



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ**  
**CENTRO DE TECNOLOGIA**  
**DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA**  
**GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE ENERGIAS RENOVÁVEIS**

**LUÍS INÁCIO LIMA BRITO**

**ESTUDO TEÓRICO DA LEGISLAÇÃO PARA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DA  
TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA NA ALEMANHA E NO BRASIL**

**FORTALEZA**

**2016**

**LUÍS INÁCIO LIMA BRITO**

**ESTUDO TEÓRICO DA LEGISLAÇÃO PARA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DA  
TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA NA ALEMANHA E NO BRASIL**

Monografia submetida à coordenação do curso de Graduação em Engenharia de Energias Renováveis da Universidade Federal do Ceará, como requisito para obtenção do título de Engenheiro de Energias Renováveis.

Orientador: Prof. Dr. Francisco Nivaldo Aguiar Freire.

**FORTALEZA**

**2016**

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação  
Universidade Federal do Ceará  
Biblioteca de Ciências e Tecnologia

---

B875e Brito, Luís Inácio Lima.  
Estudo teórico da legislação para geração distribuída da tecnologia fotovoltaica na Alemanha e no Brasil. / Luís Inácio Lima Brito. – 2016.  
50 f. : il. ; color.

Monografia (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Departamento de Engenharia Mecânica e de Produção, Curso de Engenharia de Energias Renováveis, Fortaleza, 2016.  
Orientação: Prof. Dr. Francisco Nivaldo Aguiar Freire.

1. Energia solar. 2. Sistemas de energia fotovoltaica. 3. Engenharia de Energias Renováveis. I.  
Título.

---

CDD 621.042

**LUÍS INÁCIO LIMA BRITO**

**ESTUDO TEÓRICO DA LEGISLAÇÃO PARA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DA  
TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA NA ALEMANHA E NO BRASIL**

Monografia submetida à coordenação do curso de Graduação em Engenharia de Energias Renováveis da Universidade Federal do Ceará, como requisito para obtenção do título de Engenheiro de Energias Renováveis.

Aprovada em: \_\_\_/\_\_\_/\_\_\_\_\_.

**BANCA EXAMINADORA**

---

Prof. Dr. Francisco Nivaldo Aguiar Freire (Orientador)  
Universidade Federal do Ceará

---

Ms. Francisco Marcone Lima  
Mestre em Engenharia Mecânica (UFC)

---

Ms. Paulo Herbert França Maia Júnior  
Mestre em Engenharia Mecânica (UFC)

Aos meus pais, Antônio Brito e Lineuda Lima,  
irmãos, Eduardo e Ricardo, e à minha noiva  
Eyslane.

## **AGRADECIMENTO**

Ao Prof. Dr. Francisco Nivaldo Aguiar Freire, pela excelente orientação ao longo desse trabalho.

Aos participantes da banca examinadora Paulo e Marcone pelo tempo, pelas valiosas colaborações e sugestões.

À professora Carla, pela amizade, por todo o conhecimento compartilhado ao longo das disciplinas e pelos ensinamentos no Laboratório de Aerodinâmica e Mecânica dos Flúidos.



## RESUMO

O uso de energia solar fotovoltaica é cada vez mais crescente e seu mercado já é sólido em vários países. A crescente preocupação das autoridades em reduzir a emissão de gases que provocam o efeito estufa e o desenvolvimento de uma conscientização voltada para a preservação do meio ambiente contribuem para tal fenômeno. No Brasil, no entanto, apesar do uso de energia solar fotovoltaica não ser recente, a resolução, que normaliza e que pode contribuir para a popularização da tecnologia através da geração distribuída, é nova. Por esse motivo, um estudo teórico através de pesquisas e comparações foi feito, estudando o desenvolvimento da tecnologia na Alemanha, país europeu com maior potência fotovoltaica instalada, das legislações e dos incentivos dados pelo governo alemão para a geração fotovoltaica distribuída e comparando com o Brasil. Mostra-se que o Brasil possui, desde abril de 2012, uma legislação que normaliza a ligação de sistemas de mini e micro geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis na rede elétrica através de um sistema de compensação. A energia injetada na rede gera “créditos energéticos” que podem ser consumidos pelo cliente em outro momento. Em relação à incentivos fiscais, no entanto, o Brasil, diferentemente da Alemanha, que utilizou com sucesso a “*feed-in-tariff*”, não disponibilizou nenhum que pudesse ser apontado como divisor de águas para o setor.

