Estado-membro da federação. Dentre eles, ganham destaque os programas desenvolvidos no Estado da Califórnia e no



Estado de New Jersey, que adotaram os programas de subsídios *California Solar Initiative* (CSI), da Califórnia, e o *New Jersey Renewable Portfolio Standard* (RPS), de New Jersey (IEA-PVPS, 2006e).

Na Califórnia, o CSI, criado em janeiro de 2006, forneceu incentivo na forma de descontos para o consumidor residencial de energia renovável, tendo iniciado com 2,80 US\$/W, em janeiro de 2007, com previsão de redução de 10% ao ano (IEA-PVPS, 2006e).

Para ampliar o uso de fontes renováveis de energia na matriz energética dos Estados Unidos, foram estabelecidos mecanismos regulatórios, com destaque para o *Renewable Portfolio Standard* (RPS), também conhecido como *Renewable Electricity Standard* (RES), implementado em 2002, cuja meta é atingir a inclusão de 20% de fontes renováveis na matriz energética até 2017 (Cavaliero *et al.*, 2004 apud IEI, 2009).

No ano de 2010, o incremento de geração SFV na matriz energética dos EUA foi de 918 MW, o dobro do ano de 2009. Desse total, 97% (887 MW) foi de SFCR. Com esse incremento, a capacidade acumulada de potência SFV instalada subiu para 2.534 MW no final de 2010. Mais de 50.000 sistemas foram conectados à rede em 2010. No final de 2010 havia mais de 152.882 sistemas de GDFV nos EUA (IEA-PVPS, 2011g).

Ao mesmo tempo, os sistemas SFV centralizados conectados à rede atingiram aproximadamente 242 MW só em 2010, um aumento bastante expressivo quando comparado aos 66 MW instalados em 2009. A maior dessas instalações é a Copper Mountain, no Estado de Nevada, com uma capacidade instalada de 55 MW. Unidades geradoras dessa natureza tendem a dominar o mercado dos EUA (IEA-PVPS, 2011g).

As políticas de incentivo adotadas nos EUA têm como duas de suas maiores representantes o crédito fiscal de investimento (*investment tax credit* – ITC) de 30% e a depreciação acelerada de cinco anos (*modified accelerated cost recovery schedule* – MARCS), sendo o ITC destinado a instalações residenciais e comerciais e o MARCS destinado somente a instalações comerciais (IEA-PVPS, 2011g).

Visando incrementar os benefícios e a acessibilidade do ITC, em 2010 foi publicada uma lei federal que permitiu que ativos de energia SFV postos em circulação entre 2009 e 2012

recebam um subsídio do Departamento do Tesouro no valor de 30% dos custos qualificados do projeto de instalação de energia SFV em vez do ITC (IEA–PVPS, 2011g). Uma alteração no MARCS permitiu que certas instalações SFV postas em funcionamento após 8 de setembro de 2010 e antes de 1º de janeiro de 2012 se qualificassem para uma depreciação do bônus de 100% no primeiro ano. Embora em 2012 a depreciação do bônus ainda seja aplicável, a dedução permitida caiu para apenas 50% da base elegível (IEA–PVPS, 2011g).

O Departamento de Energia também investiu no desenvolvimento da energia SFV, concedendo empréstimos para fabricação de equipamentos e componentes e para projetos de instalação de unidades de geração, tendo por fundamento o *American Reinvestment and Recovery Act (Recovery Act)* (IEA–PVPS, 2011g).

Os dois principais mercados de energia SFV nos EUA são o Estado da Califórnia e o Estado de New Jersey, que juntos foram responsáveis por aproximadamente 50% da capacidade instalada no ano de 2010. Entretanto, outros Estados também investiram na geração SFV, sendo que 16 Estados instalaram mais de 10 MW cada nesse ano (IEA–PVPS, 2011g).

Além da política de incentivo federal, nos EUA surgiram vários instrumentos de incentivo estaduais e municipais, com suporte em normas mais elaboradas de interconexão e de *net metering*, além da aceitação de regulação de modelos de financiamento por terceiros, *renewable portfolio standards (RPS)* e incentivos baseados no desempenho (IEA–PVPS, 2011g).

A margem de inserção de energia sob o sistema de *net metering* foi elevada de 2,5% para 5% da carga de pico da concessionária no Estado da Califórnia, enquanto a Virgínia Ocidental elevou o limite de capacidade para usuários comerciais para 500 kW e para usuários industriais para 2 MW, com uma capacidade total do programa equivalente a 3% da carga de pico da concessionária. O Estado de Utah estabeleceu suas próprias regras de interconexão à rede e elevou o limite de capacidade residencial e não residencial, dos anteriores 25 kW e 2 MW, respectivamente, para um limite único de 20 MW (IEA–PVPS, 2011g).

No final de 2010, 19 Estados e Porto Rico permitiram expressamente o financiamento por terceiros. Em outubro de 2010, o Havaí também passou a adotar a tarifa prêmio (IEA–PVPS, 2011g).

Em 2010 também houve mudanças em diversos instrumentos de política de incentivo de Estados e Municípios, a exemplo da Flórida, em que quatro programas de incentivo expiraram: o programa de descontos baseados na capacidade solar; o crédito fiscal baseado na produção; o crédito fiscal de investimento baseado na capacidade; e a isenção do imposto sobre a venda de equipamentos de energia renovável. A tarifa prêmio também teve sua legalidade desafiada, o que só foi resolvido em outubro de 2010 (IEA–PVPS, 2011g).

O interesse das companhias de eletricidade nos EUA pela geração SFV continua a crescer, tendo por mola propulsora as políticas de incentivo: o ITC de 30% no nível federal e o *renewable portfolio standards* no nível estadual (IEA–PVPS, 2011g).

Como a demanda dos consumidores continua a crescer e a paridade tarifária se aproxima em diversos Estados, tem havido um aumento na cooperação entre as companhias de eletricidade e a indústria solar. Muitas companhias de eletricidade alugam o espaço no telhado de consumidores para a geração SFV, a qual é inserida diretamente na rede (IEA–PVPS, 2011g).

Em fevereiro de 2011, o Secretário de Energia anunciou o programa “Sunshot Initiative”, uma iniciativa para tornar o custo da tecnologia solar competitiva com outras formas de energia, através da redução do custo de sistemas de energia solar em torno de 75% antes de 2020 (IEA–PVPS, 2011g).

Os cinco países acima nominados acham-se à frente na implantação de sistemas de energia SFV interligados à rede de distribuição, tendo cada qual adotado diferentes programas de incentivo.

Além desses, merece destaque a situação vivenciada pelos outros cinco países que compõem o elenco dos dez países com maiores investimentos em energia SFV no âmbito do IEA – PVPS: China, França, Áustria, Bélgica e Grã-Bretanha.

Desses países, este estudo analisa a situação da China, por ser país considerado em desenvolvimento e, sobretudo, por abrigar um parque industrial relevante voltado à industrialização de equipamentos e componentes fotovoltaicos.

#### 2.3.1.6 – China

Em 2010 foram instalados em torno de 500 MW de potência SFV na China, aproximadamente o triplo do que fora instalado no ano de 2009, elevando o total de potência instalada para cerca de 800 MW.

Em razão dos terremotos e do acidente nuclear ocorrido no Japão, o Governo chinês ampliou a meta de capacidade instalada de 5 GW para 10 GW até 2015 e de 20 GW para 50 GW até 2020 (IEA–PVPS, 2011g).

Atualmente, há dois tipos de projetos fotovoltaicos incentivados pelo Governo chinês: unidades de geração de energia SFV de grande escala, localizados em sua maioria na China Ocidental (região oeste da China), nas quais a energia é comprada pelo governo para fins de exportação de eletricidade (entre 2008 e 2012, em torno de 800 MW a 900 MW de potência em projetos de grande escala estão previstos, com valor de compra variando entre 0,73 CNY/kWh e 4,0 CNY/kWh, o equivalente a aproximadamente 0,24 R\$/kWh e 1,29 R\$/kWh, respectivamente); e instalações de GDFV, principalmente no leste da China, as quais recebem subsídio de investimento de capital e podem também compensar a compra de eletricidade da rede (IEA–PVPS, 2011g).

No período de 2009 a 2012, sob o programa *PV Buildings and Golden Sun*, em torno de 1.154 MW de potência SFV estão previstos, com subsídio de capital de 50% e a capacidade de compensar a compra de eletricidade da rede. O mercado fotovoltaico chinês deve ter um acréscimo anual de instalações da ordem de 2 GW entre 2012 e 2015, aumentando para 12 GW até 2020 (IEA–PVPS, 2011g).

### 2.3.2 - Outros Países em desenvolvimento

Os países em desenvolvimento vêm ganhando destaque no cenário econômico mundial. Para identificar, dentre eles, os países com maior envergadura econômica, cunhou-se a

expressão Brics, composta pelas iniciais de Brasil, Rússia, Índia, China e África do Sul.

O consumo energético desses países vem aumentando expressivamente nos últimos anos e apresenta projeções ainda mais preocupantes para as próximas décadas. Como impulsionar o seu desenvolvimento sem agravar os sintomas inquestionáveis de esgotamento do meio ambiente é um problema a ser equacionado.

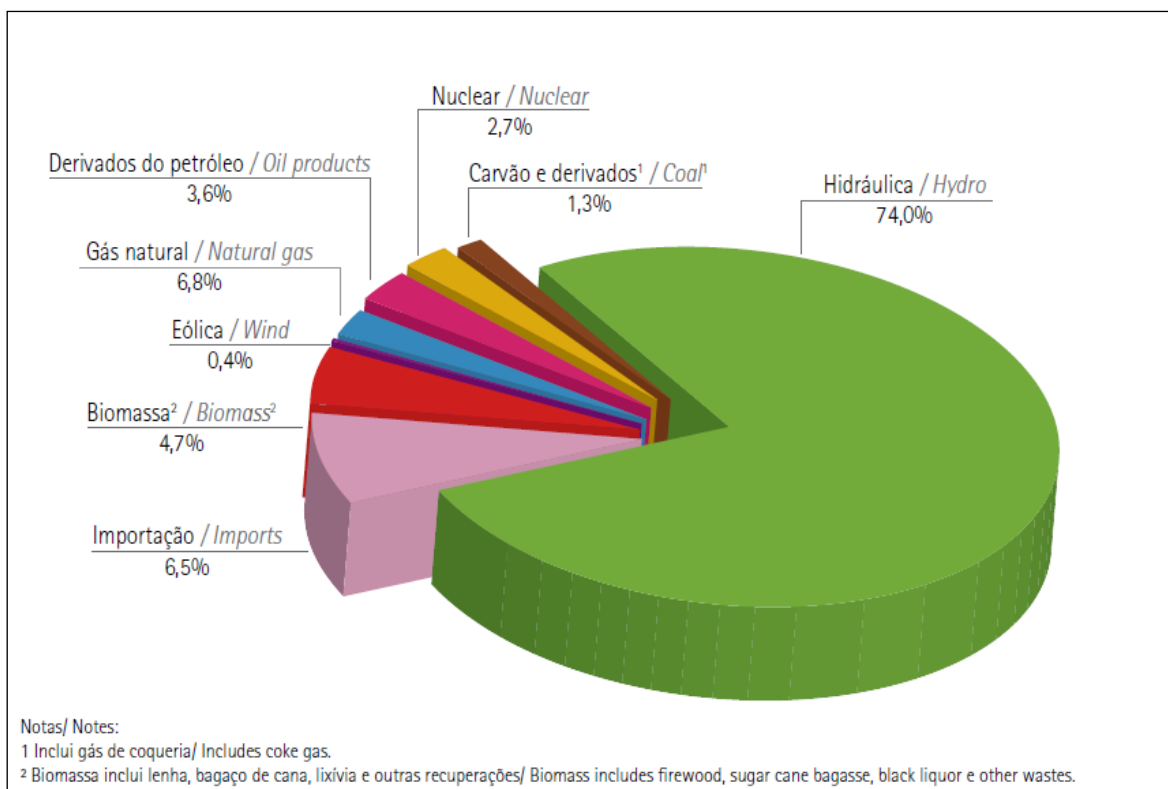
A geração de energia dos Brics tem sua base nos combustíveis fósseis, altamente poluidores. À exceção do Brasil, os países do grupo concentram sua geração de energia em carvão, óleo e gás.

Entretanto, a consciência do esgotamento dos recursos fósseis em um futuro breve vem conduzindo o grupo ao investimento em pesquisa e desenvolvimento de novas tecnologias de geração limpa, a exemplo da eólica e da solar.

Em reunião realizada em 4 de dezembro de 2011 na ilha meridional chinesa de Hainan, o Fórum de Cooperação e Amizade dos Governos Locais destacou a necessidade de investimentos em fontes de energia não poluentes, posição reafirmada pelo representante brasileiro. A aproximação entre Brasil e China é uma das metas visadas, haja vista o interesse brasileiro de investimento em energia solar, na qual conta com grande potencial, ao passo que a China é líder na fabricação de equipamentos no setor. Nessa ocasião, a África do Sul anunciou um plano de investimento de US\$ 12 bilhões para o desenvolvimento de energias renováveis. Por seu turno, a China informou que investiu, só em 2010, US\$ 47,3 bilhões em fontes de energia renováveis (Estadão, 2011).

## **2.4 - O CENÁRIO BRASILEIRO**

No Brasil, a geração hidroelétrica tem relevante destaque. Beneficiado com um grande potencial hidroelétrico, os investimentos nessa fonte de energia têm sido frequentes e maciços. De fato, a maior contribuição para a matriz energética nacional vem das hidroelétricas, tendo sido de 74% no ano de 2010 (BEN 2011 ano base 2010). Isso pode ser visualizado no gráfico 2.8 abaixo:



**Fonte:** MME - Ministério de Minas e Energia, EPE – Empresa de Pesquisa Energética. *Balanço energético nacional. BEN 2011 – Ano base 2010.* Brasília: MME, EPE, 2011. Disponível em <[www.mme.gov.br](http://www.mme.gov.br)>. Acesso em: 3 ago 2012.

Gráfico 2.8 - *Oferta Interna de Energia Elétrica por Fonte 2010*

O Balanço Energético Nacional de 2011, que tem por referência dados colhidos no ano de 2010 (MME e EPE, 2011a), dá conta que a soma dos ‘recursos hidráulicos inventariados’ com os ‘recursos hidráulicos aproveitados’ no período de 2006 a 2010 foi igual a 102.080 MW, enquanto os recursos hidráulicos estimados são de 31.769 MW nesse mesmo período. O total de recursos hidráulicos no período de 2006 a 2010 é igual a 133.849 MW.

A geração hidroelétrica é renovável e considerada não poluente, o que permite ao Brasil uma posição aparentemente confortável no confronto com os países desenvolvidos e com países em desenvolvimento do grupo Brics. Ao passo que o desenvolvimento desses países acha-se profundamente comprometido com a geração por fontes não-renováveis, nuclear e sobretudo fósseis (carvão, óleo, gás), o Brasil vem explorando o grande potencial hidroelétrico que possui, o que garante a produção de energia considerada limpa.

Entretanto, quando analisada sob uma lente de aumento, a matriz energética brasileira revela determinados aspectos preocupantes, que merecem uma atenção mais detida. Apesar

de ser renovável, a geração hidroelétrica não é totalmente limpa. De fato, há produção de dióxido de carbono pela decomposição de floresta morta nos reservatórios e gás metano pela vegetação ao redor da represa, que frequentemente emerge e submerge no vai e vem das águas (Fearnside e Millikan, 2012).

Outros fatores a serem considerados são o esgotamento em futuro breve dos potenciais inexplorados, o custo social e os demais aspectos do custo ambiental de implantação das usinas, e a distância dos pontos de geração em relação aos centros consumidores.

As hidroelétricas com menor custo inicial e maior capacidade já foram implantadas. Restam as de menor potencial e as mais distantes dos centros de carga. Exemplos disso são as usinas do rio madeira, em Rondônia: as usinas de Jirau e de Santo Antônio, com capacidade de 3.300 MW e 3.150 MW, respectivamente, terão linhas de transmissão construídas para o Acre, Amazonas e Norte de Mato Grosso, através das quais serão conectadas ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Da mesma forma, a usina de Belo Monte, no Pará, terá uma capacidade de geração de 11 mil megawatts e deverá entrar em operação em 2015, adicionando ao sistema elétrico brasileiro 4.571 MW médios de energia, o suficiente para atender a 40% do consumo residencial do país, o que a situa como a segunda maior hidroelétrica nacional, atrás apenas de Itaipú binacional (MME, 2011a). Destaca-se nesses empreendimentos a enorme distância dos grandes centros de consumo, exigindo substanciais investimentos em transmissão de energia elétrica.

A construção de grandes hidroelétricas conduz também ao desalojamento de comunidades ribeirinhas, o que se traduz em grande impacto social. No Brasil, já existem mais de 30 mil desabrigados, tendo até sido criado o Movimento dos Atingidos por Barragens (MAB), que já conta com 20 anos de existência.

As grandes áreas invadidas pelas águas com a construção das barragens inundam também riquezas naturais, a exemplo das sete quedas do Iguaçu, pelas águas da Itaipú binacional, além de sítios arqueológicos. O valor dessas perdas é omitido nos cálculos dos custos de implantação das usinas hidroelétricas.

A projeção da demanda de energia elétrica para os próximos anos é uma preocupação do governo brasileiro. O país está em franco crescimento, mas isso traz como contrapartida a

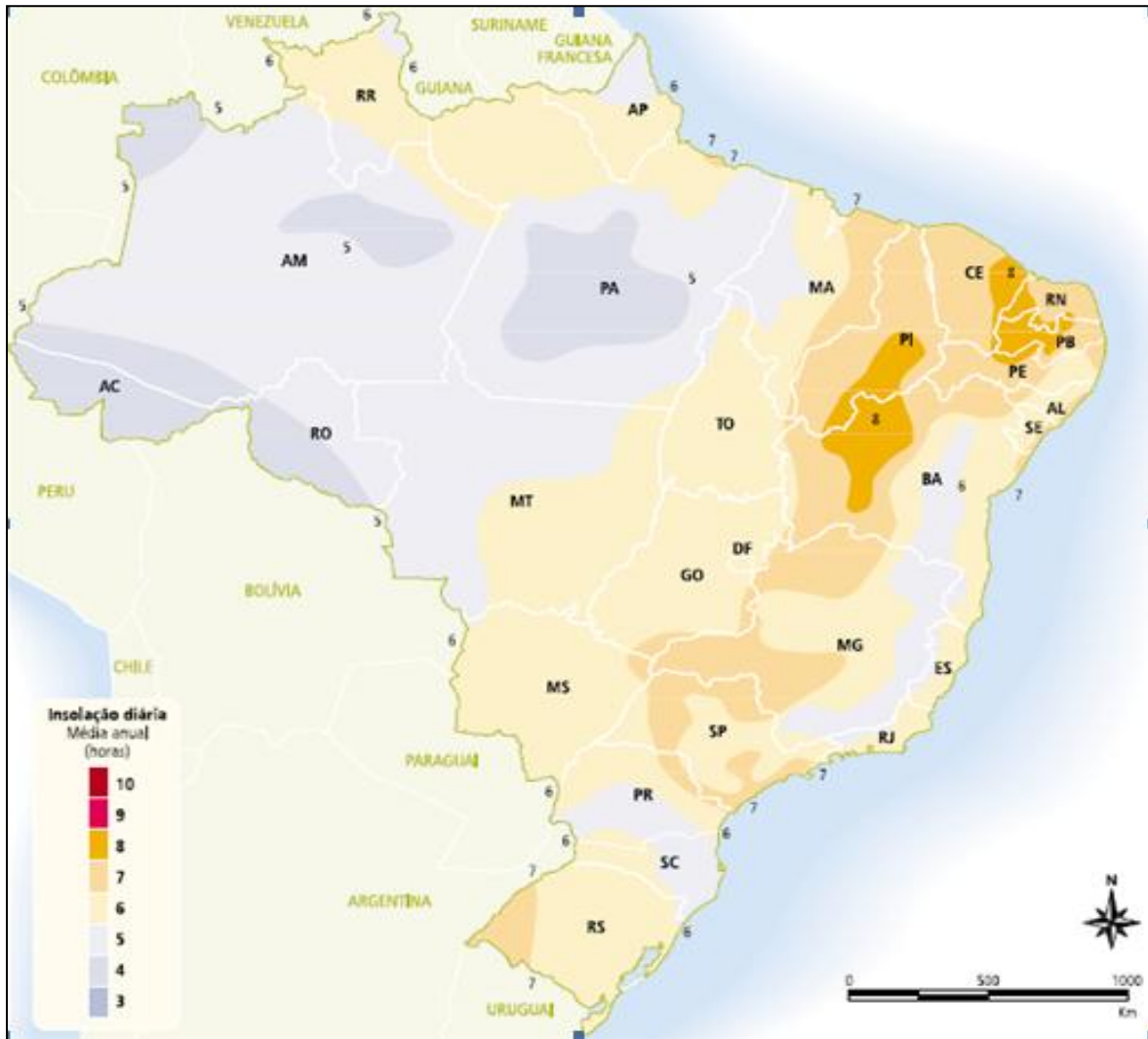
ampliação do consumo de energia elétrica nos setores industrial, comercial e residencial. O planejamento dos investimentos no setor elétrico acha-se estampado no Plano Decenal de Expansão de Energia 2020 (PDE 2020), aprovado pela Portaria nº 689 do Ministério de Minas e Energia em 27 de dezembro de 2011, segundo informa a EPE (MME e EPE, 2011c). Segundo o PDE – 2020, o consumo de energia elétrica saltará de 41,197 milhões tep em 2011 para 62,786 milhões tep em 2020, com uma variação percentual de 4,9 % no período. A oferta interna de energia elétrica passará de 571,6 TWh em 2011 para 867,3 TWh em 2020, elevando a oferta interna *per capita* de energia elétrica de 2.959 kWh/hab. no ano de 2011 para 4.230 kWh/hab. no ano de 2020, segundo análise do Ministério de Minas e Energia – MME (MME e EPE, 2011c), com base nos dados do PDE 2020 e na projeção da população do Brasil elaborada pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) (IBGE, 2012). O investimento total requerido é da ordem de R\$ 1.019 bilhões. Só as obras de transmissão de energia elétrica receberão investimentos de R\$ 46 bilhões.

Ao mesmo tempo, vê-se que o Brasil é um país enormemente abençoado, se analisada a exuberância de sua natureza. A diversidade de fontes de energia permite a confortável posição de escolha das fontes renováveis a serem empregadas. Uma vez vencidas as barreiras atualmente existentes, através da pesquisa e do desenvolvimento de soluções técnicas, o Brasil pode despontar como a grande potência que tem por vocação ser. E pode lastrear seu desenvolvimento em fontes renováveis de energia; potenciais de geração não lhe faltam.

Nesse sentido, já foi analisado o potencial hidroelétrico, o qual vem sendo amplamente explorado. Há também grande potencial para a geração de energia eólica. Mas é inegável o potencial de geração de energia solar em nosso país: dada a sua posição estratégica em relação ao sol, o Brasil possui uma insolação invejável, conforme demonstram inúmeros estudos.

A distribuição da insolação sobre o território brasileiro pode ser facilmente visualizada na figura 2.9.

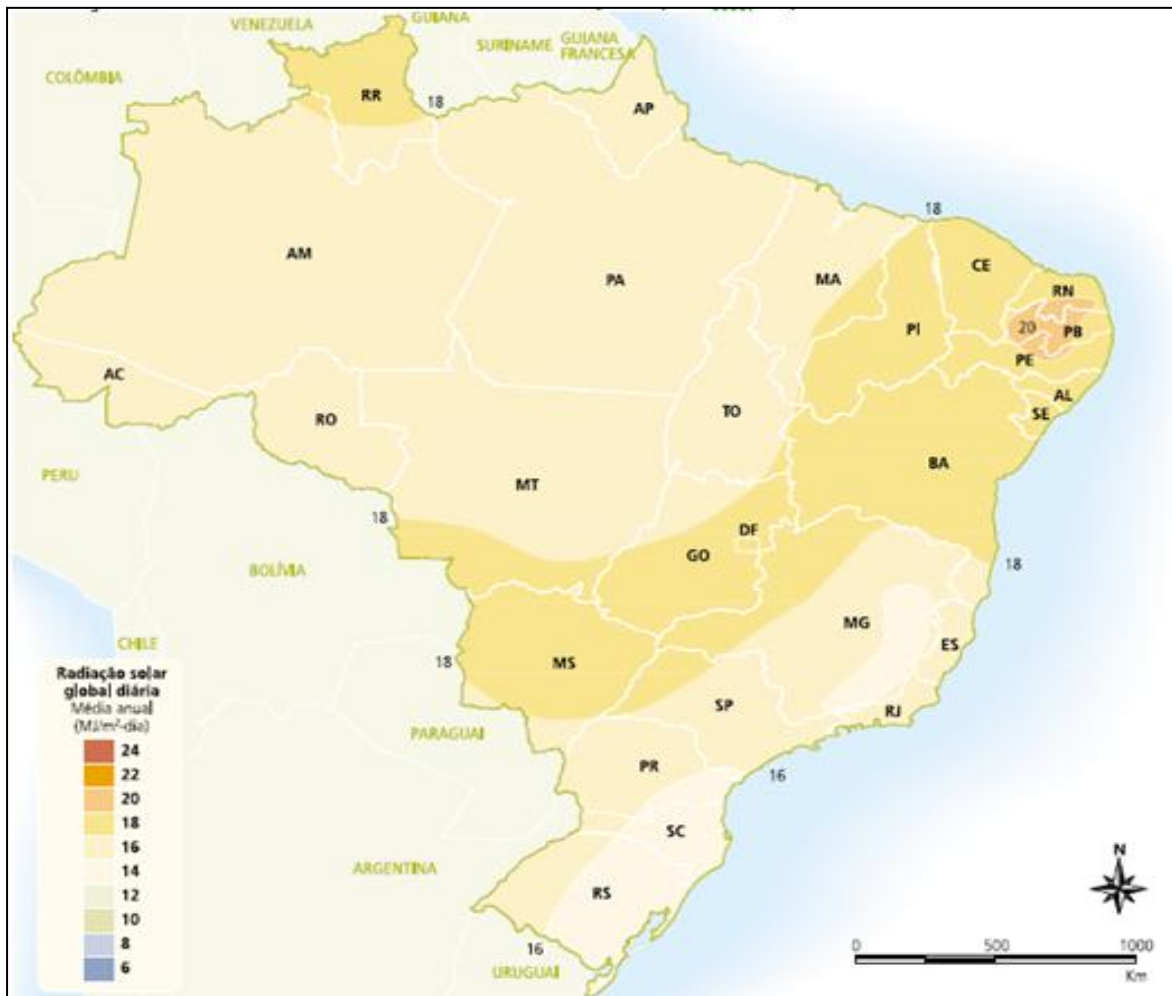




**Fonte:** ATLAS Solarimétrico do Brasil. Recife: Editora Universitária da UFPE, 2000 *apud* ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. *Atlas de energia elétrica do Brasil*. 2. ed., 2005. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 29 jan 2012.