**Palavras-chave:** Geração Distribuída. Fotovoltaica. Legislação.



## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Evolução da capacidade instalada acumulada de potência fotovoltaica (MW)	14
Figura 2 – Preço do sistema fotovoltaico no Brasil.....	14
Figura 3 – Funcionamento do sistema fotovoltaico ligado à rede.....	16
Figura 4 – Potência de sistemas fotovoltaicos acumulados no mundo.....	19
Figura 5 – Potência fotovoltaica ligadas a rede acumulada na Austrália.....	20
Figura 6 – Potência fotovoltaica acumulada na França (kW).....	21
Figura 7 – Capacidade instalada e oferta de energia fotovoltaica na Alemanha.....	22
Figura 8 – Oferta de potência de geração elétrica (2014) em %.....	23

## **LISTA DE TABELAS**

Tabela 1 – Potências instaladas durante o PRODEEM.....	35
--	----

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

NREL – National Renewable Energy Laboratory  
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica  
EIA – Agência Internacional de Energia  
FIT – “Feed-in-tariff”  
RPS – Renewable Portfolio Standart  
ITC – Investment Tax Credits  
PRODEEM – Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios  
PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia  
PCH – Pequena Central Hidrelétrica  
MME – Ministério de Minas e Energia  
SIN – Sistema Interligado Nacional  
FAIS – Programa de Fontes Alternativas para Sistemas Isolados  
PAES – Programa de aquecimento de Água por Energia Solar  
PGD – Programa de Incentivo à Geração Distribuída  
P.L – Projeto de Lei  
FV – Fotovoltaico  
CHESF – Companhia Hidroelétrica do São Francisco  
IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística  
DNAEE – Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica  
ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico  
MAE – Mercado Atacadista de Energia  
APINE – Associação Brasileira dos Produtos Independentes de Energia  
ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas  
CDE – Conta de Desenvolvimento Energético  
RGR – Reserva Global de Reversão  
BIG – Banco de Informações de Geração  
COP – Conferência do Clima  
PPA – Plano Plurianual  
NUTEC – Núcleo de Tecnologia Industrial do Ceará  
FUNCEME – Fundação Cearense de Meteorologia e Recursos Hídricos  
SENAI – Serviço Nacional de Aprendizagem Industrial



## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b> .....	13
<b>1.1</b>	<b>Sistema Elétrico</b> .....	13
<b>1.2</b>	<b>Funcionamento do sistema fotovoltaico ligado à rede</b> .....	16
<b>2</b>	<b>OBJETIVOS</b> .....	17
<b>2.1</b>	<b>Objetivos Gerais</b> .....	17
<b>2.2</b>	<b>Objetivos Específicos</b> .....	17
<b>3</b>	<b>HISTÓRICO</b> .....	18
<b>3.1</b>	<b>Histórico no mundo quanto ao uso da legislação</b> .....	18
<b>3.2</b>	<b>Histórico no mundo quanto ao uso da legislação</b> .....	23
<b>4</b>	<b>O SISTEMA ALEMÃO DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA</b> .....	28
<b>5</b>	<b>SETOR ENERGÉTICO BRASILEIRO</b> .....	34
<b>5.1</b>	<b>Desenvolvimento do Setor de Energias Renováveis</b> .....	34
<b>5.2</b>	<b>Energia Solar Fotovoltaica</b> .....	34
<b>5.2.1.</b>	<i>PRODEEM</i> .....	34
<b>5.2.2.</b>	<i>PROINFA</i> .....	39
<b>5.2.3.</b>	<i>Lei nº 10.438</i> .....	39
<b>5.2.4.</b>	<i>Resolução 482/2012 da ANEEL</i> .....	40
<b>5.2.5.</b>	<i>Resolução 687/2015 da ANEEL – revisão da 482/2012</i> .....	42
<b>5.2.6.</b>	<i>Notícias importantes para o setor brasileiro em 2016</i> .....	42
<b>6</b>	<b>ANÁLISE E DISCUSSÃO</b> .....	44
<b>7</b>	<b>CONSIDERAÇÕES FINAIS</b> .....	47
<b>8</b>	<b>PESQUISAS FUTURAS</b> .....	49
	<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b> .....	50



# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 Sistema Elétrico

A estrutura de um sistema elétrico de potência é formada por sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, constituídos por transformadores, disjuntores, cabos, seccionadores de várias tensões e correntes, etc.