Figura. 2.9 - Média anual de insolação diária no Brasil (horas)

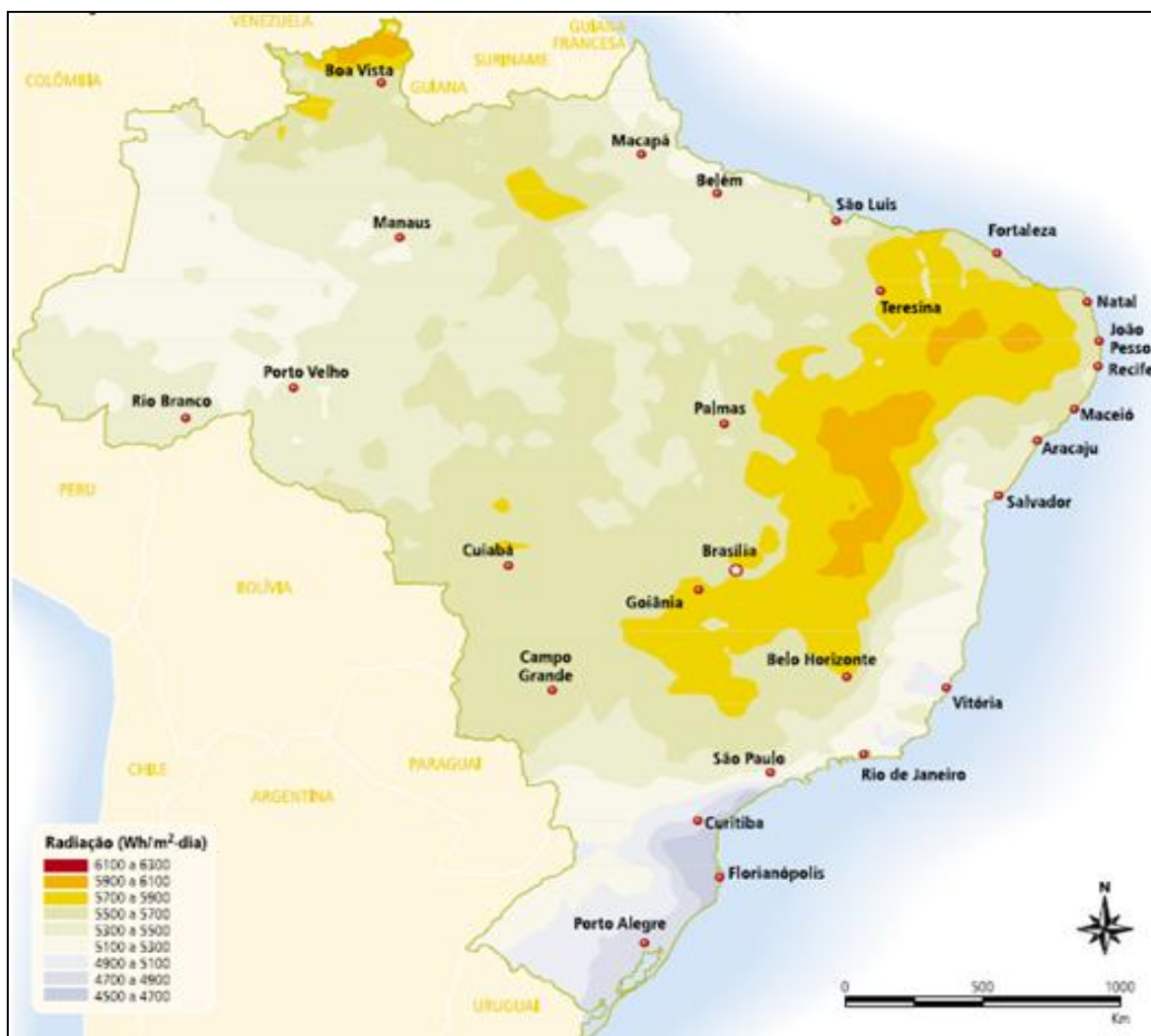
Outro fator que merece destaque é a radiação solar global diária no Brasil, que pode ser apresentada em termos de média anual típica, em [MJ/m<sup>2</sup>.dia]. É possível visualizar na figura 2.10 a predominância das regiões nordeste e centro-oeste, com média de 18 MJ/m<sup>2</sup>.dia. Essa figura apresenta o Atlas Solarimétrico do Brasil elaborado pela Universidade Federal do Pernambuco e pela Companhia Hidroelétrica do São Francisco, em parceria com o Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (CEPEL-CRESESB).



**Fonte:** ATLAS Solarimétrico do Brasil. Recife: Editora Universitária da UFPE, 2000 *apud* ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. *Atlas de energia elétrica do Brasil*. 2. ed., 2005. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 29 jan 2012.

Figura 2.10 - *Radiação Global Solar Diária – Média Anual Típica (MJ/m<sup>2</sup>.dia)*

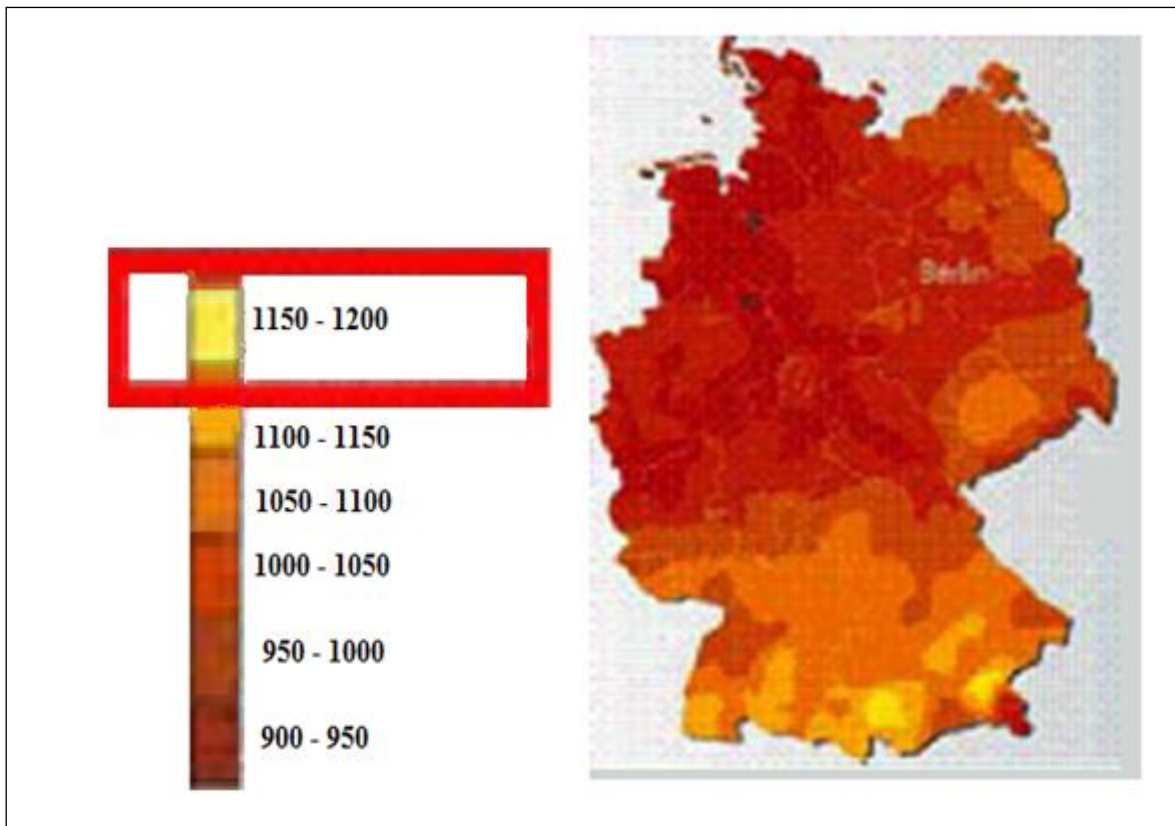
A figura 2.11 permite ver a radiação solar global diária em Wh/m<sup>2</sup>.dia, onde se observa a predominância da região nordeste, em especial do Vale do São Francisco. Essa figura apresenta o Atlas de Radiação Solar no Brasil elaborado pelo Instituto Nacional de Meteorologia e pelo Laboratório de Energia Solar da Universidade Federal de Santa Catarina.



**Fonte:** Atlas Solarimétrico do Brasil. Recife: Editora Universitária da UFPE, 2000 *apud* ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. *Atlas de energia elétrica do Brasil*. 2. ed., 2005. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 29 jan 2012.

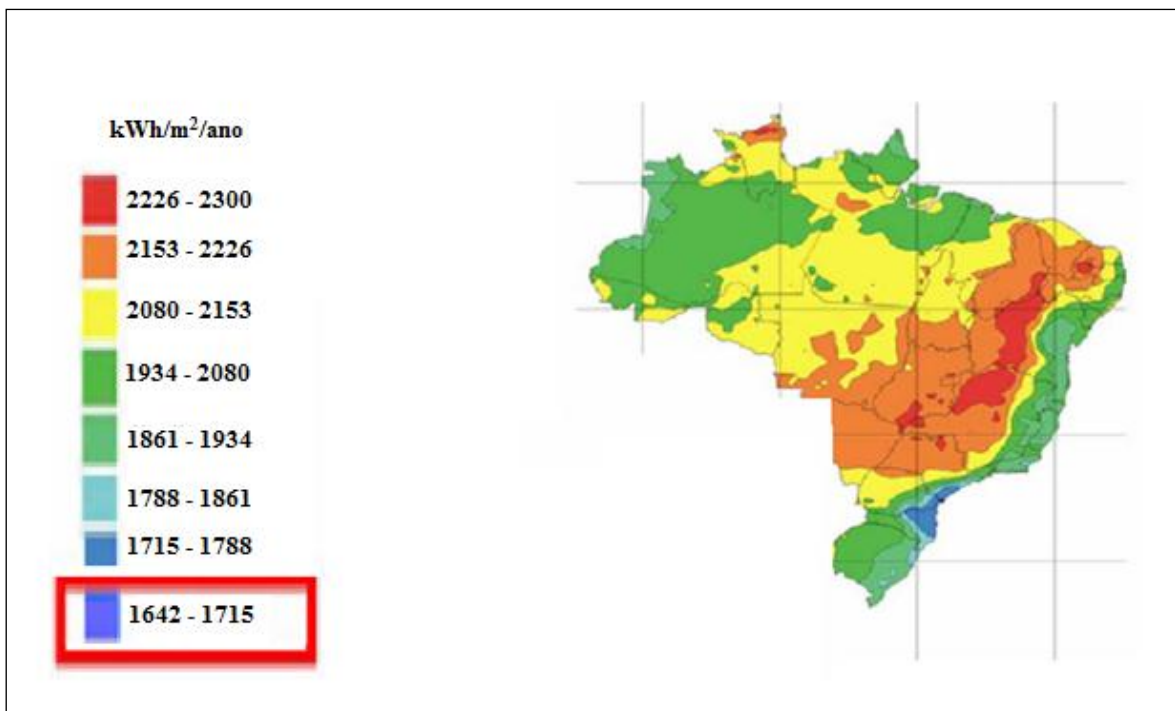
Figura 2.11 - *Radiação Global Solar Diária – Média Anual Típica (Wh/m<sup>2</sup>.dia)*

Entretanto, mesmo as regiões com menores índices de radiação apresentam grande potencial de aproveitamento energético (ANEEL, 2005a). Comparando o Atlas Solarimétrico do Brasil com o Atlas Solarimétrico da Alemanha, percebe-se que a região mais favorecida com radiação solar da Alemanha apresenta 1,4 menos radiação solar do que a região menos ensolarada do Brasil (Salamoni e Rüther, 2007), conforme se pode visualizar nas figuras 2.12 e 2.13.



Fonte: SALAMONI, I. T.; RÜTHER, R. (2007). *O potencial brasileiro da geração solar fotovoltaica conectada à rede elétrica: Análise de paridade de rede*. In: ENCAC, Ouro Preto – MG.

Figura 2.12 – Atlas Solarimétrico da Alemanha – Média anual da radiação global incidente no plano horizontal



Fonte: SALAMONI, I. T.; RÜTHER, R. (2007). *O potencial brasileiro da geração solar fotovoltaica conectada à rede elétrica: Análise de paridade de rede*. In: ENCAC, Ouro Preto – MG.

Figura 2.13 - *Atlas Solarimétrico do Brasil - Média anual da radiação global incidente no plano horizontal*

O Brasil, como se pode observar, tem um enorme potencial energético inexplorado, haja vista que as aplicações da energia solar têm se limitado aos aquecedores de água e a células solares fotovoltaicas instaladas em lugares ermos, desconectados da rede de distribuição de energia elétrica, e a SFCR em Universidades e centros de pesquisas, com potência gerada incipiente.

Até 2009, os incentivos à geração SFV no Brasil resumia-se aos incentivos fiscais para alguns equipamentos e ao Centro Brasileiro para Desenvolvimento de Energia Solar Fotovoltaica (CB Solar) (IEI, 2009). Desde então, aplicava-se a isenção no Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) e no Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI) para determinados equipamentos, tais como módulos fotovoltaicos e células solares. Esse quadro evoluiu recentemente, como se pode ver a seguir, com a redução de 80% na alíquota da TUSD (Tarifa sobre o Uso do Sistema de Distribuição) e da TUST (Tarifa sobre o Uso do Sistema de Transmissão). Além disso, ocorreu a sinalização no sentido de implantação do sistema de *net metering* (sistema de compensação), sobretudo nas unidades federativas em que já ocorreu a paridade tarifária. Inaugurando o sistema de compensação (*net metering*), foi implantado em Salvador – BA o primeiro sistema de geração SFCR em estádio de futebol, o de Pitaçu, com capacidade de geração de 400 kWp e geração anual média estimada de 630 MWh para atender ao consumo anual do estádio, igual a 360 MWh, sendo o excedente (270 MWh) injetado na rede de distribuição da COELBA (concessionária de distribuição da Bahia), com investimento de R\$ 5,6 milhões, divididos entre o governo do Estado da Bahia (30%) e a COELBA (70%) (IDEAL, 2012).

## **2.5 – CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO**

O panorama descortinado pela análise das experiências vivenciadas por outros países, precursores da geração SFV, aponta para o acerto da decisão de investir em uma fonte alternativa ainda pouco explorada. Essa constatação se faz mais evidente ao se analisar o ingresso recente de países como a Bélgica e a Grã-Bretanha nesse seleto grupo, superando outros países com relativa experiência nessa atividade, e o caso específico da Itália, cujo acréscimo de novas instalações no ano de 2011 superou até mesmo os investimentos

realizados na Alemanha nesse ano.

As modalidades de incentivo à GDFV devem ser diversificadas, conforme se pode constatar nos diversos países estudados. É preciso criar um ambiente favorável aos investimentos, de modo a atrair o maior número de investidores. Nesse sentido, dentre as modalidades de incentivo analisadas, destacam-se o sistema de preços, em suas duas vertentes, o sistema de compensação (*net metering*) e o pagamento de tarifa prêmio (*feed-in tariff*), além dos incentivos financeiros (liberação de linhas de crédito a juros menores) e os incentivos fiscais.

Contudo, há que se planejar para que os investimentos sejam realizados em ambiente seguro, a exemplo do que vem praticando a Alemanha, para evitar acidentes de percurso como o ocorrido na Espanha, em que o acréscimo acentuado de instalações no ano de 2008 foi seguido de uma brusca redução no número de novas instalações em 2009, com pequena retomada de novos investimentos em 2010, até a suspensão dos incentivos em 2012, causada, sobretudo, pelos percalços da economia espanhola e de alguns equívocos na condução do programa de geração SFV.

O Brasil possui muitas vantagens naturais (índices elevados de radiação solar; potenciais de geração hidroelétrica, muitos já sendo explorados e outros em fase de construção, que permitem a industrialização de células solares e módulos fotovoltaicos com baixo impacto ambiental), além de conhecimento das técnicas de industrialização, vantagens essas que precisam ser aproveitadas. O contexto demonstrado neste capítulo indica ser este o momento histórico adequado para investir nessa fonte alternativa de energia.

### **3 – MATERIAIS E MÉTODOS**

A análise do cenário mais propício para o desenvolvimento de novas fontes de geração de energia a serem inseridas na matriz energética nacional demanda o conhecimento da experiência vivenciada por outros países que vêm trilhando essa mesma senda há alguns anos, cujos erros e acertos podem servir de diretriz para a adoção de soluções mais adequadas à realidade brasileira.

Neste capítulo, será feita a análise das diversas modalidades de incentivos adotados por esses países, em especial Alemanha, Espanha, Japão, Itália e Estados Unidos da América, destacando as regulamentações criadas para dar suporte a esses incentivos, estabelecendo um confronto com o panorama brasileiro, para, afinal, extrair conclusões que serão discutidas no capítulo seguinte.

A pesquisa que dá sustentação a este trabalho científico serviu-se de publicações impressas e em meio eletrônico, através das quais foi identificada a atual situação de diversas modalidades de incentivo, sobretudo nos países acima citados, onde a GDFV está mais avançada, reservando atenção aos instrumentos normativos que as introduziram, para, afinal, visualizar o estágio em que se encontra o Brasil no desenvolvimento da GDFV em comparação com os demais países. Adicionalmente, foram objeto de investigação alguns recursos financeiros que podem se prestar ao incentivo necessário à introdução da GDFV na matriz energética brasileira.

#### **3.1 - MODALIDADES DE INCENTIVOS**

Inicialmente, faz-se necessário discorrer sobre os incentivos que vêm sendo adotados em outros países para, então, transportar essa experiência para a realidade nacional. Dentre os incentivos adotados, destacam-se (ISES, 2002).

##### **3.1.1 - Sistema de quotas**

Neste sistema, o governo fixa o objetivo a ser atingido, na forma de uma parcela mínima (quota) de energia a ser gerada através de fontes renováveis, e deixa para o mercado o estabelecimento do preço da energia. A quota pode ser aplicada a produtores,

distribuidores ou usuários finais. O sistema de quotas pode ser empregado para estimular a geração de energia através de outras tecnologias renováveis, estejam os sistemas de geração de energia conectados à rede elétrica da distribuidora de energia (*grid-connected*) ou isolados (*off-grid*).

Esse sistema admite duas variantes, a saber: o RPS (*Renewable Portfolio Standards*) e o sistema de licitações.

No sistema RPS, o Governo estabelece quotas de energia renovável a serem atingidas pelo produtor de energia, podendo especificar as tecnologias de fontes renováveis a serem empregadas ou relegar ao produtor a sua escolha. A remuneração do produtor dá-se na forma de créditos pela energia renovável produzida, os quais podem ser comercializados ou vendidos no mercado. Esses créditos são denominados “Certificados Verdes (CERTs)”, “Etiquetas Verdes” ou “Créditos de Energia Verde (RECs)”. Caso o produtor não atinja a meta estipulada pelo Governo, ele recebe uma multa. Assim ao produtor abre-se a possibilidade de escolher entre cumprir a meta previamente estabelecida ou pagar a multa, conforme lhe seja mais favorável economicamente esta ou aquela medida. O produtor também pode optar por sair do negócio ao final do período fixado pelo Governo. A análise dos resultados obtidos só é possível no final do período.

No sistema de licitações, o Governo estabelece, através de editais, a meta (quota) e também o preço máximo da energia renovável a ser gerada. Os licitantes, então, apresentam as suas ofertas para atendimento da meta de produção estipulada pelo Governo, visando a assinatura de contrato. A escolha das melhores propostas é feita em ordem crescente, do menor preço para o maior preço. Os contratos são, a seguir, firmados com os licitantes vencedores até que seja atingida a quota inicialmente proposta. A diferença porventura existente entre o preço de referência do mercado e a proposta vencedora é subsidiada pelo Governo. Nesse sistema, o Governo pode abrir licitações para formas variadas de produção de energia renovável, de modo a estimular a multiplicidade de fontes, fugindo da monocultura de energia (ISES, 2012).

É normalmente empregado no sistema de quotas o subsídio do governo para os equipamentos e também para a energia gerada, o que implica desembolsos consideráveis que desautorizam o emprego dessa modalidade de incentivo em países em



desenvolvimento.

### 3.1.2 - Sistema de preços

#### 3.1.2.1 *Feed-in tariff* ou tarifa prêmio

O sistema de preços corresponde à modalidade de incentivo em que o Governo fixa o preço da energia renovável a ser gerada, estabelecendo uma tarifa mínima (conhecida como *feed-in tariff* ou tarifa prêmio) a ser paga ao produtor de energia renovável como forma de estímulo. Neste sistema, a concessionária de distribuição de energia elétrica é obrigada a receber a energia elétrica gerada pelo produtor e a pagar a tarifa mínima. O preço ou tarifa prêmio é fixado de conformidade com a tecnologia empregada na geração de energia, com o porte e a localização do sistema de geração, permitindo a fixação de preços diferenciados, servindo de estímulo tanto ao pequeno quanto ao grande produtor. O retorno do investimento do produtor fica garantido por um período de vinte anos, ocorrendo, entretanto, na prática, em um período relativamente menor, em torno de doze anos.

O preço inicialmente fixado decai anualmente e reajustes são feitos a cada dois anos para novos participantes. Essa redução reflete a curva de aprendizagem dos preços, i. e., está diretamente relacionada à redução de custo obtida através do acúmulo de experiência no processo de produção<sup>7</sup>. O objetivo dessa redução no preço é assegurar a competitividade da indústria de equipamentos e componentes fotovoltaicos, estimulando a otimização de processos de produção e o desenvolvimento de novas tecnologias. Ao mesmo tempo, visa estimular o ingresso do maior número de produtores logo no início do programa. A relação jurídica entre o produtor de energia elétrica e a concessionária de distribuição se dá mediante um contrato padrão.

Os custos da concessionária de distribuição (preço pago pela energia elétrica gerada) são repassados aos consumidores finais através da conta mensal de energia elétrica, na forma de um pequeno acréscimo percentual. Dessa forma, nesse sistema, o consumidor final

---

<sup>7</sup> A inclinação da curva de aprendizagem – *learning curve* – de um determinado processo produtivo é obtida pela análise da velocidade com que os custos médios caem à medida que a produção acumulada dobra.

financia a implantação da GDFV com um acréscimo em sua conta mensal de energia elétrica.

### 3.1.2.2 - *Net metering* ou “medição do saldo” ou “sistema de compensação de energia”

Outra modalidade de incentivo existente no sistema de preços é o *net metering* (medição do saldo). Neste, é acoplado à entrada/saída da unidade produtora de energia elétrica um medidor bidirecional de energia, o qual permite efetuar medições nos dois sentidos (medidor de quatro quadrantes). Como a unidade consumidora/geradora está interligada à rede de distribuição de energia elétrica, é possível injetar energia na rede: quando isso acontece, o medidor registra a energia que flui da unidade consumidora/geradora para a rede de distribuição; por outro lado, há momentos em que a unidade consumidora/geradora consome energia da rede elétrica: nesses momentos, o medidor registra a energia que flui da rede de distribuição para a unidade consumidora/geradora. A tarifa de energia cobrada pelo operador da rede do consumidor/gerador em razão da energia consumida é igual à tarifa paga pelo operador da rede em razão da energia injetada pelo consumidor/gerador.

No período normal de faturamento dos serviços prestados pelo operador da rede de distribuição (um mês, em regra), é feito um balanço da energia gerada e da energia consumida pelo consumidor/gerador. A energia gerada e não consumida pelo consumidor/gerador no período normal de faturação é denominada excesso líquido de geração (*net excess generation* - NEG). O excesso líquido de geração pode receber dois tratamentos distintos: *i*) o operador da rede pode ser obrigado a comprá-lo ou *ii*) ele pode constituir crédito para ser usado pelo consumidor/gerador no mês seguinte (se no final do ano ele ainda existir, o operador da rede fica com ele sem oferecer compensação alguma ao consumidor/gerador).

No final da década de 70, nos EUA, houve outra variante desse sistema, denominada *dual metering*, na qual eram empregados dois medidores de energia elétrica unidirecionais, um para medir a energia consumida e outro para medir a energia injetada na rede de distribuição pelo consumidor/gerador. O operador da rede era obrigado a comprar o excedente produzido e não consumido pelo consumidor/gerador, pagando o equivalente

aos seus custos evitados<sup>8</sup>. As despesas com a instalação de dois medidores e com leituras e faturamento de ambos tornou o sistema pouco atraente. (Rodríguez, 2002).

### **3.1.3 - Incentivos financeiros**

Além do sistema de quotas e do sistema de preços, os dois mais empregados nos países precursores na geração através de fontes renováveis de energia, outras modalidades de incentivos vêm sendo adotadas, em alguns casos de forma isolada, mas, em regra, de forma concomitante aos dois sistemas acima identificados. Trata-se de medidas empregadas com o fito de tornar atrativos os investimentos na geração por fontes renováveis de energia, o que dificilmente ocorreria pela aplicação isolada dos sistemas supracitados, por razões diversas, dentre as quais se destacam o custo relativamente alto de implantação de um sistema de geração por fontes renováveis de energia e o grau de risco envolvido no retorno da aplicação do capital. O custo de implantação do sistema de geração de energia torna o ingresso de pequenos investidores dificultoso, reduzindo o alcance das medidas adotadas pelos Governos a um grupo reduzido, de maior capacidade de desembolso financeiro.

Considerando o interesse em disseminar a cultura da geração através de fontes renováveis de energia, os diversos países nos quais as novas tecnologias vêm sendo empregadas têm ampliado o leque de medidas de incentivo. O objetivo é fazer sólido o mercado de geração de energia por fontes alternativas de energia, estimulando a produção de equipamentos e componentes aplicados, fortalecendo a indústria nacional, e incentivando a pesquisa e o desenvolvimento de novas tecnologias.

Além disso, esses países, desenvolvidos e dependentes de energia gerada através de combustíveis fósseis, necessitam substituir as fontes de sua matriz energética, razão pela qual vêm estabelecendo metas a serem atingidas numa projeção variável entre 10 a 20 anos, as quais se materializam na forma de percentuais de geração através de fontes renováveis frente à geração convencional (poluente e não renovável).

---

<sup>8</sup> *Avoided cost*: igual ao preço pelo qual o operador da rede teria que adquirir a energia no mercado, não sendo incluídos nesse preço os custos de transmissão e distribuição – T&D – e as taxas locais e estaduais, nem tampouco as receitas do operador da rede.

Os incentivos financeiros normalmente adotados surgem na forma de “*créditos tributários, abatimentos, investimento ou suporte de produção*” (ISES, 2002).

#### **3.1.4 - Incentivos fiscais**

Investimentos e créditos de impostos de produção podem “*cobrir tanto os custos totais das instalações geradoras como apenas os custos da planta*” (ISES, 2002). A redução da carga tributária incidente sobre equipamentos e componentes empregados na geração de energia elétrica por fontes renováveis pode estimular melhorias no processo de produção e a pesquisa e desenvolvimento de novas tecnologias. Igualmente, podem ser aplicados benefícios fiscais na importação de produtos destinados à implantação de sistemas de geração, reduzindo-se a alíquota do imposto de importação. Os países desenvolvidos têm também aplicado a redução tributária sobre impostos ambientais e taxas de carbono, além da redução do imposto de renda.

Os incentivos fiscais, por outro lado, trazem como aspectos negativos a prática de fraudes e o uso de tecnologias mais baratas, condutas praticadas por produtores visando burlar o sistema e amealhar vantagens indevidas.

#### **3.1.5 - Descontos e pagamentos**

Outra prática adotada nos países pioneiros na implantação de geração através de fontes renováveis é a aplicação de descontos sobre o sistema de geração instalado e o pagamento pela energia gerada.

No Japão, a abordagem adotada combinou “*descontos sobre o preço da capacidade fotovoltaica instalada*” com “*empréstimos a juros baixos, disseminação da informação e educação*” (ISES, 2002). Destaca-se a necessidade de atrelar esses incentivos a padrões tecnológicos previamente definidos, como forma de estimular o uso de tecnologia mais avançada.

Nos EUA, o Estado da Califórnia aplicou incentivos na forma de pagamentos incidentes sobre a potência gerada pelo produtor. “*Contanto que tais pagamentos sejam altos o bastante e sejam garantidos por um período suficientemente longo, eles terão um efeito*

*similar ao do sistema de preços” (Sawin, 2003 apud ISES, 2002).*

### **3.1.6 - Empréstimos a juros baixos**

O ingresso de pessoas de faixas de renda inferiores no rol dos produtores de energia gerada através de fontes renováveis só é possível se houver a liberação de uma linha de crédito específica para esse propósito, a qual deve ter por característica a concessão de empréstimos a juros baixos. *“Adicionalmente, as parcelas a serem pagas pelo produtor, tomador do empréstimo, devem limitar-se às despesas mensais usuais com outras formas de energia, como velas, querosene e aparelhos domésticos” (ISES, 2002).*

Estudos apontam para o reduzido percentual de participação da população na geração de energia renovável sem a concessão de empréstimos a juros baixos:

Sem tais financiamentos, apenas de 2 a 5% da população da República Dominicana, Índia; Indonésia e África do Sul poderiam ter acesso à energia moderna, enquanto este mesmo percentual seria de 50% com empréstimos apropriados (Eckart et al, 2003 apud ISES, 2002).

### **3.1.7 - Realocação de subsídios**

Os subsídios aplicados na geração por combustíveis fósseis e na geração de energia nuclear poderiam ser redirecionados para a geração através de fontes renováveis de energia. Bilhões de dólares são gastos todo ano para manter o preço da energia não renovável artificialmente baixo, o que se verifica também nos países em desenvolvimento: *“Planeja-se gastar de 50 a 60 bilhões de dólares em subsídios a projetos de energia nos países em desenvolvimento até 2030” (UNEP, 2000 apud ISES, 2002).* Aplicados de forma adequada e por tempo limitado, os subsídios poderiam alavancar a geração por fontes renováveis de energia.

### **3.1.8 - Instalação de geração através de fontes renováveis em prédios públicos**

Os Governos federais, estaduais e municipais são grandes consumidores de energia elétrica. Instalações elétricas antigas e alimentadas pela geração convencional de energia elétrica consomem parcela expressiva dos recursos públicos, sobrecarregando o

contribuinte.

Investimentos em conservação de energia elétrica, eficiência energética e geração de energia por fontes renováveis deveriam ter início nos prédios públicos. A visibilidade possibilitada por semelhante conduta seria uma vitrine das novas tecnologias, estimulando a participação da iniciativa privada e disseminando a cultura da geração de energia elétrica por fontes renováveis. Além de ser politicamente correta, essa prática, por si só, movimentaria o mercado de energia renovável. Essa conduta foi adotada em outros países, servindo de importante estímulo à GDFV.

## **3.2 INCENTIVOS E REGULAMENTAÇÕES - O PANORAMA BRASILEIRO**

Existe uma preocupação nos diversos países com a demanda de energia no futuro próximo, ao passo que cresce por todo o mundo a conscientização da necessidade de preservação ambiental. Os reflexos dessas duas tendências podem ser observados nos investimentos em conservação de energia e na busca por novas fontes de energia, renováveis e não poluentes. Dentre elas, conforme panoramas mundiais e nacionais descortinados neste trabalho, se destaca a energia solar.

A geração solar fotovoltaica isolada (desconectada da rede de distribuição) foi a opção inicial em muitos países, inclusive no Brasil, visando principalmente o atendimento a comunidades situadas em locais distantes das redes de distribuição de energia elétrica. A crescente demanda energética fundada no crescimento populacional e na disseminação de processos industriais ao redor do planeta conduziu à necessidade de inserção de novas fontes energéticas na rede de distribuição de energia elétrica, dentre elas a energia solar. Desse modo, a energia solar passou a ser conectada à rede.

### **3.2.1 - Regulamentação da geração distribuída (GD)**

O ordenamento jurídico brasileiro foi contemplado com a conceituação de GD através da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004 (Brasil, 2004c), que a menciona como uma das fontes alternativas de geração de energia em seu art. 2º, §8º, II, “a”, seguida de sua regulamentação através do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004 (Brasil, 2004b). Neste, o seu art. 14 assim define a geração distribuída:

**Art. 14.** Para os fins deste Decreto, considera-se geração distribuída a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, incluindo aqueles tratados pelo art. 8º da Lei nº 9.074, de 1995, conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto aquela proveniente de empreendimento:

I - hidrelétrico com capacidade instalada superior a 30 MW; e

II - termelétrico, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a setenta e cinco por cento, conforme regulação da ANEEL, a ser estabelecida até dezembro de 2004.

E prossegue, em seu art. 15, nos seguintes termos:

Art. 15. A contratação de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração distribuída será precedida de chamada pública promovida diretamente pelo agente de distribuição, de forma a garantir publicidade, transparência e igualdade de acesso aos interessados.

§ 1º O montante total da energia elétrica contratada proveniente de empreendimentos de geração distribuída não poderá exceder a dez por cento da carga do agente de distribuição.

§ 2º Não será incluído no limite de que trata o § 1º deste artigo o montante de energia elétrica decorrente dos empreendimentos próprios de geração distribuída de que trata o § 2º do art. 70.

Por sua vez, o art. 70, § 2º, do Decreto n 5.163/2004, acha-se redigido da seguinte forma:

Art. 70 (...)

§ 2º Os agentes, cujos contratos de concessão de distribuição incluam geração distribuída, nos termos dos §§ 1º e 2º do art. 15, poderão registrar e homologar na ANEEL e na CCEE contratos de compra e venda de energia elétrica de suas respectivas unidades geradoras, desde que a vigência seja a mesma do contrato de concessão e o preço seja o do último reajuste ou revisão de tarifas do agente de distribuição.

Merece destaque no texto legal a exceção feita ao conceito de geração distribuída em relação aos empreendimentos: *i)* hidroelétricos de capacidade instalada superior a 30 MW; *ii)* termoeletrico, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a setenta e cinco por cento. Também convém atentar para o procedimento adotado para a aquisição de energia elétrica proveniente de GD, a chamada pública, como meio de igualdade de acesso aos interessados. Também chama a atenção o limite estabelecido para a aquisição de energia proveniente de GD: 10% da carga do agente de distribuição (concessionária de distribuição), o qual aponta para um patamar em que o sistema de GDFV se faria sustentável, a exemplo do que vem sendo adotado em outros países.

A geração de energia elétrica distribuída pode se dar através de diversas fontes renováveis de energia, a saber: central geradora hidroelétrica (CGH) - potência instalada menor ou igual a 1 MW; pequena central hidroelétrica (PCH) - potência maior que 1 MW e menor ou

igual a 30 MW; biomassa; resíduos urbanos; eólica e solar fotovoltaica.

### **3.2.2 - Marco regulatório – evolução e estágio atual dos instrumentos normativos**

No Brasil, os incentivos à geração por fontes renováveis de energia têm dado predominância para as seguintes fontes: grandes hidroelétricas, PCH's, eólica e biomassa.

Embora a matriz energética nacional seja atendida predominantemente por fontes renováveis de energia, o grande potencial hidroelétrico tem impedido a diversificação de fontes de energia, o que só recentemente vem mudando, já se observando algumas medidas adotadas pelo governo federal para estimular a geração através de outras fontes. Entretanto, em razão de diversas barreiras, discutidas a seguir, o destaque nas novas fontes renováveis tem se dado para PCH's, eólica e biomassa, com avanço significativo da energia gerada através da fonte eólica.

A geração SFV é incipiente, tendo se limitado até bem pouco tempo a unidades geradoras instaladas em lugares ermos, desconectadas da rede de distribuição de energia, ou a algumas poucas instalações conectadas à rede de distribuição, implantadas em Universidades e centros de pesquisa.

A regulamentação da inserção de novas fontes energéticas na matriz brasileira tem histórico recente, tendo se iniciado através de leilões de energia, de incentivos à livre comercialização de energia gerada por fontes renováveis e do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), introduzido pela Lei nº 10.762, de 11 de novembro de 2003.

A recente evolução da regulamentação do setor elétrico nacional, de conformidade com a Nota Técnica nº 0043/2011 da ANEEL (ANEEL, 2011c), pode ser assim resumida:

\* Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1.996, art. 26, § 1º, com redação dada pela Lei nº 11.488, de 15 de junho de 2007: estabeleceu a competência da ANEEL para definir o percentual de desconto da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão de energia elétrica (TUST) e da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição de energia elétrica (TUSD). Esse percentual de desconto foi estabelecido como igual ou superior a 50% para PCH's; CGH's



e centrais geradoras com fonte solar, eólica, biomassa e co-geração distribuída (com potência injetada no sistema de transmissão ou de distribuição menor ou igual a 30 MW);

\* Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002:

a) alterou o § 5º do art. 26 da Lei nº 9.427/96, determinando que os empreendimentos citados no item anterior poderão comercializar energia elétrica com consumidor ou conjunto de consumidores com comunhão de interesses de fato ou de direito, cuja carga seja maior ou igual a 500 kW, observada a regulamentação da ANEEL;

b) em seu § 3º, com redação dada pela Lei nº 10.762, de 11 de novembro de 2003, instituiu o PROINFA, cujo objetivo foi o de ampliar a participação na matriz energética brasileira de energia elétrica gerada através de PCH's e fontes eólicas e biomassa.

\* Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004: determinou que as distribuidoras pertencentes ao Sistema Interligado Nacional (SIN) deverão garantir o atendimento à totalidade de seu mercado, devendo, para tanto, adquirir a energia de usinas já existentes e de usinas novas, bem como de fontes alternativas de energia, dentre outras hipóteses, através de leilões promovidos pela ANEEL. Adicionalmente, o seu art. 2º, § 8º, permite que a distribuidora adquira parte de sua energia de usinas com geração distribuída (observados limites de contratação e repasse às tarifas dos consumidores finais) além de usinas inseridas no PROINFA;

\* Decreto 5.163, de 30 de julho de 2004:

a) art. 15: estabeleceu que a contratação de energia elétrica proveniente de usinas com geração distribuída será precedida de chamada pública. Ao mesmo tempo, limitou o montante a ser contratado pela distribuidora a 10% de sua carga;

b) art. 34: regulamentou o Valor Anual de Referência (VR) (que estabelece o limite de repasse da energia adquirida pela distribuidora nas chamadas públicas para as tarifas dos consumidores finais). A ANEEL calcula o VR com base nos leilões de energia A3 e A5, ponderando os preços obtidos e os montantes contratados em cada leilão. O valor obtido é publicado anualmente. Os valores obtidos nos anos 2008 a 2011 são os visualizados na

tabela 3.1:

Tabela 3.1: Valores de Referência (VR) publicados pela ANEEL

Ano	2008	2009	2010	2011
VR (R\$/MWh)	139,44	145,77	145,41	151,20

**Fonte:** ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota Técnica nº 0043/2011 – SRD/ANEEL. *Proposta de abertura de Consulta Pública para o recebimento de contribuições visando reduzir as barreiras para a instalação de geração distribuída de pequeno porte, a partir de fontes renováveis, conectada em tensão de distribuição.* Disponível em <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 10 mai 2012.

\* Resolução Normativa nº 56, de 06 de abril de 2004: regulamentou o art. 3º, § 5º, da Lei 10.438/2002, estabelecendo os procedimentos de acesso das centrais geradoras participantes do PROINFA;

\* Resolução Normativa nº 77, de 18 de agosto de 2004: estabeleceu os descontos na TUST e na TUSD para CGH's (potência instalada até 1 MW), PCH's (potência instalada maior que 1 MW e menor ou igual a 30 MW) e para usinas a base de fontes solar, eólica, biomassa e de cogeração qualificada (potência instalada menor ou igual a 30 MW), com incidência na produção e no consumo da energia comercializada. O desconto padrão estabelecido foi de 50%, podendo, no entanto, atingir 100% nas condições estabelecidas em seu art. 3º, com destaque para a energia gerada a partir de biomassa;

\* Resolução Normativa nº 167, de 10 de outubro de 2005: estabeleceu as condições para as distribuidoras contratarem energia proveniente de geração distribuída no SIN via chamada pública, além da forma de cálculo do limite de contratação anual (10% da carga da distribuidora verificado no momento da contratação, com base na carga dos 12 meses anteriores);

\* Resolução Normativa nº 390, de 15 de dezembro de 2009: dispôs sobre os requisitos necessários à outorga de autorização para exploração e alteração da capacidade instalada de usinas termelétricas e de outras fontes alternativas de energia e estabeleceu os procedimentos para registro de centrais geradoras com capacidade instalada reduzida;

\* Resolução Normativa nº 391, de 15 de dezembro de 2009: tratou da autorização e registro de usinas eólicas (no caso de pequenas usinas hidráulicas, aplica-se a Resolução nº 395/98);

\* Resolução Normativa nº 395, de 15 de dezembro de 2009: aprovou a revisão nº 1 dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST), que contemplam, dentre outros, os Módulos 3 (Acesso ao Sistema de Distribuição) e 5 (Medição).

No Módulo 3 foram tratados os seguintes assuntos: solicitação de acesso, a ser realizado pelo acessante (gerador, consumidor, distribuidora), assim como o parecer de acesso, de responsabilidade da distribuidora; requisitos técnicos e operacionais mínimos para a conexão de centrais geradoras na rede de distribuição; requisitos mínimos de projeto de proteção e controle para geradores de pequeno porte, assim como a possibilidade de operação ilhada; procedimentos para recepção do ponto de conexão; 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; requisitos para a elaboração dos contratos de uso (CUSD) e conexão (CCD), assim como modelos dos referidos contratos; os níveis de tensão indicados para a conexão de unidades geradoras e as proteções mínimas necessárias, especificadas segundo a potência instalada.

No Módulo 5 foram tratados os seguintes assuntos: flexibilização da especificação do medidor para centrais geradoras com potência instalada igual ou inferior a 1 MW e cuja geração de energia se dê a partir de fontes hidráulica, solar, eólica, biomassa, cogeração qualificada ou ainda que utilize como insumo energético, no mínimo, 50% de biomassa composta de resíduos sólidos urbanos e/ou biogás de aterro sanitário ou biodigestores de resíduos vegetais ou animais, assim como lodos de estações de tratamento de esgoto.

Até a etapa de regulamentação acima elencada, os incentivos à geração distribuída, que utilizem fontes hídrica, solar, biomassa ou cogeração qualificada, com injeção de até 30 MW na rede de distribuição, podem ser assim resumidos:

- 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 especiais;
- As PCH e CGH foram dispensadas de pagar compensação financeira aos municípios atingidos pelo reservatório da usina;

- As PCH e CGH podem aderir ao Mecanismo de Realocação de Energia (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, promovidos pelo MME e organizados pela ANEEL;
- Possibilidade de vender energia diretamente à distribuidora por meio de Chamada Pública;
- Venda de energia dentro da cota, preços e condições de financiamentos estabelecidos no PROINFA; e
- As centrais geradoras com registro possuem procedimento de acesso simplificado, necessitando apenas das etapas de solicitação de acesso e parecer de acesso, o que agiliza o processo;
- Além dos incentivos já listados anteriormente, existe a possibilidade dos empreendimentos de geração distribuída, que utilizam fontes renováveis de energia, obter renda adicional por meio da venda de créditos de carbono a empresas estrangeiras, dentro das regras estabelecidas no Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL), criado pelo Protocolo de Quioto.

Foram contratados, na primeira etapa do PROINFA, 3.299 MW de energia gerada a partir de usinas hidráulicas, eólicas e de biomassa. Entretanto, os resultados obtidos com o primeiro leilão exclusivo para fontes alternativas, em 18 de junho de 2007, não foi tão promissor quanto o esperado, conforme se pode ver na tabela 3.2 abaixo:

Tabela 3.2: Primeiro leilão do PROINFA

Data do Leilão	Fonte	Nº de Usinas novas	Potência instalada (MW)	Período do Contrato (anos)	Produto	Ofertado
					2010	
					Energia contratada (MW médio)	Preço médio (R\$/MWh)
18/06/2007	PCH	6	96,74	30	46	134,99
	Biomassa	12	541,9	15	140	138,85

**Fonte:** ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota Técnica nº 0043/2011 – SRD/ANEEL. Proposta de abertura de Consulta Pública para o recebimento de contribuições visando reduzir as barreiras para a instalação de geração distribuída de pequeno porte, a partir de fontes renováveis, conectada em tensão de distribuição. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 10 mai 2012.

Em 14 de dezembro de 2009, foi realizado o segundo leilão de energia de reserva (exclusivo para energia eólica), tendo sido contratadas 71 novas usinas, com potência

instalada total de 1805,7 MW, ao preço médio de 148,39 R\$/MWh.

Em 25 de agosto de 2010, foi realizado o terceiro leilão de reserva e em 26 de agosto de 2010 foi realizado o segundo leilão de fontes alternativas, com operação nos anos de 2012, 2013 e 2014 e prazos de operação de 15, 20 e 30 anos, dependendo do tipo de geração e do arranjo comercial de contratação. Os resultados obtidos estão estampados na tabela 3.3:

Tabela 3.3: *Leilões de 2010*

Data do leilão	Fonte	Nº de usinas novas	Potência instalada (MW)	Energia (MW médio)	Preço médio (R\$/MWh)
25/08/2010 e 26/08/2010	PCH	7	131,50	69,80	141,93
	Biomassa	12	712,90	190,60	144,20
	Eólica	70	2.047,80	899,00	130,86
	<b>Total</b>	<b>89</b>	<b>2.892,20</b>	<b>1.159,40</b>	<b>133,56</b>

**Fonte:** ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota Técnica nº 0043/2011 – SRD/ANEEL. *Proposta de abertura de Consulta Pública para o recebimento de contribuições visando reduzir as barreiras para a instalação de geração distribuída de pequeno porte, a partir de fontes renováveis, conectada em tensão de distribuição.* Disponível em <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 10 mai 2012.

Enquanto isso, apenas oito distribuidoras realizaram chamadas públicas para contratação de geração distribuída entre janeiro de 2006 e junho de 2010. É o que mostra a tabela 3.4:

Tabela 3.4: *Chamadas públicas no período 2006 a 2010*

Fonte	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 - Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota Técnica nº 0043/2011 – SRD/ANEEL. *Proposta de abertura de Consulta Pública para o recebimento de contribuições visando reduzir as barreiras para a instalação de geração distribuída de pequeno porte, a partir de fontes renováveis, conectada em tensão de distribuição.* Disponível em <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 10 mai 2012.

As conclusões feitas pela própria ANEEL na Nota Técnica 043/2011 deixam claro o longo caminho a percorrer no sentido de estimular a geração distribuída de pequeno porte:

No Brasil, há vários incentivos para as Pequenas Centrais Hidrelétricas, Centrais Eólicas e a base de Biomassa que injetam até 30 MW de potência nas redes de distribuição e transmissão. Além disso, o PROINFA instituiu uma quota de energia para cada uma das fontes acima citadas e os leilões de energia exclusivos para energia alternativa também podem ser considerados destaques na política de

incentivo adotada para geração distribuída de médio porte. No entanto, a geração distribuída de pequeno porte, que está conectada na rede de distribuição (inclusive em baixa tensão), enfrenta barreiras técnicas, regulatórias e legais para conexão, comercialização da energia, assim como dificuldades para viabilizar economicamente os projetos.

Além disso, os resultados obtidos através de Chamada Pública entre 2006 e 2010 foram extremamente reduzidos, o que levou a ANEEL a elaborar uma série de questões a serem respondidas por diversos atores sociais comprometidos com a geração elétrica, a fim de usar as respostas obtidas para subsidiar tomadas de decisões visando ampliar a geração distribuída através de fontes renováveis.

As respostas obtidas em Consulta Pública foram sintetizadas na Nota Técnica nº 004/2011 – SRD/ANEEL, de 09 de fevereiro de 2011, das quais destacam-se:

\* A caracterização das fontes de energia renovável deve se dar em função de sua potência instalada (e não da potência por ela injetada na rede de distribuição), da fonte primária de energia, do nível de tensão e da localização da planta;

\* A limitação da potência injetada pela unidade geradora na rede de distribuição deve se dar através da limitação da potência instalada da unidade em razão do nível de tensão de operação;

\* Os custos médios de geração de pequeno porte foram indicados tomando por base os mais recentes leilões de energia, resultando em:

- Solar fotovoltaica: R\$ 600/MWh;
- Eólica: R\$ 130/MWh;
- Biomassa: R\$ 144/MWh;
- Resíduos (lixo): 200/MWh; e
- Gás natural: 350/MWh.