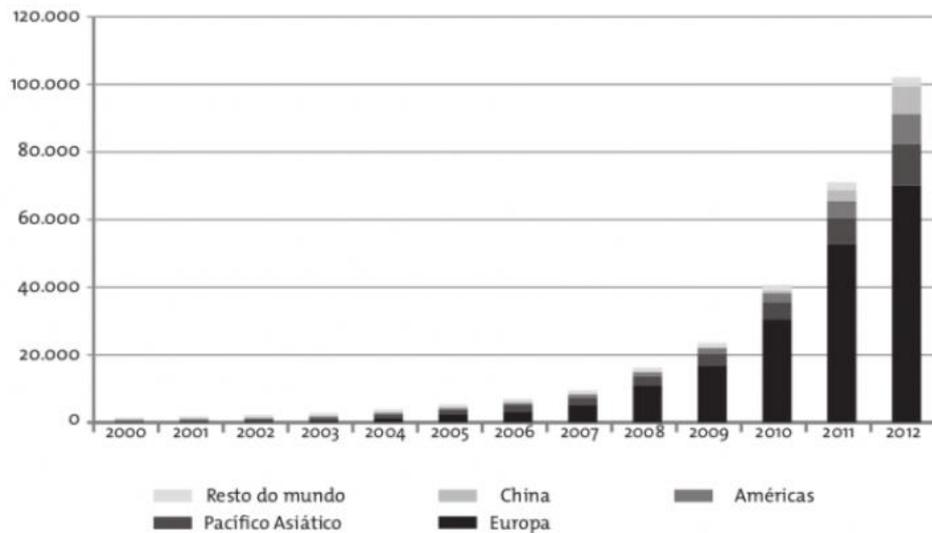
Um sistema de distribuição de energia pode ser definido como um conjunto de circuitos alimentados por uma ou mais centrais geradoras em comum a todos esses circuitos e podem ser caracterizados pelo usuário final (residencial, comercial e industrial), pela densidade de carga (urbano ou rural), pelo tipo de construção (radial ou em rede) e pelo nível de voltagem (URBANEZ, 2012).

Cada sistema de distribuição de eletricidade no mundo pode ser considerado único, seja, por exemplo, pela sua principal fonte geradora, seu tamanho, a quantidade de usuários finais, sua tensão, etc.

Sistemas elétricos vem sendo projetados, tradicionalmente, para funcionar através de um regime denominado geração centralizada e são projetados para que a energia escoe em apenas uma direção, dos transformadores das subestações para os usuários finais, sendo que a tensão que sai do transformador e a tensão que chega no usuário final depende do tipo de consumidor. Operando dessa maneira, a rede elétrica é capaz de manter a tensão em um certo intervalo pré-definido por regulações nacionais, mantendo a qualidade do fornecimento de energia e permitindo que os equipamentos ligados na rede funcionem de maneira apropriada (URBANEZ et. al, 2012).