\* As distribuidoras não possuem normas técnicas para conexão de geração distribuída em baixa tensão (à exceção da Copel), sendo, em regra, as informações disponíveis apenas para conexões em tensão maior ou igual a 13,8 KV, razão pela qual o sítio da ANEEL deverá providenciar uma página específica contendo todas as informações necessárias sobre questões técnicas, comerciais e regulatórias, visando auxiliar os empreendedores em geração por fonte renovável distribuída;

\* Com relação às limitações técnicas das redes e dos riscos para equipamentos e pessoas com a inserção de geração distribuída, não houve consenso, tendo os empreendedores argumentado que os inversores a serem instalados na conexão com a rede oferecem todas as proteções, filtros e requisitos necessários para evitar o ilhamento, a injeção de harmônicas na rede e problemas com fator de potência, ao passo que os representantes das distribuidoras contra argumentaram, elencando uma série de problemas que entendem ser passíveis de ocorrer e que podem afetar a qualidade da energia oferecida e a segurança dos seus funcionários. Considerando a importância desses fatores para a viabilização da geração distribuída, os mesmos estão reproduzidos abaixo:

- Perda de sensibilidade da proteção;
- Risco de choque elétrico em caso de energização da linha enquanto esta estiver sob manutenção;
- Elevação do nível de curto-circuito da rede;
- Controle de tensão – sobretensão em carga leve;
- Elevação das perdas em alimentadores onde a geração supera a carga;
- Aumento das distorções harmônicas, flutuação e desequilíbrio de tensão;
- Risco de danos aos equipamentos do acessante, da distribuidora e demais consumidores nos casos de religamentos;

- Necessidade de alteração das proteções já instaladas nos transformadores e demais pontos da rede;
- Obediência à NR-10 (Norma do Ministério do Trabalho sobre segurança em instalações e serviços em eletricidade), que exige o seccionamento visível do circuito e aterramento dos lados adjacentes ao local do serviço;
- Revisão dos procedimentos de segurança do trabalho e treinamento das equipes de manutenção das distribuidoras; e
- Não há sistema de supervisão robusto para redes de baixa e média tensões.

A conclusão quanto a esses problemas foi a necessidade de a ANEEL estabelecer os requisitos mínimos a serem atendidos pelo empreendedor para possibilitar a conexão de sua unidade geradora à rede de distribuição, deixando, no entanto uma certa margem para as distribuidoras elaborarem normas específicas para sua área de concessão.

\* No que tange à redução do carregamento dos condutores da rede elétrica pela inserção de geração distribuída fotovoltaica, foi constatado que isso de fato ocorrerá, porém não em todas as regiões do país, limitando-se àquelas em que o horário de ponta coincide com o horário em que os painéis fotovoltaicos proveem energia elétrica.

\* As questões relativas à contabilização da energia injetada na rede de distribuição (se em horário de ponta ou fora do horário de ponta), além das questões tributárias e fiscais envolvidas, deverão ser normatizadas através de resoluções e procedimentos de distribuição.

\* As proteções necessárias à inserção da geração distribuída na rede deverão ser estabelecidas de conformidade com a tensão de conexão e com a potência instalada, de modo a possibilitar a inserção de pequenas unidades geradoras, evitando-se exigências excessivas por parte das distribuidoras, porém assegurando níveis mínimos de segurança.

\* Foi discutida a barreira regulatória representada pelas Resoluções Normativas nº 390 e



391, as quais exigem licença ambiental para registro de qualquer tipo de unidade geradora de pequeno porte, inclusive para SFV instalada em telhados ou fachadas de prédios.

\* Foi sugerido o estabelecimento de regulação específica para geração distribuída de pequeno porte (menor que 1 MW), com fonte primária diferente da hídrica, sendo pleiteada a majoração do desconto na TUSD para geração SFV. Entretanto, algumas distribuidoras argumentaram que esse desconto vai ser suportado pelos consumidores finais, com majoração da tarifa de consumo de energia elétrica.

\* As distribuidoras requereram redução dos riscos de aquisição da energia sob o sistema de chamadas públicas ou *net metering*, evitando-se a aplicação de penalidades em casos de não ocorrer a aquisição da meta estabelecida em razão de atrasos na entrada em operação de unidades geradoras ou em casos de indisponibilidade de oferta de energia.

\* O VR para aquisição de energia pelas distribuidoras nas chamadas públicas é considerado baixo para viabilizar a energia gerada por fontes alternativas, pois é calculado com base nos leilões de energia A5 e A3, dos quais participam apenas grandes usinas hidroelétricas e termoeletricas. Ao mesmo tempo, o VR é superior ao *mix* de compra das distribuidoras, deixando clara a sua inaplicabilidade para as chamadas públicas. Por outro lado, qualquer alteração no VR ou sua substituição por outro parâmetro para balizar o repasse para as tarifas, bem como a adoção do sistema de tarifa prêmio (*feed-in tariff*) para cada tipo de fonte primária, requer alterações no Decreto nº 5.163/2004, o que depende de atuação do MME, por se tratar de questão de sua competência.

\* Devem ser previstas em resoluções e procedimentos de distribuição a qualidade da energia a ser injetada na rede de distribuição, bem como a responsabilidade por eventuais prejuízos causados ao consumidor final (se cabe à unidade geradora ou à distribuidora).

\* Os contratos de uso (CUSD) e de conexão (CCD) deverão ser dispensados em caso de implantação do sistema de *net metering*.

\* Foram sugeridas algumas medidas para incentivar a geração de energia elétrica de pequeno porte, a saber: redução de encargos e tributos incidentes na tarifa de energia elétrica e nos equipamentos importados (geradores, painéis, inversores etc.), além de

incentivos fiscais e de linhas de crédito mais vantajosas a serem criadas especificamente para financiarem esses projetos. Também foi sugerida a criação de um fundo para absorver o impacto dos descontos aplicados nas tarifas de uso, utilizando recursos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), os quais estariam disponíveis após o encerramento do programa “Luz Para Todos”. Os subsídios foram defendidos apenas nos primeiros anos de implantação dos projetos de geração distribuída, com redução gradual ao longo do tempo. Também estas questões fogem à competência da ANEEL, sendo de responsabilidade do MME. Também foi sugerido o uso dos recursos da CDE para cobrir a diferença entre a VR e o valor da energia gerada por fonte primária, sobretudo em se tratando da geração SFV, cujos valores de energia gerada se acham atualmente acima dos valores das demais fontes (nesse caso, seria aplicada uma tarifa prêmio sem o repasse para as tarifas dos usuários finais, eis que já haveria recursos disponíveis na CDE). Neste caso, é interessante observar que essa aplicação estaria conforme a destinação da CDE prevista na Lei nº 10.438/2002, cujo inciso II trata do conceito de complementação entre preços competitivos e incentivados de energia para as fontes eólica, térmicas a gás natural, biomassa e PCH, faltando apenas inserir a solar fotovoltaica.

\* Também foi sugerida a adequação das medidas de incentivo adotadas para PCH's, biomassa e eólicas de médio porte: desconto na TUSD, dispensa de pagamento de compensação financeira para os municípios atingidos pelos reservatórios, isenção de investimento em P&D, mecanismo de realocação de energia, venda de energia para consumidores livres e especiais, entre outros.

\* Concluiu-se que existe uma grande barreira para entrada de pequenos produtores de energia no Ambiente de Comercialização Livre (ACL), dada a complexidade das regras adotadas na livre comercialização. Assim, devem-se efetuar estudos para simplificação de regras de comercialização para pequenos geradores, com alteração na legislação vigente se necessário, para possibilitar o ingresso desses geradores na CCEE.

\* Necessidade de alteração do Decreto nº 2003/2006, que regulamenta a atuação do Produtor Independente de Energia e do Autoprodutor, no que tange à permuta de montantes de energia, de modo a possibilitar que geradores de pequeno porte utilizem esse mecanismo, ao passo que amplie a possibilidade de tipos de unidades consumidoras beneficiadas (hoje só se aplica a unidades consumidoras industriais).

\* Quanto à adoção do sistema de *net metering*, esse seria viável nas regiões do país em que já existe paridade tarifária, após a inserção de impostos (ICMS, PIS e COFINS). Porém, resta avaliar a valoração da energia injetada nos horários de ponta e fora de ponta, para considerar os benefícios e impactos da geração ao longo do dia, pois apesar de hoje apenas os consumidores do grupo A pagarem tarifa binômica (com diferenciação entre horários de ponta e horários fora de ponta) os consumidores do grupo B (baixa tensão) também devem passar a pagar tarifa com essa diferenciação em breve.

\* A maior parte das contribuições entende que há necessidade de incentivos adicionais (tarifa *Feed-in*, subsídios, reduções fiscais etc.) para o desenvolvimento sustentável da geração distribuída de pequeno porte no país, e que o sistema *Net Metering* não seria suficiente para garantir isso.

\* Com relação ao interesse dos consumidores em instalar pequenos geradores e exportar energia, a maior parte das contribuições entende que sim, mas esse movimento depende do retorno econômico esperado, de regras mais simples e incentivos para esses empreendimentos.

\* Acerca da experiência internacional e dos principais mecanismos de incentivos utilizados, foram sugeridos a adoção preferencial de tarifa *Feed-in*, *Net Metering* e Certificados de Energia. A tarifa *Feed-in*, se for bem calculada, proporciona o melhor retorno para o investidor, mas requer um esforço dos demais consumidores para bancar esse subsídio, o que é um ponto controverso em função dos níveis tarifários vigentes e do montante de encargos e impostos que são acrescidos às tarifas de energia. O *Net Metering* é o sistema mais simples e menos oneroso para os demais consumidores, mas só se torna rentável nas áreas de concessão onde a paridade tarifária é alcançada. Os Certificados de Energia são instrumentos financeiros mais sofisticados, que exigem a criação de um mercado próprio para a comercialização desses títulos, sendo mais indicado para os países que já possuem grande penetração de geração distribuída.

\* Com respeito às experiências nacionais e quais deveriam ser mantidas, a livre comercialização, os leilões de energia e as chamadas públicas deveriam ser mantidas e aperfeiçoadas, mas o PROINFA não, apesar da sua importância para impulsionar a geração

distribuída, principalmente a fonte eólica. Porém, o PROINFA já foi superado pelos leilões exclusivos para fontes alternativas, comprovado pelos resultados positivos desses certames. No entanto, todos esses instrumentos utilizados no Brasil não foram suficientes para proporcionar o desenvolvimento da geração de menor porte, conectada em instalações de distribuição, inclusive em baixa tensão. Assim, devem ser implementadas novas ferramentas legais e regulatórias para suprir essa lacuna. Quanto à existência de outros mecanismos de promoção de geração distribuída não apresentados na Consulta Pública, foram sugeridas a criação de incentivos no Imposto de Renda para pessoas físicas ou jurídicas que invistam nesse tipo de geração; a taxaço das emissões de carbono por fontes não renováveis; e a liberação dos limites para os consumidores se tornarem livres para adquirir energia de fontes alternativas.

As contribuições dos diversos agentes envolvidos com a diversificação da matriz energética brasileira, resumidamente, apresentadas acima, foram discutidas na Nota Técnica nº 004/2011/SRD/ANEEL. A continuação dos trabalhos conduziu à publicação da Nota Técnica nº 0025/2011/SRD/ANEEL. Esta, por sua vez, já traz em seu bojo a concretização de algumas alterações propostas nas contribuições recebidas na Audiência Pública que deram origem àquela Nota Técnica. É o que se analisa a seguir.

\* A ANEEL encaminhou memorando à Procuradoria Federal que lhe assiste solicitando parecer jurídico acerca de sua competência para editar resoluções e procedimentos para permitir a adoção do Sistema de Compensação de Energia (*Net Metering*) pelas distribuidoras para pequenos geradores que usam fontes incentivadas de energia elétrica. Através do Parecer nº0282/2011-PGE/ANEEL, de 9 de maio de 2011, a Procuradoria Federal concluiu pela competência da ANEEL para regular o assunto, afirmando também a possibilidade de os regulamentos tornarem obrigatória a aquisição da energia gerada por pequenos geradores pelas distribuidoras através do Sistema de Compensação de Energia se o consumidor com geração distribuída solicitar, desde que respeite as condições técnicas das redes e que os custos pela troca dos medidores sejam arcadas por ele.

\* O MME, através de sua Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético, informou via ofício a criação de um novo Grupo de Trabalho, destinado a estudar a inserção de geração SFV no mercado de energia, avaliar seus impactos e acompanhar a implantação do projeto piloto 120 telhados.

\* Os benefícios da geração distribuída, segundo as várias tecnologias empregadas a partir de fontes incentivadas de energia, tais como: Pequena Central Geradora (PCH), Central Geradora Hidrelétrica (CGH), Biomassa, Eólica, Solar Fotovoltaica, Resíduos Urbanos e Cogeração Qualificada, foram assim descritos pela ANEEL:

- Postergação de investimentos em expansão nos sistemas de distribuição e 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;
- Diversificação da matriz energética.

\* Por outro lado, as desvantagens também foram listadas:

- Aumento da complexidade de operação da rede de distribuição, que passará a ter fluxo bidirecional de energia;
- Necessidade de alteração dos procedimentos das distribuidoras para operar, controlar e proteger suas redes;

- Aumento da dificuldade para controlar o nível de tensão da rede no período de carga leve;
- Alteração dos níveis de curto-circuito das redes;
- Aumento da distorção harmônica na rede;
- Intermitência da geração, devido à dificuldade de previsão de disponibilidade da fonte (radiação solar, vento, água, biogás), assim como alta taxa de falhas dos equipamentos;
- Alto custo de implantação; e
- Tempo de retorno elevado para o investimento.

\* A definição legal de geração distribuída é aquela prevista no Decreto nº 5.163, de 2004: aquela conectada diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, proveniente de fontes renováveis de energia ou de cogeração com eficiência energética maior ou igual a 75%, e com potência instalada inferior a 30 MW.

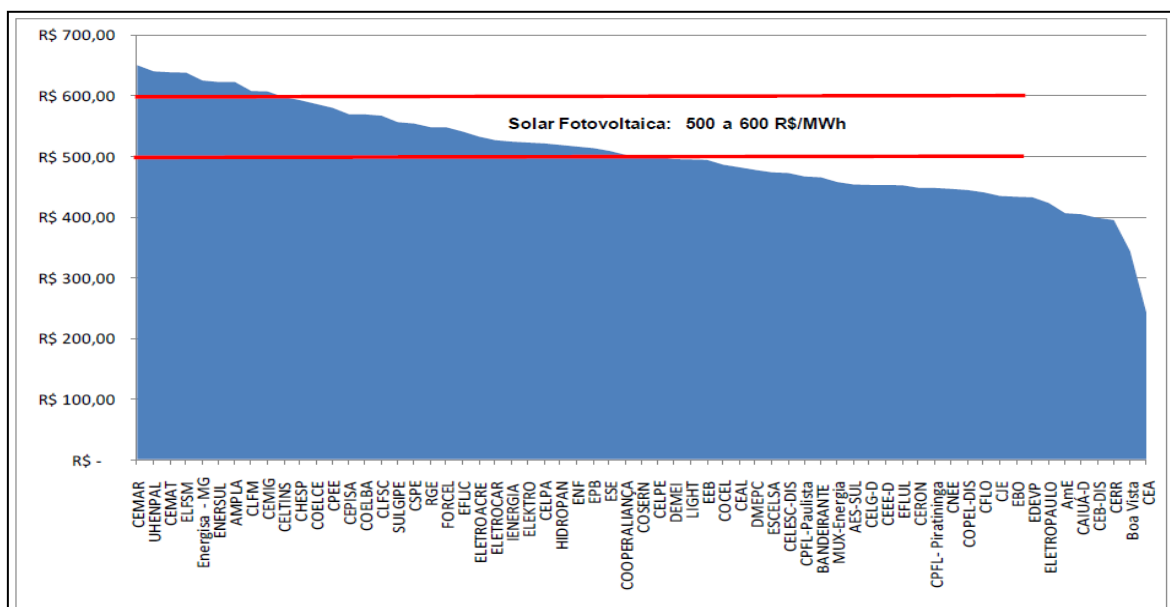
\* A seguir, foram estabelecidas algumas definições a serem empregadas nas resoluções que normatizarão o tema:

- 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 Operador Nacional do Sistema (ONS).
- 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.

\* Destaca-se a seguir o sistema *net metering* (denominado “Sistema de Compensação de Energia”). Nesse sistema, a Agência prevê que “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”.

\* A Nota Técnica em comento conclui pela viabilidade da adoção do sistema *net metering* em regiões do país onde já ocorreu a paridade tarifária (onde os valores das tarifas de fornecimento da classe residencial encontram-se em patamares próximos aos valores típicos da energia produzida por fontes de geração distribuída, após a inserção dos impostos (ICMS, PIS e COFINS). A paridade tarifária é demonstrada no gráfico 3.1:



**Fonte:** ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota Técnica nº 0025/2011-SRD/ANEEL. *Proposta de abertura de Audiência Pública para o recebimento de contribuições visando reduzir as barreiras para a instalação de geração distribuída de pequeno porte, a partir de fontes incentivadas, conectada em tensão de distribuição e também alteração do desconto na TUSD e TUST para usinas com fonte solar.* Disponível em <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 11 jul 2012.

Gráfico 3.1 - Tarifa final do consumidor residencial com impostos – Atualizado em maio/2011

\* A partir dos dados de paridade tarifária, a Agência conclui: verifica-se que há 9 distribuidoras com tarifas finais acima de 600 R\$/MWh, e 22 com valores entre 500 e 600 R\$/MWh, envolvendo Estados como Minas Gerais, Maranhão, Tocantins, Ceará, Piauí, parte do Rio de Janeiro, Mato Grosso e interior de São Paulo, por exemplo. Tais valores viabilizariam o uso da geração solar fotovoltaica, estimada entre 500 e 600 R\$/MWh, com a adoção do Sistema de Compensação de Energia.

\* Com base nessas constatações, a ANEEL prossegue em seu raciocínio: Pode-se considerar o Sistema de Compensação de Energia como uma ação de eficiência energética, pois haverá redução de consumo e do carregamento dos alimentadores em regiões com densidade alta de carga, com redução de perdas e, em alguns casos, postergação de investimentos na expansão do sistema de distribuição. Convém ressaltar que o Sistema de Compensação de Energia promove apenas a troca de kWh entre o consumidor com geração distribuída e a distribuidora, não envolvendo a circulação de dinheiro. Eventuais saldos positivos de geração em um mês seriam utilizados para abater o consumo nos meses seguintes. Portanto, entende-se que este sistema não pode ser considerado uma forma de comercialização de energia, sendo um sistema de simples implementação pelas distribuidoras, não oneroso para os demais consumidores, pois não envolve a aplicação de subsídios, e também capaz de viabilizar a geração distribuída nas unidades consumidoras residenciais e comerciais, ou seja, junto à carga.

\* Para aplicação do Sistema de Compensação de Energia, a ANEEL vislumbra a necessidade de efetuar alterações na Resolução Normativa nº 414, de 09 de setembro de 2010.

\* A aplicação do sistema pode ser assim resumida: propõe-se que a energia gerada por essas centrais geradoras seja transformada em créditos de energia (KWh), a serem utilizados para abater o consumo na fatura do mês subsequente no respectivo posto horário, equivalente à diferença entre os dois valores, e, caso contrário, o consumidor pagaria a diferença entre a energia consumida e a gerada, sendo mantido o custo de disponibilidade. Os créditos de energia gerados expirariam após 12 meses, e o consumidor não faria jus a qualquer forma de compensação após o seu vencimento. Para os consumidores do Grupo B, atualmente não há tarifa horária e, dessa forma a energia exportada para a rede da



distribuidora deverá ser numericamente igual à energia consumida, porém estão sendo concluídos estudos visando implantar a tarifa horária no Grupo B.

O custo de disponibilidade de uma unidade consumidora trifásica, nos termos do art. 98 da Resolução Normativa nº 414/2010, é o valor em moeda corrente equivalente a 100 kWh.

\* A unidade consumidora que instalar uma mini ou microgeração distribuída e aderir ao sistema de compensação de energia deverá ser faturada segundo as regras da Resolução Normativa nº 414, de 2010, ou seja, não se aplicando as regras de faturamento de centrais geradoras.

\* A Nota Técnica apresenta duas curvas de cargas, uma de consumidor do Grupo B e outra de consumidor do Grupo A4, ambos com GDFV, onde se demonstra que a troca de energia entre consumidor e distribuidora no Grupo B ocorreria todos os dias da semana, no período compreendido entre 8h e 16h, ao passo que no Grupo A4 a troca se daria somente nos finais de semana e entre 12h e 13 h dos dias úteis.

\* As Resoluções Normativas nº 390/2009 e nº 391/2009, que exigem licença ambiental para qualquer tipo de empreendimento de geração, independente do porte, da fonte ou do local de instalação, estão sendo revistas.

\* O Decreto nº 2003/1996 define o Autoprodutor de Energia Elétrica como pessoa física ou jurídica detentora de concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo. Considerando que um autoprodutor pode produzir energia em um ponto da rede elétrica e consumir no mesmo ponto ou em mais de um ponto da mesma, desde que o produtor da energia e o consumidor sejam a mesma pessoa física ou jurídica e que faça o pagamento pelo uso dessa rede, propõe-se permitir que a distribuidora contabilize a energia gerada e consumida por autoprodutores com potência instalada até 1MW e carga em ponto distinto, desde que as unidades consumidoras tenham o mesmo titular e estejam dentro da sua área de concessão, evitando-se assim a necessidade de contabilização dessa energia através da CCEE, o que tornaria o procedimento demasiadamente complexo e oneroso, inviabilizando o investimento do gerador de pequeno porte.

\* O PRODIST sofrerá alterações, de modo a incluir no Módulo 3 uma nova seção, destinada a Micro e a Mini Geração Distribuída, com redução de barreiras para conexão, com destaque para:

- Dispensa da celebração do CUSD e CCD para as centrais que participem do Sistema de Compensação de Energia da distribuidora local, bastando firmar um Acordo Operativo;
- Redução do prazo para a distribuidora emitir o Parecer de Acesso;
- As centrais geradoras conectadas em baixa tensão ficam dispensadas de realizar estudos elétricos e operacionais para integração das plantas na rede e, caso sejam necessários, caberá à distribuidora a responsabilidade por realizá-los;
- O ponto de conexão da usina, em baixa tensão, deverá ser o mesmo da unidade consumidora em que ela estiver conectada;
- Definição dos requisitos mínimos e, em alguns casos máximos, para o sistema de proteção das pequenas centrais geradoras, divididos por seu porte, nível de tensão de conexão e fonte;
- Redução do prazo para realização de vistoria por parte da distribuidora nas instalações dos micros geradores com vistas a sua liberação da conexão à rede.

\* No que tange à GDFV, a Nota Técnica em tela faz algumas considerações para, a seguir, estabelecer alguns novos procedimentos. São eles:

- Apesar do enorme potencial brasileiro, a geração solar fotovoltaica apresenta apenas 5 pequenos empreendimentos em operação (com potências instaladas de 1,7 kW, 3 kW, 12,26 kW, 20,48 kW e 50 kW), que estão registrados na ANEEL, e há outro já outorgado, mas que terá potência instalada de 5 MW. Contudo, sabe-se que há outros pequenos sistemas fotovoltaicos instalados principalmente em universidades, mas que ainda não foram regularizados junto à Agência.

- Assim, tendo em vista o pleito dos agentes na Consulta Pública nº 15/2010 e também nos documentos citados nos itens 5<sup>9</sup> e 12<sup>10</sup>, o fato do custo da geração SFV ainda ser elevado, o que resulta em desvantagem competitiva frente às demais fontes renováveis de energia, considerando também o enorme potencial brasileiro e a competência da ANEEL dada pelo art. 26, §1º, da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, propõe-se alteração na Resolução Normativa nº 77/2004 para elevar o desconto na TUSD e na TUST de 50% para 80%, para potência injetada até 30 MW.

Em 17 de abril de 2012, a ANEEL editou as Resoluções Normativas nº 481 e nº 482, através das quais atendeu aos pleitos formulados nas consultas públicas e nas audiências públicas acima citadas.

A Resolução Normativa nº 481/2012 alterou a Resolução normativa nº 77/2004, estabelecendo a redução de 80% na TUST e na TUSD para usinas que entrarem em operação comercial até 31 de dezembro de 2017, aplicável nos 10 primeiros anos de operação, com redução de 50% após os 10 primeiros anos de operação.

A Resolução Normativa nº 482/2012 estabeleceu as condições de acesso da microgeração distribuída (potência instalada menor que 100 kW) e da minigeração distribuída (potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW) aos sistemas de distribuição de energia elétrica, para fontes hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada instaladas em unidades consumidoras. Ao mesmo tempo, criou as condições para a implantação do sistema de *net metering* (compensação de energia elétrica) e determinou às distribuidoras o estabelecimento das condições técnicas necessárias à conexão, segundo as normas do PRODIST e as normas técnicas brasileiras.

---

<sup>9</sup> O Instituto para o Desenvolvimento das Energias Alternativas na América Latina – IDEAL - solicitou a ampliação do desconto na TUSD, de 50% para 100%, para fonte solar fotovoltaica. O fato motivador do pedido reside na instalação de painéis fotovoltaicos nos estádios de futebol que serão utilizados na Copa do Mundo de 2014, e a viabilização da venda da energia excedente no mercado livre. O primeiro estádio contemplado com geração SFV é o de Pitaçu em Salvador – BA, com capacidade de geração de 400 kWp e geração anual média de 630 MWh.