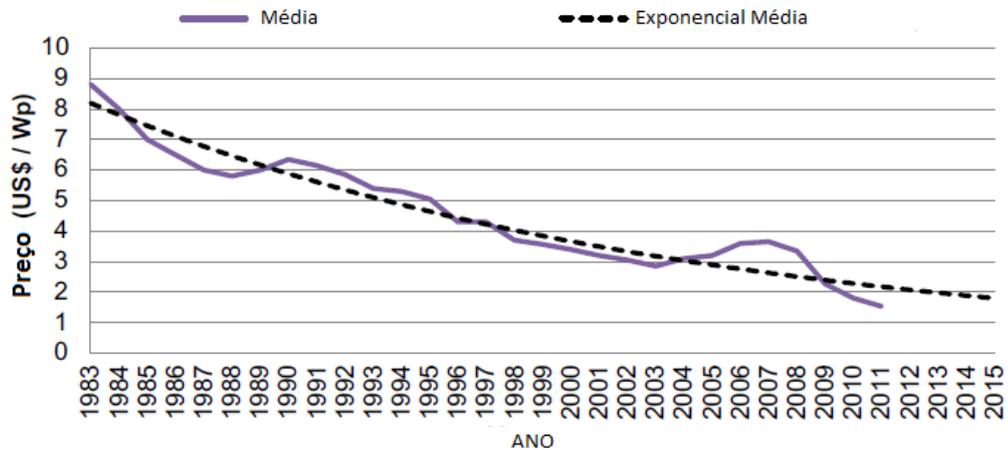
Como mostra a figura 1 a conversão da energia solar em energia elétrica através de módulos fotovoltaicos conectados à rede de distribuição de energia é um mercado que vem crescendo no mundo nos últimos anos devido, principalmente, aos investimentos e incentivos para o desenvolvimento da tecnologia e de sua produção em escala, tornando o preço mais competitivo, como ilustra a figura 2.

**Figura 1: Evolução da capacidade instalada acumulada de potência fotovoltaica em MW.**



Fonte: EPIA (2013)

**Figura 2: Preço do sistema fotovoltaico no Brasil**



Fonte: Lacchini & Santos, 2013

O sistema fotovoltaico, quando conectado à rede, no entanto, não pode promover uma desestabilização da mesma, isto é, da qualidade e confiabilidade (relativas às interrupções de fornecimento e falhas elétricas) da rede. Essas perturbações são relacionadas à capacidade da rede de distribuição de suportar curtos circuitos e dependem de sua configuração para tal. O sistema fotovoltaico, funcionando através da geração distribuída, promoverá mudanças básicas na configuração de distribuição de energia. Se, por exemplo,

vários sistemas fotovoltaicos estiverem instalados e funcionando em um ramo da rede elétrica de baixa tensão, a energia pode fluir no sentido contrário no ponto de conexão com os painéis caso haja um aumento de tensão, o que pode causar um problema na rede. Pequenas alterações de tensão são permitidas, mas devem ficar dentro de uma faixa pré-estabelecida pela norma técnica de cada distribuidora (URBANEZ et. al, 2012).

Vários estudos foram realizados para diferentes tipos de rede de distribuição como o objetivo de determinar o impacto causado por sistemas fotovoltaicos conectados à mesma. Caso haja muitos inversores conectados ao mesmo alimentador, problemas operacionais podem ser observados, como a alteração dos harmônicos da rede elétrica. Harmônicos não previstos, podem ocasionar variação na tensão de corrente alternada, interferindo com a qualidade da energia. (URBANEZ et. al, 2012).

O aumento no número de sistemas conectados à rede na modalidade de geração distribuída, lançou vários desafios técnicos que necessitavam de padronizações que garantiriam uma segura operação e futuras ampliações do sistema elétrico. Ao se conectar na rede elétrica vários sistemas de geração distribuída fotovoltaica sem padrões regulatórios e requisitos apropriados, corre-se o risco de provocar instabilidade da rede, interferindo na integridade da mesma e de todos os equipamentos conectados a ela.

Devido à esses motivos, torna-se necessário a normatização dos equipamentos através de um guia técnico (ou norma técnica) que tem como objetivo especificar os requisitos funcionais para a conexão entre sistemas de geração distribuída e a rede elétrica principal. Essa norma deve fornecer, por exemplo, requisitos padrões de *design*, construção e montagem, instalação, performance operacional e manutenção, estando de acordo com as características energéticas locais, regionais e nacionais.

A norma reguladora da ligação, na modalidade de geração distribuída, de sistemas solares fotovoltaicos, tem como principais objetivos definir a frequência, o fator de potência, os limites de voltagem toleráveis, as condições de ilhamento e detecção de queda de energia por parte do inversor, além dos limites de potência, uma vez que, quando uma demanda maior de energia é necessária, pode ser necessário a construção de uma subestação no local onde o sistema fotovoltaico será instalado.