<sup>10</sup> A Associação Brasileira das Empresas de Energia Renovável – ABEER solicitou, por meio de correspondência recebida em 29 de março de 2011, a elevação do percentual de desconto de 50% aplicado na TUSD para geração fotovoltaica, conforme estabelecido na Resolução Normativa nº 77, de 18 de agosto de 2004, para 100%.

Adicionalmente, a Resolução Normativa nº 482/2012 fixou o prazo de 240 dias, contados a partir da data de sua publicação, para as distribuidoras concluírem e publicarem as normas técnicas de conexão e dispensou os empreendimentos da celebração do CUSD e do CCD.

No que tange ao sistema de compensação, fixou a cobrança mínima do custo de disponibilidade e estabeleceu as regras do faturamento segundo o posto horário, nos caso em que se aplica, determinando a compensação da energia injetada com a energia consumida dentro do ciclo de faturamento. Quanto aos créditos de energia gerada e injetada na rede, estabeleceu o prazo limite de 36 meses para sua compensação, findos os quais o consumidor/gerador perde os direitos, sem compensação, os quais deverão ser revertidos para atendimento do princípio da modicidade tarifária. Relegou ainda a responsabilidade pelos custos da implantação do sistema ao consumidor/gerador interessado na conexão.

Quanto à responsabilidade por danos ao sistema elétrico, a Resolução Normativa nº 482/2012 remeteu aos arts. 164 e 170 da Resolução Normativa nº 414, de 09 de setembro de 2010. O primeiro trata de distúrbios ou danos causados ao sistema elétrico de distribuição pelo consumidor/gerador e determina que este instale equipamentos corretivos promova o ressarcimento dos danos causados; o segundo trata da deficiência técnica ou de segurança na unidade consumidora/geradora, que podem ser sancionadas com a suspensão imediata do fornecimento de energia elétrica.

Por fim, relegou à distribuidora o encargo de coleta das informações das unidades geradoras e o envio dos dados constantes nos Anexos das Resoluções Normativas nº 390/2009 e nº 391/2009 para a ANEEL e aprovou as revisões nos Módulos 1 e 3 do PRODIST que tratam das adequações necessárias à inclusão da microgeração distribuída e minigeração distribuída.

Essas são, portanto, as alterações introduzidas no cenário da geração distribuída de pequeno porte, inclusive da GDFV. O que se observa claramente é o longo caminho a percorrer, estando o país ainda dependente de regulamentações, de definição de procedimentos, de opção por tecnologias de equipamentos e componentes aplicados etc. Porém, os primeiros passos já foram dados, o que demonstra o interesse em ingressar no

mundo da geração distribuída, em particular da GDFV.

A geração SFV insere-se no contexto da geração distribuída, recebendo os benefícios até então estabelecidos, dentre eles a elevação do desconto na alíquota da TUST e da TUSD de 50% para 80%. O sistema de incentivo escolhido até o presente momento é o sistema de compensação de energia (*net metering*), por entender a ANEEL não envolver repasse do custo de implantação aos consumidores finais e por ser possível a sua implantação através de normas a serem elaboradas pela própria ANEEL. Entretanto, deve-se observar que a redução dos recursos arrecadados através da TUST e da TUSD irão ser rateados entre os consumidores finais, de qualquer forma.

A grande maioria das respostas às consultas da ANEEL indicou a necessidade de implantação de mais de um sistema de incentivo à GDFV para viabilizar a instalação de novas usinas geradoras e a popularização dessa modalidade de geração alternativa. A própria ANEEL concluiu em seu estudo pela necessidade de adoção de outros instrumentos de incentivo, principalmente porque o *net metering* não é viável em Estados da Federação onde ainda não foi atingida a paridade tarifária. Entretanto, a adoção de novas políticas públicas, com a consequente alteração dos instrumentos normativos existentes, depende de uma atuação do Governo Federal, com iniciativas a serem propostas pelo Ministério de Minas e Energia – MME.

### **3.2.3 - Outras modalidades de incentivo à GDFV passíveis de aplicação no Brasil**

Dessa forma, podemos analisar a possibilidade de adoção de outras medidas de incentivo à geração distribuída, em particular da GDFV:

#### **3.2.3.1 - Tarifa prêmio (*feed-in tariff*)**

Principal instrumento de incentivo adotado nos diversos países analisados neste trabalho, a tarifa prêmio não se acha descartada do conjunto de incentivos a serem implantados em nosso país. Porém, a sua adoção esbarra na necessidade de criação de um fundo para pagamento da tarifa de incentivo aos produtores de energia, o que vem sendo encarado pelo Governo Federal como um fator complicador, face à necessidade de repasse do

montante a ser pago na forma de tarifa prêmio para a tarifa de energia elétrica dos consumidores finais. Ocorre que a conta de energia elétrica já se acha sobrecarregada por encargos setoriais e tributos, os quais elevam a conta mensal de energia elétrica do consumidor final. Os fatores que compõem a conta de energia elétrica são analisados detidamente abaixo, onde se pode ver que na realidade além dos serviços diretamente relacionados com o fornecimento de energia elétrica ao consumidor final (geração, transmissão, distribuição), existe ali uma série de acréscimos correspondentes a encargos setoriais e tributos. Juntos, esses acréscimos correspondem a 36,8% da conta de energia elétrica, com arrecadações da ordem de bilhões de reais.

Bem analisada a conta de energia elétrica, observa-se a possibilidade de destinação de parte dos recursos arrecadados com encargos setoriais e com tributos para o pagamento de tarifa prêmio, sem a necessidade de onerar ainda mais o consumidor final. Nesse caso, haveria a realocação de parte dos recursos arrecadados, o que só seria possível ao se elencar a GDFV como uma das prioridades na diversificação da matriz energética nacional, tendo por horizonte a projeção de consumo para as próximas décadas e a possibilidade do país ingressar em um mercado que movimentaria bilhões de dólares por ano.

Conforme constatado pela própria ANEEL, nas unidades federativas em que ainda não ocorreu a paridade tarifária faz-se necessária outra modalidade de incentivo à GDFV, pois somente a compensação da energia gerada pelo consumidor/gerador com a concessionária (*net metering*) não seria economicamente atraente, eis que a geração SFV é mais dispendiosa que a tarifa cobrada pela energia convencional.

De fato, o que se observa em outros países, que adotaram a tarifa prêmio, é o pagamento de um valor superior ao custo de geração da energia SFV. Essa medida visa tornar atrativo o investimento, reduzindo o tempo de retorno do capital, o que normalmente ocorre entre 10 e 12 anos, com garantia de pagamento por 20 anos, fazendo interessante a imobilização do capital.

#### 3.2.3.2 - Incentivos fiscais

Os principais incentivos fiscais adotados em outros países atingem o imposto de renda e o imposto de importação. No Brasil, há possibilidade de aplicação de incentivo incidente

também sobre o imposto sobre circulação de mercadorias e serviços. É o que se demonstra a seguir.

O imposto sobre a renda (IR) poderia utilizar o investimento em GDFV para abatimento do montante a ser recolhido, a exemplo do que já ocorre em outras situações, como o investimento em educação pessoal e de dependentes ou com o investimento em saúde.

O imposto sobre a importação (II) permite a redução da alíquota sobre determinados produtos, ou até mesmo a isenção do recolhimento. A Lei nº 11.484, de 31 de maio de 2007, instituiu o Programa de Apoio ao Desenvolvimento Tecnológico da Indústria de Semicondutores (PADIS) e o Programa de Apoio ao Desenvolvimento Tecnológico da Indústria de Equipamentos para a TV Digital (PATVD). O PADIS se aplica às células fotovoltaicas, mesmo montadas em módulos ou painéis, de conformidade com o art. 2º, I, da Lei nº 11.484/2007 c/c a tabela I do Anexo à Resolução CAMEX nº 94, de 08 de dezembro de 2011 (NCM 85.41). A lei prevê que a pessoa jurídica que realize investimento em P&D e realize as atividades que menciona, terá reduzida a zero as alíquotas do PIS/PASEP e do COFINS, e do IPI, bem como abre a possibilidade de ser reduzida a zero a alíquota do II sobre máquinas, aparelhos, instrumentos, equipamentos, ferramentas computacionais (software), para incorporação ao seu ativo imobilizado, e insumos importados, além de reduzir em 100% as alíquotas do IR e adicional incidentes sobre o lucro da exploração nas vendas dos dispositivos (Brasil, 2007d).

O imposto sobre produtos industrializados (IPI) também permite a redução de alíquota ou a isenção para determinados produtos, aplicando-se igualmente a Lei 11.484/2007 (PADIS).

Da mesma forma, o imposto sobre a circulação de mercadorias e serviços (ICMS) permite a redução ou até mesmo a isenção da cobrança sobre certos produtos e serviços.

Os três primeiros são impostos de competência federal; já o ICMS é imposto de competência estadual. Percebe-se assim a possibilidade de incentivo em mais de uma esfera estatal.

Os incentivos fiscais são aplicados visando uma contrapartida. O Balanço Geral do ano de

2011 do Estado de Mato Grosso (Governo do Estado de Mato Grosso, 2011a) assim se refere a essa prática:

O incentivo fiscal é instrumento que dispõe o Estado do Mato Grosso para minimizar as desigualdades sociais e regionais, além de fortalecer o comércio local e regional, atuando como um fator de aumento da competitividade e de desenvolvimento acelerado do processo de industrialização do Estado de Mato Grosso.

O documento prossegue estabelecendo as diferenças entre renúncia fiscal, benefícios fiscais e incentivos fiscais. Segundo informa, renúncia fiscal é “(...) a *abdicação do poder de tributar, é abrir mão de receita existente de impostos, com direcionamento social ou econômico, de forma que privilegiem e beneficiem individualmente certo contribuinte*”, e benefícios fiscais “*São desonerações concedidas com objetivo específico no qual o Estado não exige contrapartida ou contraprestação por parte do beneficiário*” e possuem “*caráter geral*”, enquanto os incentivos fiscais têm como objetivo “*impulsionar ou atrair empresas (investimentos) para fomentar o desenvolvimento econômico e social do Estado, de forma que este abdica de parte de sua receita em impostos para gerar renda e emprego futuros para a sociedade*”. Cita como exemplo de benefícios fiscais a isenção de ICMS sobre os produtos que compõem a cesta básica de origem mato-grossense. Os incentivos fiscais, prossegue, “*Manifestam-se de várias formas, a exemplo das isenções, alíquotas reduzidas, suspensão de impostos, manutenção de créditos fiscais, créditos presumidos*”.

Exemplos de incentivos fiscais acham-se estampados no documento, tais como os concedidos no bojo de programas como o PROALMAT AGRICULTURA (incentivos concedidos no valor de R\$ 103.637.127,04), o PROARROZ INDÚSTRIA (incentivos concedidos no valor de R\$ 868.194,17) e o PRODEIC (incentivos concedidos no valor de R\$ 922.687.726,53), dentre outros diversos programas. O montante de incentivos concedidos no ano de 2011 totaliza R\$ 1.042.126.482,24 (Governo do Estado de Mato Grosso, 2011a).

Dos programas citados, merece destaque no presente estudo o PRODEIC (Programa de Desenvolvimento Industrial e Comercial de Mato Grosso). Igualmente interessante é o PRODECIT (Programa de Desenvolvimento Científico e Tecnológico de Mato Grosso). Ambos foram instituídos no bojo do Plano de Desenvolvimento de Mato Grosso através da Lei Estadual nº 7.958, de 25 de setembro de 2003. Entretanto, no ano de 2011 o



PRODECIT não foi contemplado com o incentivo fiscal previsto de R\$ 1.500.000,00 (Governo do Estado de Mato Grosso, 2011a) (o que ocorre quando não surgem atividades que se enquadrem nos termos previstos em lei para o programa). Esses programas demonstram a existência de meios específicos para a obtenção de incentivos fiscais relevantes, bastando a atividade enquadrar-se nos parâmetros previstos em lei.

O Relatório da Receita Pública Anual – 2011 – do Estado de Mato Grosso (Governo do Estado de Mato Grosso, 2011b) dá conta que foram arrecadados 4,925 bilhões de reais só com ICMS. Desse montante, 439 milhões de reais correspondem, apenas, à arrecadação com energia elétrica. A tabela 3.5 mostra a evolução da arrecadação do ICMS no período compreendido entre 2002 e 2011:

Tabela 3.5 – Arrecadação do ICMS – janeiro de 2002 a dezembro de 2011 (Valores corrigidos pelo IGP-DI de janeiro de 2002 a dezembro de 2011)

ICMS	VALORES	PERÍODO										VAR. 2011/2012 (%)
		2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	
TOTAL (bilhões de reais)	NOMINAL	1.841	2.372	2.949	3.085	3.142	3.466	4.182	4.283	4.514	4.925	167%
	CORRIGIDO	3.767	3.899	4.441	4.357	4.367	4.599	4.991	4.983	5.022	5.020	33%
VARIACÃO (%)	NOMINAL		28,8	24,3	4,6	1,8	10,3	20,7	2,4	5,4	9,1	
	CORRIGIDO		3,51	13,89	-1,89	0,25	5,29	8,53	-0,16	0,80	-0,04	

**Fonte:** GOVERNO DO ESTADO DE MATO GROSSO. Secretaria de Estado de Fazenda. *Análise da receita pública anual (jan – dez) – 2011*. Cuiabá, 2012. Disponível em <[www.sefaz.mt.gov.br](http://www.sefaz.mt.gov.br)>. Acesso em: 10 ago 2012.

O interesse em aplicação de recursos arrecadados com tributos estaduais na implantação de geração SFV fica patente na iniciativa do governo do Estado do Ceará, que instituiu o Fundo de Incentivo à Energia Solar do Estado do Ceará (FIES), através da Lei Complementar Estadual nº 81, de 02 de setembro de 2009. O objetivo declarado na lei é o desenvolvimento do consumo e a geração de energia solar, com a instalação de usinas solares e a atração de investimentos em sua cadeia produtiva. Os recursos do fundo preveem a aplicação de dotações orçamentárias específicas consignadas no orçamento fiscal do Estado, recursos do Fundo de Desenvolvimento Industrial do Ceará, contribuição de consumidores livres ou de energia incentivada etc. De início, o governo do Estado do Ceará destinou 10 milhões de reais ao fundo. O primeiro resultado colhido foi a instalação da usina solar de Tauá, no município de mesmo nome, pela empresa MPX do empresário

Eike Batista. A capacidade inicial é de 1 MW, podendo ser ampliada até 45 MW, o que já foi requerido pela empresa, conforme dados obtidos no sítio do governo do Estado do Ceará (Ceará, 2012b).

A relação existente entre a implantação de sistemas fotovoltaicos, com toda a gama de profissionais especializados que lhe é inerente, e a geração de empregos foi objeto de estudos realizados pela *European Photovoltaic Industry Association* (EPIA) juntamente com o Greenpeace, os quais deram origem ao documento “*Solar Generation V – 2008 – Solar electricity for over one billion people and two million jobs by 2020*” (CGEE, 2009), no qual se acham interessantes dados referentes à criação de empregos no setor fotovoltaico. Dois cenários são considerados, um de crescimento moderado e outro de crescimento agressivo, conforme taxas de crescimento expostas na tabela 3.6:

Tabela 3.6 – *Projeções de taxa média de crescimento do mercado para os cenários agressivo e moderado*

PERÍODO	Taxa média de crescimento do mercado	
	Cenário agressivo	Cenário moderado
2007 – 2010	40%	30%
2011 – 2020	28%	21%
2021 - 2030	18%	12%

**Fonte:** CGEE – Centro de Gestão e Estudos Estratégicos. *Incentivos ao mercado. In: Estudo prospectivo sobre produção de silício no Brasil e o mercado de energia solar fotovoltaica.* Nota técnica. Brasília, 2009.

De conformidade com as taxas de crescimento acima, o estudo apresenta as projeções de empregos a serem criados em 2030, como pode ser visto na tabela 3.7:

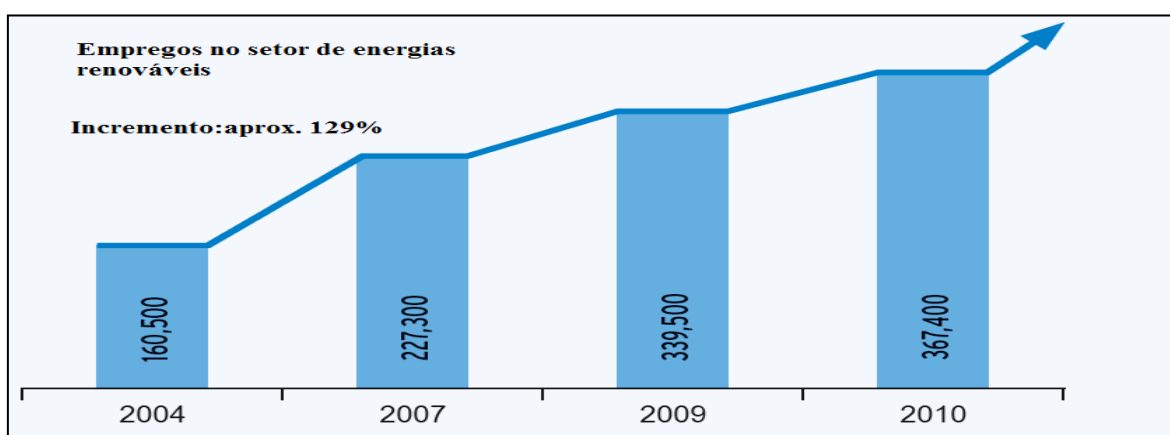
Tabela 3.7 - *Resultado da projeção do mercado fotovoltaico para 2030*

Mercado fotovoltaico mundial – projeção para 2030	Cenário agressivo	Cenário moderado
Instalações anuais (GW)	281	105
Capacidade instalada acumulada (GW)	1864	912
Produção de eletricidade (TWh)	2646	1291
Contribuição FV para o consumo de eletricidade	8,90%	4,34%
Pessoas utilizando sistemas FV conectados à rede (milhões)	1280	564

Pessoas utilizando sistemas FV isolados (milhões)	3216	2023
Geração de empregos (milhares)	9967	3718
Valor do mercado (bilhões de euros)	454	204
Emissões anuais evitadas de CO <sub>2</sub> (Mt)	1588	775
Emissões fósseis evitadas – valor acumulado (Mt)	8953	5333

**Fonte:** CGEE – Centro de Gestão e Estudos Estratégicos. *Incentivos ao mercado. In: Estudo prospectivo sobre produção de silício no Brasil e o mercado de energia solar fotovoltaica.* Nota técnica. Brasília, 2009.

Conforme demonstram os dados acima, a geração de empregos global deve variar entre 3,7 milhões e aproximadamente 10 milhões de empregos até 2030. Do total de instalações fotovoltaicas, estima-se que 8% das instalações acumuladas estejam na América Central e na América do Sul. Na Alemanha, foram criados 376.400 novos empregos somente no setor de energias renováveis nos últimos anos (BMU, 2012d), conforme se pode visualizar no gráfico 3.2.



**Fonte:** BMU - Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety. *Transforming our energy system – The foundations of a new energy system.* Berlim, Alemanha: BMU, 2012. Disponível em <<http://www.bmu.de/english/aktuell/4152.php>>. Acesso em: 15 ago 2012.

Gráfico 3.2 - Criação de empregos no setor de energias renováveis na Alemanha

O CGEE - Centro de Gestão e Estudos Estratégicos complementa essas informações sobre a geração de empregos pela energia fotovoltaica, conforme dados colhidos junto às indústrias, segundo os quais 10 empregos são criados a cada MW produzido; 33 empregos a cada MW instalado; de 3 a 4 empregos por MW de vendas e fornecimento de acessórios; de 1 a 2 empregos por MW em pesquisas tecnológicas. A automação deve reduzir esses números, sobretudo os empregos envolvidos com o processo de produção (CGEE, 2009). O detalhamento dos empregos a serem gerados, sob os dois cenários, pode ser visualizado

na tabela 3.8:

Tabela 3.8 - *Geração de empregos no mundo até 2030 por área de atuação*

<b>Cenário para 2030</b>	<b>Instalação</b>	<b>Produção</b>	<b>Vendas</b>	<b>Pesquisa</b>	<b>Fornecimento de insumos</b>	<b>Total</b>
Agressivo	7.428.118	1.406.841	422.052	182.889	527.565	9.967.466
Moderado	2.770.569	524.729	157.419	68.215	196.773	3.717.705

**Fonte:** CGEE – Centro de Gestão e Estudos Estratégicos. *Incentivos ao mercado. In: Estudo prospectivo sobre produção de silício no Brasil e o mercado de energia solar fotovoltaica.* Nota técnica. Brasília, 2009.

O mesmo estudo do CGEE aponta que “Uma indústria de células-solares e módulos fotovoltaicos, baseada no silício, é da ordem de 25 MW ao ano”. Com essa informação, e considerando os dados acima, pode-se concluir que a produção e a comercialização (vendas e fornecimento de acessórios) de uma fábrica de células solares e módulos fotovoltaicos, com capacidade para 25 MW ao ano, deve gerar algo em torno de 350 empregos ao ano. Se considerarmos a instalação das células solares e dos módulos fotovoltaicos no mesmo espaço geográfico em que são produzidos (unidade da federação), esse número se amplia sobremaneira. Se acrescentarmos o desenvolvimento de pesquisas, se eleva mais ainda (CGEE, 2009).

A geração de empregos, por si só, é meta de qualquer governo, em razão do retorno social que proporciona, com melhoria da qualidade de vida da população. Ocorre que a geração de empregos também implica desenvolvimento econômico no espaço geográfico em que se dá. Como resultado, há aumento do consumo de bens e serviços. A consequência imediata é o aumento da arrecadação de tributos, sobretudo o incidente sobre a circulação de mercadorias e serviços.

### 3.2.3.3 - Financiamentos a juros baixos

A abertura de uma linha de crédito especialmente direcionada ao financiamento da implantação de usinas GDFV constituiria um complemento a qualquer outra modalidade de incentivo. Os custos de implantação tornam impeditivo o investimento para grande parte da população brasileira, o que certamente caracteriza um empecilho à disseminação da cultura de geração SFV. Esta disseminação é importante, por sua vez, para ampliar o

parque industrial, sendo fundamental o consumo interno para viabilizar os investimentos na industrialização de equipamentos e componentes aplicados na geração SFV. Esta industrialização, a seu turno, ainda que não incida sobre todos os equipamentos e componentes, é necessária para assegurar a continuidade do programa, sob pena da GDFV nacional tornar-se dependente da importação, o que viria de encontro com o interesse nacional de desenvolvimento.

Nesse sentido, as recentes ações do governo federal vêm ao encontro dessa necessidade. A redução contínua dos juros oficiais tem empurrado os juros bancários para baixo, tornando atrativos os empréstimos junto às instituições financeiras. Tendo alcançado patamares acima de quarenta pontos percentuais (45,67% em outubro de 1.997), a taxa Selic atingiu em maio de 2012 menos de nove pontos percentuais (8,9%) (BACEN, 2012). Aliada à pressão imposta pelo governo federal aos bancos privados no sentido de redução de suas taxas de juros, a trajetória descendente dos juros oficiais traz novo alento à economia.

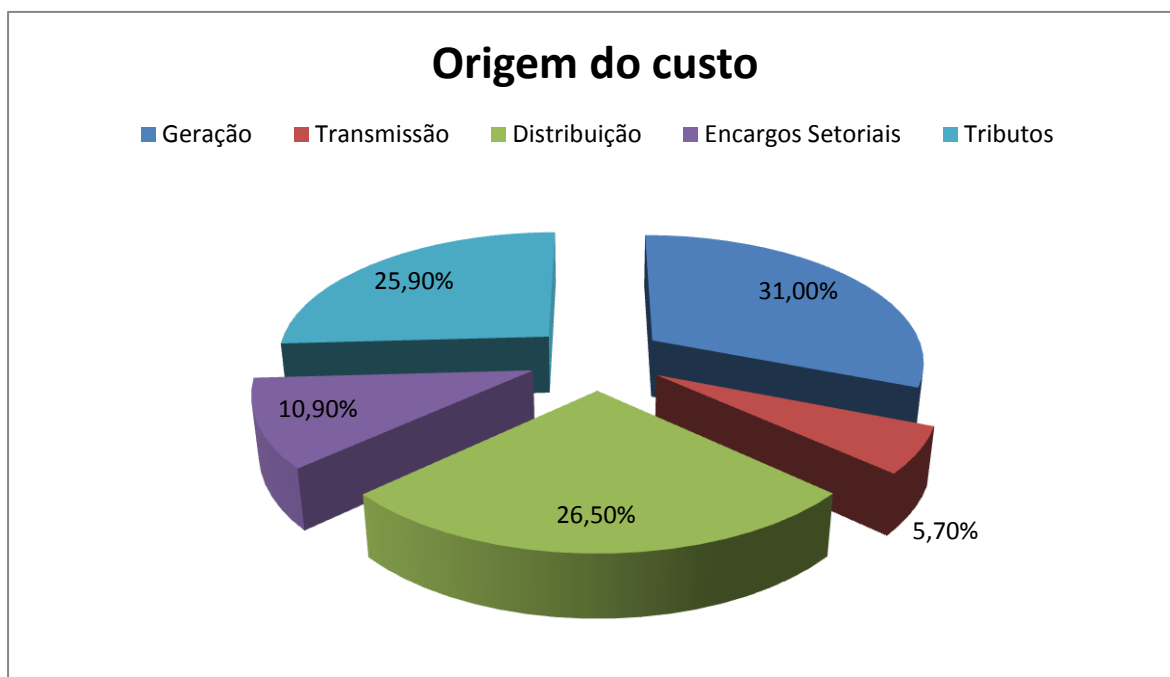
Nesse contexto, é possível visualizar a abertura de linhas de crédito específicas para GDFV com taxas atrativas, tanto pelos bancos oficiais quanto pelos bancos privados. A atuação do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) é fundamental. Estudo recente da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), publicado em 03 de julho de 2012, sugere a aplicação de juros reais de 4% ao ano como estímulo ao investimento na GDFV.

#### **3.2.4 - Fatores considerados na composição da conta de energia elétrica**

A conta de energia elétrica, segundo a própria ANEEL (ANEEL, 2011e), é composta por custos de geração de energia, custos de transmissão de energia, custos de distribuição de energia, encargos setoriais e tributos.

Os custos de geração de energia (que correspondem ao valor pelo qual a distribuidora adquire a energia do gerador) são responsáveis por 31% da conta de energia; os custos de transmissão são responsáveis por 5,7% da conta de energia; os custos de distribuição são responsáveis por 26,5% da conta de energia; os encargos setoriais são responsáveis por 10,9%, em média, da conta de energia; e os tributos (ICMS, PIS E COFINS) são responsáveis por 25,9% da conta de energia elétrica (ANEEL, 2011e).

Os elevados percentuais de encargos setoriais e de tributos têm causado forte resistência em diversos setores da sociedade, tendo sido propostos projetos de lei visando a sua redução e até mesmo a extinção de alguns deles. Entretanto, o que se viu recentemente foi a prorrogação de suas cobranças. Isso representa uma oportunidade para investimentos em GDFV, conforme se pode ver no gráfico 3.3 e na análise que o sucede.



**Fonte:** ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. *Por dentro da conta pública*. Brasília: ANEEL, 2011. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 3 mai 2012.

Gráfico 3.3 - *Composição dos custos da eletricidade*

Conforme se pode observar, os custos de geração são os mais elevados, seguidos pelos custos de distribuição. Entretanto, os custos de transmissão são relativamente pequenos.

Essa análise é relevante porque indica que a opção pela fonte de geração de energia tem forte impacto na tarifa a ser cobrada do usuário final. Porém, também indica que a redução de investimentos na distribuição de energia elétrica é mais importante que a redução na transmissão. Isso aponta para a conclusão inicial: é importante investir em geração distribuída, face à possibilidade de postergar a ampliação do sistema de distribuição. No que tange à GDFV, isso se faz nítido em regiões/atividades em que o pico de carga do sistema de distribuição coincide com o intervalo de geração de energia SFV.

Por outro lado, analisando o gráfico 6, percebe-se que a soma dos custos de geração,

transmissão e distribuição implicam apenas 63,2% do valor da tarifa cobrada do consumidor final. Os restantes 36,8% acham-se divididos entre encargos setoriais e tributos, com indiscutível predominância destes (25,9%) sobre aqueles (10,9%). Esses valores indicam uma oportunidade para o investimento em novas fontes de geração de energia elétrica, incluída a GDFV, sem a necessidade de ampliar a contribuição do usuário final.

A seguir, faz-se uma análise de encargos setoriais e tributos, ambos instituídos por leis, iniciando pelos primeiros. Os encargos setoriais, segundo a própria ANEEL:

São criados por leis aprovadas pelo Congresso Nacional para tornar viável a implantação das políticas de Governo para o setor elétrico. Seus valores constam de resoluções ou despachos da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e são recolhidos pelas distribuidoras por meio da conta de energia. Cada um dos encargos, se analisado individualmente, é justificável, mas, considerados em conjunto, impactam a tarifa e a capacidade de pagamento do consumidor (ANEEL, 2011e).

A tabela 3.9 explicita os diversos encargos existentes, sua fundamentação legal, os motivos de sua criação e a sua forma de cálculo.

Tabela 3.9 – Encargos Setoriais

<b>Encargo</b>	<b>Fundamentação legal</b>	<b>Para que serve</b>	<b>Como é calculado</b>
<b>Conta de Consumo de Combustíveis (CCC)</b>	Lei nº. 5899/1973 Lei nº. 12111/2009	Custear o combustível usado por usinas termelétricas para gerar energia nos sistemas isolados, localizados na região Norte.	Calcula-se a diferença entre o custo total da geração de energia necessária para atender os sistemas isolados e o custo médio da geração equivalente comercializada no ambiente regulado (sistema interligado). Essa diferença é rateada entre todos os consumidores de energia do país.
<b>Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)</b>	Lei nº. 10.438/2002	Dentre outras finalidades, serve para subsidiar as tarifas de energia dos consumidores de baixa renda e universalizar o atendimento por meio do Programa Luz Para Todos (levar energia a cidadãos que ainda não contam com o serviço).	O custo é rateado por todos os consumidores atendidos pelo Sistema Interligado Nacional (SIN). O valor das cotas é calculado pela ANEEL.
<b>Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE)</b>	Lei nº. 9.427/1996 Decreto nº. 2.410/1997	Custear o funcionamento da ANEEL	A TFSEE é paga por todos os consumidores de energia elétrica. Equivale a 0,5% do benefício econômico anual dos agentes. O impacto aproximado desse encargo

			nas contas de energia é de 0,28%
<b>PROINFA</b>	Lei nº 10.438/2002 Decreto nº 5025/2004 Lei 10.889/2004 Lei 11.075/2004	Incentivar a geração de energia a partir de fontes alternativas (eólicas e biomassa) e de pequenas centrais hidrelétricas.	Rateio dos custos e da energia elétrica gerada por meio do programa, levando em consideração o Plano Anual elaborado pela Centrais Elétricas Brasileiras S/A (ELETROBRAS).
<b>Reserva Global de Reversão (RGR)</b>	Decreto nº 41.019/1957 Lei nº. 5655/1971 Lei 9.648/1.998 Lei 10.438/2002 MP 517/2010	Gerar recursos para reversão das instalações utilizadas na geração e transporte de energia em favor das concessionárias, além de financiar a expansão e melhoria do serviço de energia elétrica.	Seu valor anual equivale a 2,5% dos investimentos efetuados pela concessionária em ativos vinculados à prestação do serviço de eletricidade, limitado a 3,0% de sua receita anual. É pago pelas concessionárias de distribuição, geração e transmissão, mensalmente. A ELETROBRAS a administra.
<b>Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH)</b>	Constituição Federal de 1988	Compensar a União, Estados e Municípios financeiramente pelo uso da água e de terras produtivas necessárias à instalação de usinas para geração de energia.	A CFURH corresponde a 6,75% do valor total de energia mensal produzida por usina (em Megawatt/hora - MWh), multiplicado pela Tarifa Atualizada de Referência (TAR). Do total arrecadado, 45% são destinados aos municípios atingidos pelos reservatórios das usinas e 45% são distribuídos aos estados. Os 10% restantes são repassados à União (3% ao MMA, 3% ao MME e 4% para o FNDCT). A sistemática de distribuição dos royalties é semelhante a da compensação financeira, utilizando-se o valor da energia estabelecido no Tratado de Itaipu, atualizado pela taxa de câmbio do dólar no dia do pagamento e multiplicado por quatro.
<b>Encargos de Serviços do Sistema (ESS)</b>	Decreto nº 2655/1998	Aumentar a confiabilidade e a segurança da oferta de energia no país.	O custo é apurado mensalmente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica e é pago por todos os consumidores aos agentes de geração.
<b>Operador Nacional do Sistema (ONS)</b>	Lei nº 9.648/1998 Decreto nº 2.335	Financiar o funcionamento do Operador Nacional do Sistema Elétrico, que coordena e controla a operação das geradoras e transmissoras de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN).	O seu valor é definido anualmente pelo ONS e aprovado pela ANEEL.
<b>Pesquisa e Desenvolvimento</b>	e Lei nº 9.991/2000 e Lei nº 11.465/2007	Estimular pesquisas científicas e tecnológicas	As distribuidoras devem aplicar 0,5% da receita



<b>Eficiência Energética (P&amp;D/EE)</b>	Lei nº 12.212/2010	relacionadas à energia elétrica e ao uso sustentável dos recursos necessários para gerá-la.	operacional líquida, tanto para pesquisa e desenvolvimento como para programas de eficiência energética na oferta e no uso final da energia. Outros agentes devem investir 1% em P&D
<b>Encargo de Energia de Reserva (EER)</b>	Lei nº 10.848/2004 Resolução Normativa nº 337/2008	Cobrir custos decorrentes da contratação de energia de reserva, incluindo os custos administrativos, financeiros e tributários.	Rateio entre os usuários finais de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN), incluindo os consumidores livres e os autoprodutores apenas na parcela da energia decorrente da interligação ao SIN. É definido mensalmente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), segundo fórmula prevista em resolução da ANEEL

**Fonte:** ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. *Por dentro da conta pública*. Brasília: ANEEL, 2011. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 3 mai 2012.

Dentre os encargos setoriais acima identificados, alguns já foram cogitados para aplicação no incentivo à GDFV. Dentre eles, temos a CDE, o PROINFA e a RGR.

#### 3.2.4.1 A CDE

A Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) foi instituída pela Lei nº 10.438/2002, visando, nos termos de seu art. 13,

(...) o desenvolvimento energético dos Estados e a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional, nas áreas atendidas pelos sistemas interligados, promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional e garantir recursos para atendimento à subvenção econômica destinada à modicidade da tarifa de fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais integrantes da Subclasse Residencial Baixa Renda.

Instituída em 26 de abril de 2002, a CDE tem previsão de duração igual a 25 anos, nos termos do § 6º do art. 13 da Lei 10.438/2002.

Para assegurar a competitividade da energia produzida a partir de fontes primárias eólica, PCH's, biomassa e gás natural, o inciso II do art. 13 da lei assegura o pagamento, ao agente produtor da energia elétrica, da diferença entre o valor econômico correspondente à tecnologia específica de cada fonte e o valor econômico correspondente à energia competitiva, quando a compra e venda se fizer com consumidor final.

Essa mesma destinação pode ser ampliada para atingir também o produtor de energia elétrica a partir de GDFV.

A Controladoria Geral da União (CGU) dá conta que em 2010 foram arrecadados R\$ 3.975.677.200,00 só com a CDE. Esse valor ultrapassa os quatro bilhões no ano de 2011. Trata-se de montante por si só suficiente para prover o financiamento de um programa de incentivo inicial à geração SFV, ainda que dividido com as demais fontes de energia a que se destina.

#### 3.2.4.2 O PROINFA

O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) “implantou até 31 de dezembro de 2011, um total de 119 empreendimentos, constituído por 41 eólicas, 59 pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) e 19 térmicas a biomassa” (ELETROBRÁS, 2012). A capacidade total instalada foi de 2.649,87 MW, distribuídos da seguinte forma: 963,99 MW em usinas eólicas; 1.152,54 em PCH’s; 533,34 MW em usinas à base de biomassa. Toda a energia gerada tem garantia de contratação por um período de 20 anos, sendo a ELETROBRÁS encarregada de sua comercialização (ELETROBRÁS, 2012).

A previsão dos recursos necessários ao custeio do programa para o ano de 2012, segundo dados da ANEEL, é de R\$ 2.252.722.489,57.

A magnitude do PROINFA é inegável, tendo contribuído sobremaneira para a diversificação da matriz energética nacional. Entretanto, é possível a ampliação do leque de aplicações para abranger também a GDFV e permitir ao país ingressar em um clube restrito de empreendedores em que circulam bilhões de dólares.

#### 3.2.4.3 A RGR

A Reserva Global de Reversão (RGR), segundo o que informa a ELETROBRÁS,

(...) é usada em projetos de universalização dos serviços de energia elétrica (Luz

para Todos) e no Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (Procel). Por meio do Procel, a RGR é utilizada no Reluz (Programa Nacional de Iluminação Pública e Sinalização Semafórica Eficientes), EPP (Eficiência Energética nos Prédios Públicos) e Sanear (Eficiência Energética no Saneamento Ambiental). Os aportes deste encargo, criado em 1957, também são direcionados às obras de expansão do sistema elétrico, como a revitalização de parques térmicos e aquisição de medidores e telecomandos para subestações. Na condição de gestora dos recursos oriundos da RGR, a ELETROBRÁS aplicou R\$ 914 milhões em 2008.

Criada pelo Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, e com duração prevista até 1º/12/2002, pela Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, a RGR teve sua vigência estendida até o ano de 2010, pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, e, subsequentemente, até 2035, pela Medida Provisória nº 517, de 30 de dezembro de 2010, convertida posteriormente na Lei nº 12.431, de 27 de junho de 2011.

A reversão a que se refere o Decreto nº 41.019/1957 é aquela prevista em seu art. 89, nos seguintes termos: “Art. 89. Findo o prazo da concessão reverte para a União ou para o Estado, conforme o domínio a que estiver sujeito o curso d’água, tôda a propriedade do concessionário em função de seu serviço de eletricidade (art. 44)”.

Trata-se de um encargo setorial destinado a cobrir indenizações quando da extinção de serviços de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, de modo a suportar a reversão/encampação dos serviços. A sua arrecadação se dá através do pagamento de cotas anuais pelas concessionárias de energia elétrica, sendo, entretanto, cobrada a participação mensal do consumidor final em sua conta de energia elétrica.

A destinação da RGR é explicitada no art. 4º, § 4º, da Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971, nos seguintes termos:

§ 4º A Eletrobrás, condicionado a autorização de seu conselho de administração e observado o disposto no art. 13 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, destinará os recursos da RGR aos fins estipulados neste artigo, inclusive à concessão de financiamento, mediante projetos específicos de investimento: (Redação dada pela Lei nº 10.438, de 26.4.2002)

I - às concessionárias, permissionárias e cooperativas de eletrificação rural, para expansão dos serviços de distribuição de energia elétrica especialmente em áreas urbanas e rurais de baixa renda e para o programa de combate ao desperdício de energia elétrica; (Inciso incluído pela Lei nº 10.438, de 26.4.2002)

II - para instalações de produção a partir de fontes eólica, solar, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas, assim como termelétrica associada a pequenas centrais hidrelétricas e conclusão de obras já iniciadas de geração termonuclear, limitado, neste último caso, a 10% (dez por cento) dos recursos disponíveis; (Inciso incluído pela Lei nº 10.438, de 26.4.2002)

III - para estudos de inventário e viabilidade de aproveitamento de potenciais hidráulicos, mediante projetos específicos de investimento; (Inciso incluído pela Lei nº 10.438, de 26.4.2002)

IV - para implantação de centrais geradoras de potência até 5.000 kW, destinadas exclusivamente ao serviço público em comunidades populacionais atendidas por sistema elétrico isolado; e (Inciso incluído pela Lei nº 10.438, de 26.4.2002)

V - para o desenvolvimento e implantação de programas e projetos destinados ao combate ao desperdício e uso eficiente da energia elétrica, de acordo com as políticas e diretrizes estabelecidas para o Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica – Procel. (Inciso incluído pela Lei nº 10.438, de 26.4.2002)

Conforme se pode observar, dentre as aplicações previstas para os recursos da RGR se encontram o incentivo a fontes de energia renováveis e não poluentes, dentre as quais se inclui a GDFV. Além disso, a RGR também se destina ao PROCEL, podendo a implantação de GDFV igualmente ser encarada como um procedimento de conservação de energia elétrica, em razão da liberação da energia convencional da rede de distribuição.

A arrecadação da RGR em 2010, segundo a CGU, foi de R\$ 3.126.439.200,00, mais de três bilhões, portanto.

#### 3.2.4.4 Os tributos

A conta de energia elétrica, conforme detalhado supra, tem em sua composição 25,9% de tributos, distribuídos entre PIS/COFINS, ICMS e a CIP.

##### 3.2.4.4.1 PIS/COFINS

Os primeiros correspondem ao Programa de Integração Social (PIS) e à Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS). Trata-se de tributos de competência federal, com alíquotas de 1,65% (PIS) e 7,6% (COFINS). Como são apurados de forma não cumulativa, a alíquota média ou efetiva desses tributos, conjugados, equivale a 5,55%.

##### 3.2.4.4.2 ICMS

O Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) é um tributo de competência estadual, não possuindo um valor unificado em todo o território nacional, sendo fixado em percentuais diferentes em cada unidade da federação.

A base de cálculo desse tributo é a circulação de mercadorias e os serviços de transporte interestadual ou intermunicipal e de comunicação. A sua fundamentação legal ocorre através do art. 155, II, da Constituição Federal, regulamentado pela Lei Complementar nº 87, de 13 de setembro de 1996 (conhecida como “Lei Kandir”), alterada pelas Leis Complementares nº 92/1997, nº 99/1999 e nº 102/2000. Em relação à energia elétrica, a base de cálculo é o consumo mensal.

O cálculo desse tributo é feito “por dentro”, o que implica dizer que a alíquota fixada, em cada Estado, é aplicada duas vezes: na primeira, sobre a base de cálculo, ou seja, o montante correspondente à circulação de mercadorias ou aos serviços prestados; na segunda vez, a alíquota é aplicada sobre o resultado obtido na primeira aplicação. O resultado prático é uma majoração da alíquota real. Assim, se a alíquota estadual for igual a 25%, a cobrança “por dentro” acaba elevando esse percentual para 33%. Trata-se de situação espúria, em que o imposto é base do próprio imposto. Entretanto, essa forma de cálculo foi declarada constitucional pelo Supremo Tribunal Federal ao julgar um Recurso Extraordinário em 18 de maio de 2011.

A diferença verificada na aplicação do cálculo “por dentro” atinge percentuais consideráveis, como no exemplo acima, em que implica 8% de acréscimo. Os montantes arrecadados em razão desse acréscimo são vultosos. No Estado de Mato Grosso, dos 439 milhões de reais arrecadados com energia elétrica em 2011, em torno de 35,12 milhões de reais correspondem ao imposto “por dentro” (cálculo de 8% sobre a arrecadação do ICMS em 2011, conforme Relatório da Receita Pública Anual – 2011 – do Estado de Mato Grosso) (Governo do Estado de Mato Grosso, 2012b).

Essa é uma fonte viável de incentivo à GDFV nos Estados. Parcela do valor acrescido pelo cálculo “por dentro” pode ser investida na geração SFV. A implantação de GDFV implicaria necessariamente aumento da circulação de mercadorias, com nova incidência do ICMS e, conseqüentemente, traria mais arrecadação.

Ao mesmo tempo, sob o sistema de *net metering* em instalações domésticas haveria apenas troca de energia, sem incidência do tributo. Porém, no caso de produtores independentes haveria incidência do tributo, sendo possível a aplicação de isenção como forma de estímulo à produção de energia SFV. O horizonte deve ser sempre a circulação de

mercadorias na unidade federativa, além da geração de empregos, o que implica inexoravelmente a arrecadação do ICMS.

#### 3.2.4.4.3 CIP

Por fim, também incide na conta de energia elétrica a Contribuição para o custeio do serviço de Iluminação Pública (CIP), que corresponde a um tributo de competência municipal, com previsão no art. 149A da Constituição Federal e regulamentação através de Lei Complementar Municipal, cuja cobrança ocorre na conta de energia elétrica com posterior repasse da concessionária ao município.

A alíquota da CIP pode ser linear, mas normalmente é aplicada de forma escalonada, de conformidade com a faixa de consumo e a classe de fornecimento de energia elétrica.

Embora designada como contribuição, não se enquadra perfeitamente em sua definição por possuir características que a distinguem. Apesar de possuir destinação específica (custear o serviço de iluminação pública), não se enquadra perfeitamente no conceito de contribuição porque não se dirige a beneficiário específico da atuação estatal, ou seja, não se destina a atender a necessidade de um grupo específico de pessoas e sim a atender toda a coletividade.

### **3.3 VISÃO GERAL DOS INCENTIVOS E FINANCIAMENTOS ANALISADOS**

As diversas modalidades de incentivo apresentadas linhas acima representam um vasto panorama de medidas cuja adoção se mostra viável no Brasil, algumas de implementação mais fácil do que outras. Como foi demonstrado, o governo brasileiro já iniciou a regulamentação dos incentivos (optando inicialmente pelo *net metering*) e dos parâmetros de conexão das unidades de geração à rede de distribuição de energia elétrica. Nessa gama de medidas passíveis de adoção, destacam-se a tarifa prêmio, os incentivos fiscais e os financiamentos a juros baixos. A alocação de recursos destinados ao pagamento da tarifa prêmio pode se dar através do remanejamento de alguns itens que compõem a conta de energia elétrica, advindos dos encargos setoriais e dos tributos que sobre ela incidem. Observa-se também a possibilidade de incentivos oriundos de outras esferas estatais além da União, a exemplo do que vem ocorrendo em países como Alemanha e Estados Unidos

da América. Os principais incentivos à GDFV e os principais fatores que compõem a conta de energia elétrica que se prestam ao financiamento da tarifa prêmio podem ser visualizados nas tabelas 3.10 e 3.11.

Tabela 3.10 – *Modalidades de Incentivos*

<b>MODALIDADES DE INCENTIVOS</b>	
<b>Sistema de quotas</b>	
<b>Sistema de preços</b>	<i>Net Metering</i>
	<i>Feed-in Tariff</i> ou “Medição do Saldo” ou “Sistema de Compensação de energia”
<b>Incentivos financeiros</b>	
<b>Incentivos fiscais</b>	IR – Imposto sobre a renda e proventos de qualquer natureza
	II – Imposto sobre importação
	IPI – Imposto sobre produtos industrializados
	ICMS – Imposto sobre a circulação de mercadorias e serviços
<b>Descontos e pagamentos</b>	
<b>Empréstimos a juros baixos</b>	
<b>Realocação de subsídios</b>	
<b>Instalação de geração através de fontes renováveis em prédios públicos</b>	

Fonte: elaboração própria a partir de dados da ISES - International Solar Energy Society. White Paper 2002. *O futuro das fontes renováveis de energia para os países em desenvolvimento*. Disponível em: <<http://whitepaper.ises.org>>. Acesso em: 10 abr 2012.

Tabela 3.11 – *Fatores da conta de energia elétrica aplicáveis ao pagamento de tarifa prêmio*

<b>FATORES CONSIDERADOS NA COMPOSIÇÃO DA CONTA DE ENERGIA ELÉTRICA</b>					
<b>Encargos Setoriais</b>			<b>Tributos</b>		
CDE	PROINFA	RGR	PIS/COFINS	ICMS	CIP

Fonte: elaboração própria

É desse esforço regulatório que trata o capítulo seguinte, com enfoque nas espécies normativas que podem veicular as normas necessárias ao ingresso do Brasil no mercado da energia solar fotovoltaica distribuída conectada à rede de distribuição.

## **4 – RESULTADOS E DISCUSSÃO**

A regulamentação da geração solar fotovoltaica demanda uma série de instrumentos legais: Leis, Decretos e Resoluções. Nesse esforço regulatório, há espaço para atuação do governo federal e dos governos estaduais e municipais. A normatização envolve aspectos relacionados à geração, à conexão, à medição, à cobrança de tarifas pela distribuidora etc.

Somente após a definição das modalidades de incentivos à geração SFV a serem adotadas e dos padrões técnicos de geração e de conexão à rede de distribuição vai se tornar viável o investimento em GDFV. Estabelecidas as regras que delimitarão esse setor do mercado de geração de energia, será possível atrair investimentos da iniciativa privada. Conforme foi demonstrado neste estudo, o Brasil apenas iniciou o processo de normatização da GDFV, fazendo-se ainda necessárias outras regulamentações além do incentivo através de *net metering* e dos procedimentos e parâmetros técnicos de conexão à rede de distribuição de energia elétrica, cujos contornos iniciais já foram definidos. A identificação e discriminação das espécies normativas passíveis de utilização nesse esforço regulatório é objeto da análise feita linhas abaixo.

### **4.1 - DO ÂMBITO DAS RESOLUÇÕES NORMATIVAS**

A análise das espécies normativas inicia-se pelas Resoluções em atenção à menor complexidade para sua emissão, eis que já se acham acobertadas por outros instrumentos normativos que lhes dão sustentação, cabendo tão somente à agência reguladora responsável a sua elaboração, após proceder a todos os estudos necessários à caracterização das demandas técnicas imprescindíveis à implantação segura da GDFV.

Estudos técnicos já foram feitos, sendo relevantes os resultados obtidos pelo Grupo de Trabalho de Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos (GT – GDSF) implantado pelo MME. Adicionalmente, existem diversos trabalhos científicos discriminando os pormenores técnicos necessários à conexão de GDFV à rede elétrica de distribuição. Entretanto, acha-se em andamento o projeto 120 telhados fotovoltaicos, cuja proposta é obter resultados práticos medidos em seis Estados da Federação através da inserção de GDFV.



Já se acham estabelecidos os parâmetros que conduzirão à elaboração dos pormenores técnicos através da Resolução Normativa nº 482/2012. Na continuidade, há que se seguir a normatização dos demais procedimentos ao alcance das Resoluções Normativas, o que permitirá o impulso inicial à implantação dos sistemas.