A definição desses parâmetros é de fundamental importância para o desenvolvimento do setor de energia solar fotovoltaica no Brasil, uma vez que, de acordo com a NREL – 2010, com essas informações, o mercado pode avaliar demanda, oferta, preços,

regulação, barreiras, investimentos, resposta do consumidor, entre outros, iniciando a cadeia produtiva e, conseqüentemente, amadurecendo e desenvolvendo esse setor.

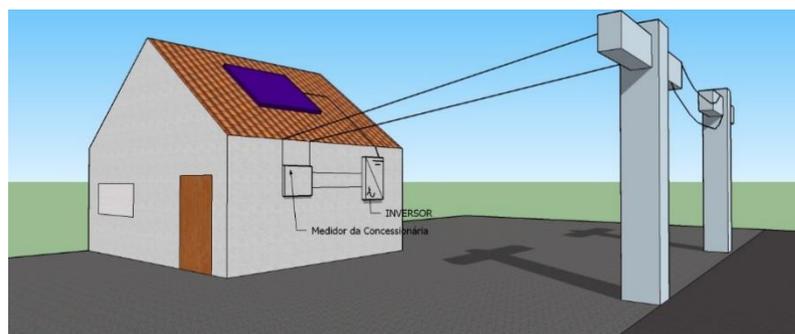
Devido a esses motivos, torna-se necessário a normatização dos equipamentos e de como eles devem ser ligados à rede elétrica, o que resulta nas normas técnicas de geração distribuída que, no Brasil, teve início com a Resolução 482/2012 da ANEEL, publicada em abril de 2012.

### 1.2 Funcionamento do sistema fotovoltaico ligado à rede

Os painéis (ou módulos) fotovoltaicos são os equipamentos responsáveis por transformar a radiação solar em eletricidade, através das suas propriedades de semi-condutor, formados por silício dopado. A corrente elétrica gerada pelos painéis, no entanto, é contínua, enquanto que a maioria dos equipamentos usados no cotidiano funcionam com corrente alternada. O equipamento responsável por transformar a corrente contínua em alternada, assim como ser a “ponte” entre os painéis e a rede elétrica é o inversor.

A energia gerada pelos painéis pode ser consumida instantaneamente se equipamentos estiverem funcionando no local em que o sistema está instalado. O sistema deve ser projetado, no entanto, para gerar, durante o dia, energia suficiente para ser consumida durante a noite, período em que os painéis não funcionam. Essa energia gerada a mais para consumo posterior, antes armazenada em baterias, pode ser injetada na própria rede elétrica local, sendo usada quando necessário. Dessa maneira, a própria rede de distribuição funciona como sua bateria. Para isso, é colocado no local um medidor bidirecional, capaz de medir tanto a energia injetada na rede como a consumida, sendo cobrado apenas o excedente. A figura 3 ilustra a ligação dos equipamentos com a rede elétrica.

**Figura 3: Funcionamento do sistema fotovoltaico ligado à rede**



**Fonte: Autor**

## **2. OBJETIVOS**

### **2.1 Objetivos Gerais**

O objetivo principal deste projeto é estabelecer um comparativo do desenvolvimento solar fotovoltaico na Alemanha e no Brasil.

### **2.2 Objetivos Específicos**

- a) Pesquisar sobre a normatização da tecnologia solar fotovoltaica na Alemanha associada ao incentivo dado pelo governo e suas repercussões;
- b) Pesquisar sobre o uso de energia solar no Brasil, que tipo de incentivo governamental foi dado e suas repercussões;
- c) Comparar as legislações e os incentivos entre Brasil e Alemanha

## 3. HISTÓRICO

### 3.1 Histórico no mundo quanto ao uso da legislação

De acordo com Valkila (2010), um dos mais atuais problemas da sociedade moderna é o processo de mudanças climáticas e suas implicações. Um dos principais motivos para tais alterações no clima é a emissão de gases responsáveis pelo efeito estufa. Omer (2008) afirma que 80% da emissão desses gases está relacionada à produção e ao consumo de energia elétrica. Estima-se ainda, de acordo com a Agência Internacional de Energia (IEA, 2015), que a demanda mundial de energia terá aumentado, aproximadamente, 60% entre 2002 e 2030, representando um aumento anual de 1,7%, o que pode acarretar o aumento do volume de gases poluentes emitidos. A produção de eletricidade utilizando fontes renováveis de energia, limpas, sustentáveis e naturais, é uma das maneiras de diminuir a emissão de gases poluentes e evitar o aquecimento futuramente.