## **4.2 – DAS PORTARIAS**

O Ministério de Minas e Energia tem competência assegurada pela Constituição Federal e por leis para estabelecer pormenores técnicos através de portarias de sua lavra ou de portarias interministeriais (quando o tema é afeto a mais de uma pasta). A expedição de portarias caracteriza, na verdade, atividade administrativa, não se tratando de espécie normativa; mas em razão de seu alcance, da possibilidade de veicular normas específicas em complementação à previsão legal, cabe aqui a sua menção.

## **4.3 - DAS LEIS**

Conforme observado, a implantação de outras modalidades de incentivo é dependente da atuação legiferante de esferas governamentais diversas. A complexidade de tais medidas, porém, remetem a solução à elaboração de novas leis ou à modificação das leis existentes para atenderem as especificidades da GDFV.

É assim com a tarifa prêmio, cuja implantação depende da alocação de recursos específicos para atender o pagamento da energia gerada, o que se pode obter pela destinação de valores a serem recolhidos através da conta de energia elétrica do consumidor final, através da imposição de novo encargo setorial ou pela reversão de valores já recolhidos atualmente na forma de encargos setoriais ou de tributos incidentes nessa mesma conta de energia elétrica.

A majoração da conta de energia elétrica pela inclusão de um novo encargo, destinado especificamente ao incentivo da GDFV, é matéria que certamente encontrará muita resistência no Congresso Nacional, por se tratar de medida de antemão desaprovada pela opinião pública. Ocorre que os diversos acréscimos já existentes na conta de energia elétrica, devidamente analisados acima, desautorizam a iniciativa de inclusão de mais esse encargo, ainda que de diminuto valor percentual. Porém, caso seja esse o caminho a seguir,

haverá a necessidade de edição de lei específica, instituída para criação do novo encargo.

Resta a possibilidade de rateio de valores já recolhidos atualmente através de alguns encargos existentes, como é o caso da CDE, da RGR e do PROINFA, os quais implicam arrecadações anuais da ordem de bilhões de reais, permitindo o seu emprego para proporcionar o pagamento de tarifa prêmio. A CDE tem previsão de duração por mais 15 anos, enquanto a RGR está prevista por mais 23 anos. Dessa forma, bastaria no momento a previsão legal de destinação de parte dos recursos arrecadados por esses encargos para a GDFV. Isso se daria mediante uma lei modificadora, cuja derrogação atingiria tão somente a destinação dada nas leis de criação dos respectivos encargos (conforme tabela 7, item 3.2.4).

Do mesmo modo, a isenção de II, IR, IPI ou ICMS depende de lei. No caso dos três primeiros impostos, a competência é federal; no caso do ICMS, a competência é estadual.

No que tange ao imposto de importação (II) há que se considerar a inserção do Brasil no Mercado Comum do Sul (MERCOSUL) o que implica o respeito às decisões multilaterais tomadas na Câmara de Comércio Exterior – CAMEX. A Resolução CAMEX nº 94, de 08 de dezembro de 2011, apresenta, em seu anexo, tabelas contendo os produtos e equipamentos com suas respectivas alíquotas de importação e as exceções à aplicação de tais alíquotas. A tabela 4.1, abaixo, reproduz a tabela I do anexo. Nela, NCM é a abreviatura adotada para “Nomenclatura Comum do Mercosul” e TEC é a abreviatura adotada para “Tarifa Externa Comum”. As exceções à incidência das alíquotas do imposto de importação acham-se representadas pelos símbolos “#” e “§”, este último empregado para bens de informática e telecomunicações (BIT).

Tabela 4.1 – Incidência do II sobre células solares e módulos fotovoltaicos.

NCM	DESCRIÇÃO	TEC (%)
85.41	<b>Diodos, transistores e dispositivos semelhantes semicondutores; dispositivos fotossensíveis semicondutores, incluindo as células fotovoltaicas, mesmo montadas em módulos ou em painéis; diodos emissores de luz; cristais piezelétricos montados.</b>	
8541.40	- Dispositivos fotossensíveis semicondutores, incluindo as células fotovoltaicas, mesmo montadas em módulos ou em painéis; diodos emissores de luz	
8541.40.1	Não montados	
8541.40.11	Diodos emissores de luz (LED), exceto diodos laser	0BIT
8541.40.12	Diodos laser	0BIT

8541.40.13	Fotodiodos	0BIT
8541.40.14	Fototransistores	0BIT
8541.40.15	Fototiristores	0BIT
8541.40.16	Células solares	10BIT
8541.40.19	Outros	6§BIT
8541.40.2	Montados, exceto as células fotovoltaicas em módulos ou painéis	
8541.40.21	Diodos emissores de luz (LED), exceto diodos laser, próprios para montagem em superfície (SMD - <i>Surface Mounted Device</i> )	0BIT
8541.40.22	Outros diodos emissores de luz (LED), exceto diodos laser	6§BIT
8541.40.23	Diodos laser com comprimento de onda de 1.300 nm ou 1.500 nm	0BIT
8541.40.24	Outros diodos laser	10§BIT
8541.40.25	Fotodiodos, fototransistores e fototiristores	0BIT
8541.40.26	Fotorresistores	6§BIT
8541.40.27	Acopladores óticos, próprios para montagem em superfície (SMD - <i>Surface Mounted Device</i> )	0BIT
8541.40.29	Outros	6§BIT
8541.40.3	Células fotovoltaicas em módulos ou painéis	
8541.40.31	Fotodiodos	12§BIT
8541.40.32	Células solares	12§BIT
8541.40.39	Outras	12§BIT

**Fonte:** CMC – CAMEX – Conselho do Mercado Comum do MERCOSUL – Câmara de Comércio Exterior. Resolução n. 35, de 1 de junho de 2011. *Trata das alíquotas do imposto de importação incidente sobre bens de informática e telecomunicações e componentes do Sistema Integrado – SI.*

O que se observa na tabela acima é a incidência de imposto de importação sobre as células solares (alíquota de 10%) e sobre módulos ou painéis (alíquota de 12%), conforme item 8541, subitens 8541.40.16 e 8541.40.32. Contudo, tais alíquotas podem ser reduzidas a zero caso a pessoa jurídica se enquadre nos requisitos estabelecidos pela Lei 11.484/2007, que instituiu o PADIS, conforme analisado linhas atrás.

A Tarifa Externa Comum consiste no estabelecimento de uma alíquota comum do imposto de importação a todos os Estados Membros do Mercosul, não sendo autorizado a qualquer deles alterá-la unilateralmente. Entretanto, há exceções. Dentre elas, há um mecanismo denominado ex-tarifários que permite a redução temporária da alíquota do II por um país membro (prazo limite de dois anos) sobre bens de capital (BK) e bens de informática e telecomunicações (BIT), quando não existir no país a industrialização de algum desses bens. Esse mecanismo tem por objetivo criar e fortalecer o parque industrial, desenvolvendo o mercado interno e, conseqüentemente, gerando empregos. Nessa situação, o país interessado deverá solicitar à CAMEX autorização para reduzir a alíquota. As células solares e os módulos fotovoltaicos, conforme se pode observar na tabela 8, estão

inseridos na classificação “bens de informática e telecomunicações (BIT)”.

Uma vez obedecido esse trâmite, o Poder Executivo pode alterar a alíquota através de Decreto, por expressa autorização constitucional, com fundamento no art. 153, § 1º, da CF (Brasil, 1988a).

Havia um projeto de lei em tramitação no Congresso Nacional dispendo sobre a isenção do imposto de importação sobre módulos fotovoltaicos, o PL 336/2009, o qual foi retirado pelo autor em junho de 2011. Essa isenção, é importante observar, possui duas facetas a serem consideradas: a primeira, positiva, diz respeito à redução de custos atuais de implantação de um sistema de geração SFV; a segunda, entretanto, remete à inviabilização da industrialização de módulos fotovoltaicos no Brasil. O balizamento desses dois efeitos da isenção deve ser feito com muito critério, haja vista a expansão do mercado mundial de módulos fotovoltaicos, segmento que pode ser explorado pelo Brasil com muitas vantagens, considerando o fato do país possuir uma das maiores reservas de quartzo do mundo, mineral do qual se extrai o silício, matéria-prima das placas solares, e a sua matriz energética composta em sua grande maioria por fontes renováveis e pouco poluentes, o que lhe permite industrializar essa matéria prima de forma razoavelmente limpa.

No que pertine ao imposto sobre produtos industrializados e ao imposto de renda, permanece a competência federal, agora, porém, limitada ao espaço territorial interno, o que permite a tramitação comum às leis nacionais; no caso do imposto sobre a circulação de mercadorias e serviços, a tramitação do projeto de lei se dá no espaço da unidade federativa onde ocorre a sua propositura.

A iniciativa deve se dar através do encaminhamento de projeto de lei elaborado pelo Poder Executivo ao Poder Legislativo. No caso federal, as especificidades do projeto de lei devem ser elaboradas no âmbito do MME, de onde seguirão para a Presidência da República, que se encarregará de seu envio ao Congresso Nacional, onde dará início à tramitação na Câmara dos Deputados, seguindo para o Senado Federal e dali de volta para a sanção presidencial; na esfera estadual, a iniciativa deve se dar após estudo a ser feito na Secretaria de Ciência e Tecnologia e na Secretaria de Fazenda Estadual, com projeto de lei encaminhado pelo Governador de Estado à Assembleia Legislativa.

O IPI é um tributo previsto na Constituição Federal de 1988, em seu art. 153, IV. A sua previsão inicial em nosso ordenamento jurídico se deu através da Emenda Constitucional nº 18, de 1º de dezembro de 1965, que alterou o art. 15 da Constituição Federal de 1946. A sua regulamentação se deu através da Lei nº 5.172, de 25 de outubro de 1.966 – Código Tributário Nacional. Atualmente, as disposições relativas ao IPI se encontram no Decreto nº 7.212, de 15 de junho de 2010. A sua incidência se dá sobre produtos industrializados, nacionais ou estrangeiros.

É característica do IPI a sua extrafiscalidade e a sua seletividade. A extrafiscalidade ocorre, nas palavras de Roque Antônio Carraza, "*quando o legislador, em nome do interesse coletivo, aumenta ou diminui as alíquotas e/ou as bases de cálculo dos tributos, com o objetivo principal de induzir os contribuintes a fazer ou deixar de fazer alguma coisa*". Dá-se, assim, a intervenção estatal na economia para incentivar ou desestimular o contribuinte a praticar determinada conduta. A seletividade corresponde à seleção de bens para aplicar-lhes uma tributação diferenciada, reduzindo ou ampliando a alíquota do tributo. A seletividade, portanto, se presta ao alcance do objetivo da extrafiscalidade.

Dessa maneira, o governo federal pode estimular o consumo de determinado produto industrializado através da redução da alíquota do IPI, o que pode ocorrer através de Decreto, por expressa autorização constitucional, prevista no art. 153, § 1º, da CF, nos mesmos moldes do II. A isenção do imposto se dá mediante lei.

Atualmente, as células solares e os módulos fotovoltaicos são isentos de IPI.

A Tabela de Incidência do Imposto sobre Produtos Industrializados (TIPI) versão 2012, em seu item 85.41, subitens 8541.40.16 e 8541.40.32, deixa clara a não incidência desse tributo sobre células fotovoltaicas e seus respectivos painéis (tabela 4.2).

Tabela 4.2 – Tabela de Incidência do Imposto sobre Produtos Industrializados (TIPI).

NCM	DESCRIÇÃO	ALÍQUOTA (%)
85.41	<b>Diodos, transistores e dispositivos semelhantes semicondutores; dispositivos fotossensíveis semicondutores, incluindo as células fotovoltaicas, mesmo montadas em módulos ou em painéis; diodos emissores de luz; cristais piezelétricos montados.</b>	
8541.40	- Dispositivos fotossensíveis semicondutores, incluindo as células fotovoltaicas, mesmo montadas em módulos ou em painéis; diodos emissores de luz	

8541.40.1	Não montados	
8541.40.11	Diodos emissores de luz (LED), exceto diodos laser	5
8541.40.12	Diodos laser	2
8541.40.13	Fotodiodos	2
8541.40.14	Fototransistores	2
8541.40.15	Fototiristores	2
8541.40.16	Células solares	0
8541.40.19	Outros	2
8541.40.2	Montados, exceto as células fotovoltaicas em módulos ou painéis	
8541.40.21	Diodos emissores de luz (LED), exceto diodos laser, próprios para montagem em superfície (SMD - <i>Surface Mounted Device</i> )	2
8541.40.22	Outros diodos emissores de luz (LED), exceto diodos laser	2
8541.40.23	Diodos laser com comprimento de onda de 1.300 nm ou 1.500 nm	5
8541.40.24	Outros diodos laser	2
8541.40.25	Fotodiodos, fototransistores e fototiristores	2
8541.40.26	Fotorresistores	2
8541.40.27	Acopladores óticos, próprios para montagem em superfície (SMD - <i>Surface Mounted Device</i> )	2
8541.40.29	Outros	2
8541.40.3	Células fotovoltaicas em módulos ou painéis	
8541.40.31	Fotodiodos	10
8541.40.32	Células solares	0
8541.40.39	Outras	10

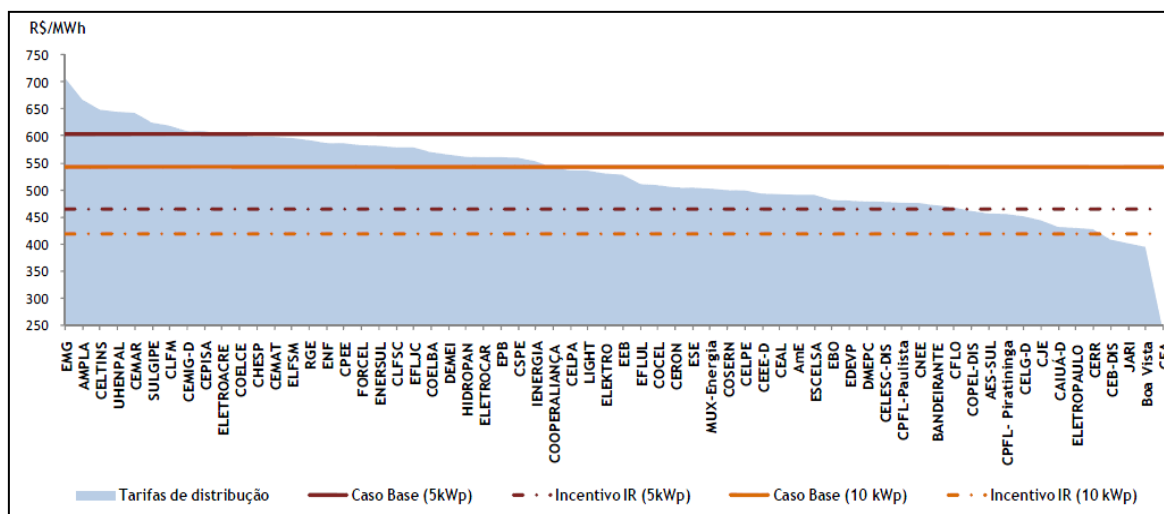
**Fonte:** RFB - Receita Federal do Brasil. *Tabela de incidência do imposto sobre produtos industrializados (TIPI)*. Brasília: RFB, 2012. Disponível em <[www.receita.fazenda.gov.br](http://www.receita.fazenda.gov.br)>. Acesso em: 10 abr 2012.

O imposto sobre a renda e proventos de qualquer natureza (IR) também pode ser usado para estimular o investimento em geração SFV. Trata-se de decisão a ser tomada em esfera federal, a exemplo do que ocorre com os abatimentos previstos na tabela do imposto de renda no que tange à educação e à saúde.

Neste caso, basta ao governo federal permitir o abatimento de parcela do investimento em GDFV na declaração anual de ajuste. Essa renúncia fiscal traria importante estímulo à disseminação da GDFV.

Nesse sentido, a EPE, publicou Nota Técnica em 03 de julho de 2012, onde aponta os efeitos do incentivo no IR sobre os custos de implantação da GDFV e a consequente ampliação do alcance da paridade tarifária a um número significativamente maior de

distribuidoras. É o que mostra o gráfico 4.1, abaixo:



**Fonte:** MME - Ministério de Minas e Energia, EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Nota Técnica. *Análise da inserção da geração solar na matriz energética brasileira*. Brasília: MME, EPE, 2012. Disponível em <www.mme.gov.br>. Acesso em: 3ago 2012.

Gráfico 4.1 – Incentivo no IR (30%) para o segmento residencial e efeito na paridade tarifária

Os valores comparativos do custo de implantação com a tarifa cobrada pelas distribuidoras, sem incentivo no IR (denominado “caso base”) e com incentivo no IR, demonstram claramente os efeitos da renúncia fiscal na possibilidade de disseminação da GDFV, atingindo unidades federativas onde ainda não ocorreu naturalmente a paridade tarifária. O abatimento previsto, de 30% sobre o custo da implantação, reduziria para o consumidor/gerador esse custo aos valores discriminados na tabela 4.3:

Tabela 4.3 – Impacto de incentivo no IR sobre o custo de implantação de GDFV

Aplicação	Potência (kWp)	Custo nivelado de Geração (R\$/MWh)	
		Caso base	IR
Residencial	5	602	465
	10	145	418
Comercial	100	463	357
Industrial	1.000	402	309

**Fonte:** MME - Ministério de Minas e Energia, EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Nota Técnica. *Análise da inserção da geração solar na matriz energética brasileira*. Brasília: MME, EPE, 2012. Disponível em <www.mme.gov.br>. Acesso em: 3ago 2012.

O IR é tributo federal, cuja competência para instituição é atribuída à União pelo art. 153,

III da Constituição Federal. A sua regulamentação se dá atualmente através do Decreto nº 3.000, de 26 de março de 1999, denominado Regulamento do Imposto de Renda (RIR).

As alíquotas do IR são fixadas através de lei, ao passo que as deduções estão previstas no Regulamento. A fixação de novas deduções deverá ocorrer mediante lei.

Considerando a atribuição de competência à União, faz-se clara a possibilidade de uso dessa modalidade de incentivo de forma simplificada, bastando a decisão do governo federal nesse sentido.

O PIS/COFINS, na verdade, diz respeito a duas espécies tributárias, cujas bases de cálculo apresentam relativa semelhança, eis que devem ser tributadas todas as receitas auferidas por pessoas jurídicas de direito privado em geral. O PIS/PASEP corresponde ao Programa de Integração Social e ao Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público, previstos no art. 239 da Constituição Federal e nas Leis Complementares nº 07, de 07 de setembro de 1997, e 08, de 03 de dezembro de 1970.

A COFINS (Contribuição para Financiamento da Seguridade Social) foi instituída pela Lei Complementar nº 70, de 30 de dezembro de 1991.

Existem dois regimes previstos em lei para esses tributos: o regime cumulativo e o regime não cumulativo. No regime cumulativo, as alíquotas correspondem a 0,65% (PIS/PASEP) e 3% (COFINS), incidentes sobre o total das receitas da pessoa jurídica, sem deduções em relação a custos, despesas e encargos; no regime não-cumulativo, as alíquotas correspondem a 1,65% (PIS/PASEP) e 7,6% (COFINS), tendo como base de cálculo o total das receitas da pessoa jurídica, descontados os créditos apurados com base em custos, despesas e encargos.

O regime cumulativo tem previsão legal nos seguintes instrumentos: Lei nº 9.718, de 27 de novembro 1998; MP 2.158-35, de 2001. O regime não-cumulativo tem previsão legal em: Lei nº 10.637, de 2002; Lei nº 10.833, de 2003; Lei nº 10.865, de 2004; Lei nº 10.925, de 2004; IN SRF nº 404, de 2004.

A aplicação de alíquotas pelo regime não-cumulativo corresponde, na prática, a uma



alíquota equivalente a 5,5%.

Existe tributação pelo PIS e pela COFINS nas importações de bens e serviços, conforme previsto na lei nº 10.865, de 30 de abril de 2004.

A alíquota prevista para o PIS/PASEP é igual a 1,65% e para a COFINS é igual a 7,6%, a serem aplicadas sobre a base de cálculo prevista na Lei nº 10.865/2004.

A legislação aplicada ao PIS/COFINS admite isenções e suspensões da incidência em determinadas hipóteses, conforme a seguir exposto:

São isentas da Contribuição para o PIS/PASEP e da COFINS a que se referem as Leis de números 10.637, de 30 de dezembro de 2002; 10.833, de 29 de dezembro de 2003, e 10.865, de 30 de abril de 2004, as receitas decorrentes da venda de energia elétrica pela Itaipu Binacional.

São isentas da Cofins as receitas relativas às atividades próprias das seguintes entidades (Brasil, 2001e):

- a. Templos de qualquer culto;
- b. Partidos políticos;
- c. Instituições de educação e de assistência social que preencham as condições e requisitos do art. 12 da Lei nº 9.532, de 10 de dezembro de 1997;
- d. Instituições de caráter filantrópico, recreativo, cultural, científico e as associações, que preencham as condições e requisitos do art. 15 da Lei nº 9.532, de 1997;
- e. Sindicatos, federações e confederações;
- f. Serviços sociais autônomos, criados ou autorizados por lei;
- g. Conselhos de fiscalização de profissões regulamentadas;

- h. Fundações de direito privado;
- i. Condomínios de proprietários de imóveis residenciais ou comerciais; e
- j. Organização das Cooperativas Brasileiras (OCB) e as Organizações Estaduais de Cooperativas previstas no art. 105 e seu § 1º da Lei nº 5.764, de 16 de dezembro de 1971.

Além das isenções acima identificadas, há a suspensão da incidência do PIS/COFINS nas seguintes hipóteses:

- a. Industrialização por encomenda de veículos - encomendante sediado no exterior;
- b. Pessoa jurídica preponderantemente exportadora;
- c. Venda para pessoa jurídica de Café, cereais, soja e cacau *in natura*;
- d. Máquinas, equipamentos e outros bens para utilização em portos (REPORTO);
- e. Bens e serviços destinados aos beneficiários do Repes (Regime Especial de Tributação para a Plataforma de Exportação de Serviços de Tecnologia da Informação);
- f. Máquinas e outros bens destinados aos beneficiários do Recap (Regime Especial de Aquisição de Bens de Capital para Empresas Exportadoras);
- g. Venda de desperdícios, resíduos ou aparas;
- h. Material de embalagem a ser utilizado em mercadoria a ser exportada;
- i. Zona Franca de Manaus;
- j. Máquinas e equipamentos utilizados na fabricação de papéis.

O que se verifica nas informações acima é a possibilidade de emprego do PIS/PASEP e da COFINS para incentivar a GDFV, podendo ser empregadas isenções ou suspensões de incidência sobre bens e serviços respectivos.

O imposto sobre a circulação de mercadorias e serviços (ICMS), por sua vez, é tributo de competência estadual. Conforme já foi detalhado acima, a incidência do ICMS sobre o consumo de energia elétrica onera sobremaneira a conta de energia elétrica do consumidor final.

No que tange à incidência do ICMS sobre os equipamentos e componentes aplicados à geração SFV, existe isenção implantada através do Convênio ICMS 101, de 12 de dezembro de 1997, e prorrogada até 31 de dezembro de 2015 pelo Convênio ICMS 75, de 14 de julho de 2011, cuja produção de efeitos se deu a partir de sua Ratificação Nacional pelo Ato Declaratório nº 12/11, publicado no DOU de 04 de agosto de 2011.

A produção de efeitos nas unidades da federação fica condicionada à publicação de Resolução Administrativa dos Secretários de Estado da Fazenda, conforme permissivo legal veiculado através de lei ordinária que atribui ao chefe do Poder Executivo o poder de delegar, mediante Decreto, essa atribuição aos Secretários de Fazenda dos Estados.

A isenção do ICMS também pode incidir sobre a comercialização de energia elétrica com geração SFV, o que poderia tornar ainda mais atrativo o investimento nesse segmento.

#### **4.4 - DOS DECRETOS**

A expedição de decretos é de competência do Poder Executivo, prestando-se esse instrumento normativo a explicitar o alcance da lei. Ou seja, o decreto só nasce após a edição de lei, destinando-se a lhe esclarecer a interpretação e a delimitar o seu alcance.

Segundo os estudos feitos neste trabalho, estão sujeitas à publicação de decretos as alíquotas do II e do IPI. No mais, essa espécie normativa se limita a regulamentar as disposições legais previstas em lei.

É o caso do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, que “regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências”. Esse Decreto tem por fundamento as Leis nºs 9.074, de 7 de julho de 1995; 9.427, de 26 de dezembro de 1996; 9.648, de 27 de maio de 1998; 10.438, de 26 de abril de 2002; 10.604, de 17 de dezembro de 2002, e 10.848, de 15 de março de 2004.

A alteração de um Decreto é ato de competência do chefe do Poder Executivo, que no âmbito federal é a Presidente da República e no âmbito estadual o Governador de Estado. No caso do Decreto nº 5.163/2004, a sua alteração é ato de competência da Presidente da República, após a atuação do Ministério de Minas e Energia na delimitação técnica dos pormenores a serem alterados. Todavia, em havendo necessidade de alteração das leis que o fundamentam, a competência para propositura do projeto de lei continua sendo do Poder Executivo, mas a competência para discussão e aprovação do ato normativo é do Congresso Nacional.

## 5 – CONCLUSÕES

A projeção do consumo de energia elétrica para as próximas décadas é preocupante. O crescimento mundial anual do consumo, à taxa de 1,6% ao ano, impõe a necessidade de ampliação da geração de energia para atender a crescente demanda. Ao mesmo tempo, as fontes energéticas tradicionais vêm comprovadamente impactando, negativamente, a saúde do planeta. Nesse contexto, a pesquisa e o desenvolvimento de novas fontes de energia se fazem imperativas. A energia solar vem ao encontro desse anseio, como fonte de energia abundante, renovável, não poluente, e, sobretudo, disponível em todo o planeta.

Os investimentos na pesquisa e no desenvolvimento de equipamentos, componentes, técnicas de geração e de inserção da energia gerada nas linhas de distribuição tradicionais, se iniciaram nos países desenvolvidos. Esse fato se faz compreensível na medida em que se analisa a matriz energética desses países, profundamente comprometida com a geração por fontes fósseis, esgotáveis e altamente poluidoras, e, sobretudo, quando se faz uma leitura dos crescentes movimentos pela preservação ambiental, que, a partir das atuações de certos segmentos da sociedade, passou a compor a pauta dos governos locais. Além disso, as crises do petróleo e os acidentes nucleares na Rússia e no Japão serviram como molas propulsoras do investimento em fontes renováveis. Entre avanços e recuos, os investimentos na geração solar vêm produzindo resultados cada vez mais consistentes, com franca redução dos custos de implantação, o que tem motivado mais e mais países a ingressarem nesse promissor mercado.

A atuação pioneira de países como Alemanha, Espanha, Japão, Estados Unidos da América, Itália e, mais recentemente, China, vem proporcionando o desenvolvimento das técnicas e das regulamentações necessárias à implantação da geração de energia solar.

O custo relativamente elevado da geração de energia solar frente aos custos de geração de energia por fontes fósseis não foi impedimento para os maciços investimentos praticados nesses países, os quais claramente vislumbram o retorno dos recursos financeiros em um mercado que movimenta bilhões de dólares por ano.

Na esteira desse movimento, incentivos diversos vêm sendo adotados, com franco destaque

para o sistema de preços e para o sistema de quotas. Dos dois, assume a liderança o sistema de preços, em suas duas vertentes, a aplicação de tarifa prêmio (*feed-in tariff*) e a aplicação do sistema de compensação (*net metering*). Paralelamente, os países vêm adotando outras modalidades de incentivo, tais como o financiamento a juros baixos ou sem taxa de juros, os incentivos fiscais, e, também, o investimento em educação ambiental e divulgação dos benefícios da geração de energia através de fontes renováveis.

O sucesso da implantação de um programa de geração de energia através de fontes renováveis depende, sobretudo, da criação de condições mínimas de segurança para os investidores e, também, para a economia do país. Isso ficou claro na experiência da Espanha, onde a ausência de consideração de fatores externos e internos da economia levou a um *déficit* financeiro no setor de energia, que por sua vez implicou a suspensão temporária dos incentivos. Por outro lado, a Alemanha vem demonstrando o acerto do seu programa, com medidas adequadas ao controle e expansão segura da geração de energia por fontes renováveis.

Outro ponto que restou claro é a necessidade de diversificação da matriz energética. Os investimentos em fontes renováveis devem ser direcionados às hipóteses que melhor se adequem às condições naturais do país, com aproveitamento de seus recursos, não sendo possível apontar uma única fonte como a indicada para atender toda a demanda. O mesmo se dá com as modalidades de incentivo, que devem ser aplicados em uma ampla gama, conforme as possibilidades e os interesses das diversas esferas de governo e de particulares. Destacam-se a tarifa prêmio, os incentivos fiscais e os financiamentos a juros baixos

No Brasil, em razão da abundância de potencial hidroelétrico, a matriz elétrica é atendida em aproximadamente 80% por fontes renováveis e pouco poluentes. Essa realidade, até recentemente, afastou o país dos investimentos em novas fontes renováveis. Contudo, o recente crescimento econômico e populacional trouxe a preocupação com a demanda energética para a pauta do governo brasileiro, o que se acentuou a partir de estudos de projeção de demanda e de oferta de energia nas próximas décadas, elaboradas por setores governamentais.

Os investimentos iniciais se deram em pequenas centrais hidroelétricas, centrais de geração

hidroelétrica, usinas à base de biomassa e geração eólica. Os resultados obtidos foram promissores e permitiram ao governo avaliar o alcance das medidas e dos instrumentos normativos empregados. Os resultados obtidos com leilões de energia, chamadas públicas e programas como PROINFA e PROCEL permitiram aquilatar o acerto do investimento em novas fontes de energia e também na conservação desta.

As pesquisas desenvolvidas no país abriram espaço para a discussão da inserção da geração SFV como fonte alternativa de energia, demonstrando a viabilidade de investimentos por parte do governo federal. Diante da análise dos resultados alcançados em outros países e do estudo da paridade tarifária, restou demonstrada a adequação dos investimentos em GDFV, embora as demais modalidades de geração SFV não se achem descartadas. É o caso da geração SFV centralizada, cujos custos ainda se fazem maiores que o da geração distribuída.

A análise dos encargos setoriais e dos tributos incidentes na conta de energia elétrica aponta para a dificuldade de acréscimo de novo encargo destinado ao incentivo da GDFV na modalidade tarifa prêmio. Por outro lado, essa mesma análise demonstra a existência de possibilidades de destinação dos recursos já arrecadados, através da CDE, da RGR e do PROINFA para pagamento da tarifa prêmio. O mesmo se dá em relação ao PIS/COFINS e ao ICMS, cujas arrecadações atingem níveis elevados o suficiente para permitir o investimento em GDFV. No caso do ICMS, o investimento do valor relativo ao chamado “cálculo por dentro” já seria suficiente para estimular a GDFV.

Ao tempo do fechamento deste trabalho, o governo federal anunciou a redução da conta de energia elétrica a partir de 2013, através da renegociação dos contratos de concessão de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, além da eliminação de dois encargos setoriais, a CCC e a RGR, assim como a redução em 25% da CDE. Entretanto, anunciou também o aporte de recursos para a CDE, advindos de reservas governamentais, visando a continuidade dos incentivos à geração de energia elétrica através de fontes alternativas. Assim sendo, embora haja a extinção da RGR, permanecem a CDE e o PROINFA, além da constatação da existência de reservas financeiras aplicáveis à GDFV, o que só reforça o entendimento de que se faz necessário o direcionamento de esforços governamentais a essa modalidade de geração de energia elétrica para que haja sua efetiva implantação.

Outras medidas podem ser adotadas simultaneamente, a exemplo dos incentivos fiscais incidentes sobre determinados tributos, como o II, o IPI, o PIS/COFINS, o IR e o próprio ICMS incidente sobre equipamentos e componentes da GDFV. Destes, observamos que já existe isenção do IPI e do ICMS, além da possibilidade de enquadramento nos parâmetros estabelecidos na Lei 11.484/2007, que instituiu o PADIS, quando, então, também se aplica a isenção sobre o PIS/PASEP, o COFINS e o II.

Os instrumentos normativos necessários à regulamentação da inserção da GDFV na rede de distribuição são variados, dependendo das medidas que os governos federal e estaduais decidam eleger.

No caso do II, há necessidade de autorização da CAMEX para que, só então, se empregue um instrumento normativo interno para redução ou isenção da alíquota sobre equipamentos e componentes da GDFV. Todavia, restou assente que a isenção desse tributo pode ser contrária aos interesses de implantação de uma indústria de equipamentos e componentes fotovoltaicos no país. Nos demais tributos, a edição de Leis Ordinárias se faz suficiente para atender a necessidade, seguidas da regulamentação via Decreto e, por vezes, de Resoluções Administrativas, como no caso da isenção do ICMS via Convênio.

A adoção do sistema de compensação (*net metering*) já se deu através de Resoluções Normativas da agência reguladora (ANEEL), pois não envolve a necessidade de recursos financeiros para o incentivo, tão somente da regulamentação dos requisitos técnicos de geração e de conexão, além da obrigatoriedade da distribuidora adquirir a energia gerada pela unidade geradora SFV. Nesse sistema, ocorre a permuta de energia entre a unidade geradora SFV e a distribuidora, ocorrendo a troca na forma de kWh inseridos na rede e kWh consumidos da rede, com medição simultânea e faturamento mensal, além de cômputo de eventual saldo em um período limite de 36 meses, após os quais a conta é zerada.

O que se faz evidente após todas as análises feitas é a existência de todos os instrumentos necessários à implantação da GDFV. Nosso ordenamento jurídico é farto em instrumentos normativos aplicáveis a essa seara; os recursos financeiros existem, só é preciso direcioná-los; temos matéria prima e tecnologia de fabricação de placas e módulos solares



francamente competitivas com as existentes no mercado. Só faltou, até recentemente, vontade política. Agora começamos a dar os primeiros passos em direção a essa nova tendência mundial.

Por fim, há que se ponderar que o ingresso tardio no mercado da geração SFV implicará distanciamento indesejável em relação aos países que já investem nesse segmento há algum tempo. A demora na tomada de decisões ao passo que posterga o investimento também adia a colheita dos frutos. É preciso acelerar o movimento.

Neste trabalho foram ofertadas as seguintes contribuições:

- Análise sistematizada dos instrumentos de incentivo à GDFV no mundo, tomando por referência os países que mais têm se destacado nesse campo do conhecimento humano;
- Análise dos instrumentos normativos de suporte à GDFV no mundo e do seu papel na criação das condições necessárias ao surgimento e à evolução sustentável de um mercado interno especializado;
- Discriminação e análise dos recentes esforços que conduziram às primeiras normas regulamentadoras da GDFV no Brasil, envolvendo Consultas Públicas, Notas Técnicas e Relatórios de Grupos de Trabalho;
- Análise do estágio em que se encontra a GDFV no Brasil e do início de regulamentação do incentivo (*net metering*) e dos requisitos gerais de conexão à rede de distribuição, enquanto se aguarda a publicação das normas técnicas com suas especificações;
- Estudo dos principais meios de incentivo à GDFV aplicáveis no Brasil, destacando as prováveis fontes de financiamento, conduzindo à conclusão da viabilidade financeira da implantação dessa modalidade de geração de energia elétrica para ampliação da matriz energética brasileira;
- Elaboração de um panorama dos principais instrumentos normativos a serem empregados para viabilizar o desenvolvimento da GDFV no Brasil, destacando as diversas esferas de competência governamentais.

O presente trabalho pode ser aprimorado através dos seguintes trabalhos futuros:

- Estudo do impacto dos diversos incentivos fiscais sobre a paridade tarifária, apontando o(s) mais apto(s) a produzir efeitos positivos em menor tempo;
- Elaboração de uma planilha que demonstre os múltiplos efeitos simultâneos de incentivos fiscais por governos locais (a exemplo do ICMS) em aspectos tais como geração de empregos, aumento de arrecadação, benefícios sociais diversos etc.

Conclui-se este trabalho com a expectativa de que tenha contribuído para uma visão sistemática do tema e para a indicação de prováveis caminhos a serem trilhados por nossa sociedade rumo a um futuro movido por fontes de energia renováveis e não poluentes.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. *Atlas de energia elétrica do Brasil*. 2. ed., 2005. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 29 jan 2012.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 004/2011-SRD/ANEEL. *Análise das contribuições recebidas na Consulta Pública nº 15/2010, visando reduzir as barreiras para a instalação de geração distribuída de pequeno porte, a partir de fontes incentivadas, conectada na rede de distribuição de energia elétrica*. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 8 jul 2012.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 0025/2011-SRD/ANEEL. *Proposta de abertura de Audiência Pública para o recebimento de contribuições visando reduzir as barreiras para a instalação de geração distribuída de pequeno porte, a partir de fontes incentivadas, conectada em tensão de distribuição e também alteração do desconto na TUSD e TUST para usinas com fonte solar*. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 11 jul 2012.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 0043/2011 – SRD/ANEEL. *Proposta de abertura de Consulta Pública para o recebimento de contribuições visando reduzir as barreiras para a instalação de geração distribuída de pequeno porte, a partir de fontes renováveis, conectada em tensão de distribuição*. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 10 mai 2012.

\_\_\_\_\_. *Por dentro da conta pública*. Brasília: ANEEL, 2011. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 3 mai 2012.

\_\_\_\_\_. Resolução Normativa nº 482/2012. *Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências*. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 30 jul 2012.

BACEN – *Banco Central do Brasil. Selic – Mercado de títulos públicos*. Disponível em: <[www.bcb.gov.br](http://www.bcb.gov.br)>. Acesso em: 12 jun 2012.

BMU - Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety. *Electricity from renewable energy sources – What does it cost?*. Berlim, Alemanha: BMU, 2012. Disponível em: <<http://www.bmu.de/english/aktuell/4152.php>>. Acesso em: 17 ago 2012.

\_\_\_\_\_. *Innovation through research: 2010 Annual report on research funding in the renewable energies sector*. Berlim, Alemanha: BMU, 2012. Disponível em <<http://www.bmu.de/english/aktuell/4152.php>>. Acesso em: 20 ago 2012.

\_\_\_\_\_. *National survey report of PV power applications in Germany 2011 - Task 1: Exchange and dissemination of information on PV power systems*. Berlim, Alemanha: BMU, 2012. Disponível em <<http://www.bmu.de/english/aktuell/4152.php>>. Acesso em: 20 ago 2012.

\_\_\_\_\_. *Transforming our energy system – The foundations of a new energy system*. Berlim, Alemanha: BMU, 2012. Disponível em <<http://www.bmu.de/english/aktuell/4152.php>>. Acesso em: 15 ago 2012.

BRASIL. Constituição da República Federativa do Brasil de 1988, de 5 de outubro de 1988.

\_\_\_\_\_. Decreto 5.163, de 30 de julho de 2004. *Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências*. Disponível em <[www.planalto.gov.br](http://www.planalto.gov.br)>. Acesso em: 7 mai 2012.

\_\_\_\_\_. Lei n. 10.848, de 15 de março de 2004. *Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, e dá outras providências*. Disponível em <[www.planalto.gov.br](http://www.planalto.gov.br)>. Acesso em: 7 mai 2012.

\_\_\_\_\_. Lei n. 11.484, 31 de maio de 2007. *Institui o Programa de Apoio ao Desenvolvimento Tecnológico da Indústria de Semicondutores – PADIS e o Programa de Apoio ao Desenvolvimento Tecnológico da Indústria de Equipamentos para a TV Digital – PATVD*. Disponível em <[www.planalto.gov.br](http://www.planalto.gov.br)>. Acesso em: 18 jul 2012.

\_\_\_\_\_. Medida Provisória n. 2.158-35, de 24 de agosto de 2001. *Altera a legislação das Contribuições para a Seguridade Social – COFINS, para os Programas de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público – PIS/PASEP, e dá outras providências*. Disponível em <[www.planalto.gov.br](http://www.planalto.gov.br)>. Acesso em: 20 jul 2012.

CARRAZA, R. A. *Curso de Direito Constitucional Tributário*. 24. ed. São Paulo: Malheiros, 2008, p. 109.

CEARÁ. Lei complementar n. 81, de 02 de setembro de 2009. *Institui o fundo de incentivo à energia solar do Estado do Ceará - FI-S, e dá outras providências*. Disponível em <[www.ceara.gov.br](http://www.ceara.gov.br)>. Acesso em 21 ago 2012.

\_\_\_\_\_. *Usina solar de Tauá deverá ser ampliada para 45 MW*. Disponível em <[www.ceara.gov.br](http://www.ceara.gov.br)>. Acesso em 11 ago 2012.

CGEE – Centro de Gestão e Estudos Estratégicos. *Incentivos ao mercado. In: Estudo prospectivo sobre produção de silício no Brasil e o mercado de energia solar fotovoltaica*. Nota técnica. Brasília, 2009.

CMC – CAMEX – Conselho do Mercado Comum do MERCOSUL – Câmara de Comércio Exterior. Resolução n. 35, de 1 de junho de 2011. *Trata das alíquotas do imposto de importação incidente sobre bens de informática e telecomunicações e componentes do Sistema Integrado – SI*.

CNE – Comisión Nacional de Energía. *Respuesta a la consulta de una empresa sobre repotenciación y modificación sustancial de una instalación fotovoltaica*. Madri, Espanha: 2011. Disponível em: <[www.cne.cl](http://www.cne.cl)>. Acesso em: 17 jul 2012.

ELETROBRÁS. *Programas: PROINFA – Programa de incentivo às fontes alternativas de energia elétrica*. Disponível em <www.eletrabras.com>. Acesso em: 13 mai 2012.

ESPAÑA. Real Decreto n. 661, 25 de maio de 2007. *Por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial*. *Boletín Oficial del Estado*, Madri, Espanha, n. 126, p. 22846-22886, 26 de maio de 2007. Disponível em: <www.boe.es>. Acesso em: 8 mai 2012.

\_\_\_\_\_. Real Decreto n. 1578, 26 de setembro de 2008. *De retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología*. *Boletín Oficial del Estado*, Madri, Espanha, n. 234, p. 39117-39125, 27 de setembro de 2008. Disponível em: <www.boe.es>. Acesso em: 8 mai 2012.

\_\_\_\_\_. Real Decreto n. 1565, 19 de novembro de 2010. *Por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial*. *Boletín Oficial del Estado*, Madri, Espanha, n. 283, p. 97428-97446, 23 de novembro de 2010. Disponível em: <www.boe.es>. Acesso em: 12 mai 2012.

\_\_\_\_\_. Real Decreto Lei n. 1, 27 de janeiro de 2012. *Por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos*. *Boletín Oficial del Estado*, Madri, Espanha, n. 24, p. 8068-8072, 28 de janeiro de 2012. Disponível em: <www.boe.es>. Acesso em: 7 ago 2012.

Estadão. *Grupo Brics aposta em novas energias: Países vão incentivar o desenvolvimento de fontes alternativas*. São Paulo, 4 dez. 2011. Disponível em <www.estadao.com.br>. Acesso em: 28 jan 2012.

FEARNSIDE, P. M.; MILLIKAN, B. 2012. Hidroelétricas na Amazônia: fonte de energia limpa? pp. 49-56; 84-91. In: P. F. Moreira (ed) *Setor Elétrico Brasileiro e a*

*Sustentabilidade no Século 21: Oportunidades e Desafios*. Rios Internacionais, Brasília, DF. 91pp.

GOVERNO DO ESTADO DE MATO GROSSO. Secretaria de Estado de Fazenda. *Análise da receita pública anual (jan – dez) – 2011*. Cuiabá, 2012. Disponível em <[www.sefaz.mt.gov.br](http://www.sefaz.mt.gov.br)>. Acesso em: 10 ago 2012.

\_\_\_\_\_. *Relatório circunstanciado sobre as contas*. Cuiabá, 2012. Disponível em <[www.sefaz.mt.gov.br](http://www.sefaz.mt.gov.br)>. Acesso em: 10 ago 2012.

IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. *Projeção da população do Brasil*. Disponível em <[www.ibge.gov.br](http://www.ibge.gov.br)>. Acesso em: 20 jan 2012.

IDEAL – Instituto para o Desenvolvimento das Energias Alternativas na América Latina. *Projeto de geração solar fotovoltaica no estádio de Pitaçu em Salvador-BA*. Disponível em: [www.institutoideal.org](http://www.institutoideal.org). Acesso em 12 set 2012.

IEA - International Energy Agency. *Key world energy statistics 2011*. Disponível em: <[www.iea.org](http://www.iea.org)>. Acesso em: 5 jul 2012.

IEA-PVPS- *International Energy Agency - Photovoltaic Power Systems Programme. Annual report 2000. Implementing agreement on photovoltaic power systems*. Disponível em: <[www.iea-pvps.org](http://www.iea-pvps.org)>. Acesso em: 18 jun 2012.

\_\_\_\_\_. *Annual report 2007. Implementing agreement on photovoltaic power systems*. Disponível em: <[www.iea-pvps.org](http://www.iea-pvps.org)>. Acesso em: 18 jun 2012.

\_\_\_\_\_. *Annualreport 2008. Implementing agreement on photovoltaic power systems*. Disponível em: <[www.iea-pvps.org](http://www.iea-pvps.org)>. Acesso em: 20 jun 2012.

\_\_\_\_\_. *Annual report 2009. Implementing agreement on photovoltaic power systems*. Disponível em: <[www.iea-pvps.org](http://www.iea-pvps.org)>. Acesso em: 21 jun 2012.

\_\_\_\_\_. *Trends in photovoltaic applications: Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2005*. Report IEA-PVPS T1-20:2006. Disponível em: <[www.iea-pvps.org](http://www.iea-pvps.org)>. Acesso em: 9 mai 2012.

\_\_\_\_\_. *Trends in photovoltaic applications: Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2009*. Report IEA-PVPS T1-19:2010. Disponível em: <[www.iea-pvps.org](http://www.iea-pvps.org)>. Acesso em: 20 jun 2012.

\_\_\_\_\_. *Trends in photovoltaic applications: Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2010*. Report IEA-PVPS T1-20:2011. Disponível em: <[www.iea-pvps.org](http://www.iea-pvps.org)>. Acesso em: 13 jun 2012.

\_\_\_\_\_. *Trends in photovoltaic applications: Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2011*. Report IEA-PVPS T1-21:2012. Disponível em: <[www.iea-pvps.org](http://www.iea-pvps.org)>. Acesso em: 5 set 2012.

IEI – International Energy Initiative – Relatório Final. *Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica no Brasil: Panorama da atual legislação*. Campinas: 2009. 43 p.

INEE – Instituto Nacional de Eficiência Energética. *O que é ‘Geração Distribuída’?* Disponível em: <[www.inee.org.br](http://www.inee.org.br)>. Acesso em: 19 mai 2012.

IPCC – Intergovernmental Panel on Climate Change 2007. *Renewable energy sources and climate change mitigation: Special report of the intergovernmental panel on climate change*. Disponível em <[www.ipcc.ch](http://www.ipcc.ch)>. Acesso em: 02 jan 2012.

\_\_\_\_\_. *Intergovernmental Panel on Climate Change 2012. Renewable energy sources and climate change mitigation: Special report of the intergovernmental panel on climate change*. Disponível em <[www.ipcc.ch](http://www.ipcc.ch)>. Acesso em: 13 ago 2012.

ISES - International Solar Energy Society. White Paper 2002. *O futuro das fontes renováveis de energia para os países em desenvolvimento*. Disponível em: <<http://whitepaper.ises.org>>. Acesso em: 10 abr 2012.



MIR, P. *La regulación fotovoltaica y solar termoeléctrica em espana. Cuadernos Economicos de Información Comercial Espanõla*, n. 83. Madri, Espanha: Ministério de Economía y Competitividad, Centro de Publicaciones, 2012.

MME - Ministério de Minas e Energia. *Belo monte vai produzir energia com respeito ao meio ambiente*. 2011. Disponível em <[www.mme.gov.br](http://www.mme.gov.br)>. Acesso em: 28 jan 2012.

\_\_\_\_\_. *Relatório do grupo de trabalho de geração distribuída com sistemas fotovoltaicos – GT – GDSF*. Brasília: MME, 2009. Disponível em <[www.mme.gov.br](http://www.mme.gov.br)>. Acesso em: 5ago 2012.

MME - Ministério de Minas e Energia, EPE – Empresa de Pesquisa Energética. *Balanço energético nacional*. BEN 2011 – Ano base 2010. Brasília: MME, EPE, 2011. Disponível em <[www.mme.gov.br](http://www.mme.gov.br)>. Acesso em: 3 ago 2012.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica. *Análise da inserção da geração solar na matriz energética brasileira*. Brasília: MME, EPE, 2012. Disponível em <[www.mme.gov.br](http://www.mme.gov.br)>. Acesso em: 3ago 2012.

\_\_\_\_\_. *Plano decenal de expansão de energia 2020*. Brasília: MME, EPE, 2011. Disponível em <[www.mme.gov.br](http://www.mme.gov.br)>. Acesso em: 14 mar 2012.

RFB - Receita Federal do Brasil. *Tabela de incidência do imposto sobre produtos industrializados (TIPI)*. Brasília: RFB, 2012. Disponível em <[www.receita.fazenda.gov.br](http://www.receita.fazenda.gov.br)>. Acesso em: 10 abr 2012.

SALAMONI, I. T.; RÜTHER, R. (2007). *O potencial brasileiro da geração solar fotovoltaica conectada à rede elétrica: Análise de paridade de rede*. In: ENCAC, Ouro Preto – MG.

SEVERINO, M. M.; CAMARGO, I. M. T.; OLIVEIRA, M. A. G. *Geração distribuída: discussão conceitual e nova definição*. In: Revista Brasileira de Energia, vol. 14, n. 1, 1º sem. 2008, pp. 47-69.

SHAYANI, R. A. *Método para Determinação do Limite de Penetração da Geração Distribuída Fotovoltaica em Redes Radiais de Distribuição*. Publicação PPGENE.TD-051/10. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, 2010.

SHAYANI, R. A.; OLIVEIRA, M. A. G.; CAMARGO, I. M. T. *Comparação do Custo entre Energia Solar Fotovoltaica e Fontes Convencionais*. In: *V Congresso Brasileiro de Planejamento Energético*. SBPE: 2006.

RODRÍGUEZ, C. R. C. *Mecanismos regulatórios, tarifários e econômicos na geração distribuída: o caso dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede*. 2002. 118 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Curso de Planejamento de Sistemas Energéticos, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2002.

RÜTHER, R., et al. (2008). *Programa de telhados solares fotovoltaicos conectados à rede elétrica pública no Brasil*. In: ENTAC, Fortaleza – CE.