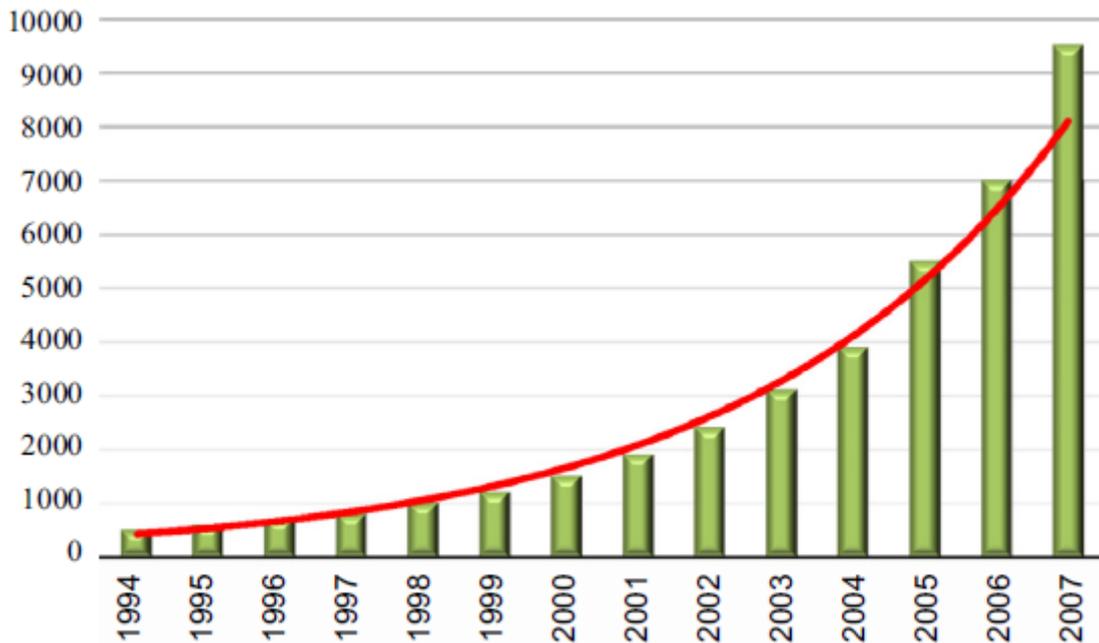
A maioria dos países, atualmente, promovem políticas que incentivam o uso de fontes alternativas de energia. De acordo com o Painel Internacional sobre Energias Renováveis de 2009, dentre os países que mais contribuíram para o desenvolvimento do setor de energia solar fotovoltaica, destacam-se Alemanha, Japão, Espanha e os Estados Unidos. Eles foram capazes de desenvolver políticas em energias estrategicamente voltadas para o crescimento sustentável, aliando a crescente demanda de energia com o incentivo da produção de eletricidade proveniente de fontes renováveis, com preços acessíveis. Dentre as fontes alternativas de energia, destaca-se a energia solar fotovoltaica que, de acordo com a Agência Internacional de Energia, 2015, pode ser responsável por 11% da produção mundial de eletricidade em 2050.

O processo de combater as mudanças climáticas requer políticas que estimulem a produção e o uso de energias renováveis. É importante, para o sucesso dessas políticas, que haja a participação de vários setores que compõem o mercado como, por exemplo, cidadãos, acionistas de empresas interessadas, produtores de energia, cientistas e outros especialistas em energia. Se os congressistas, responsáveis pela formulação da política energética, visam interesses de apenas um desses setores supracitados, a legitimidade das regras fica diminuída, com mais chances de fracasso e de mais difícil implementação (UBA, 2010).

Desde 1994, o mercado de energia solar fotovoltaica no mundo sofreu um grande crescimento de, aproximadamente, um fator de 20, apesar de, nos últimos 10 anos, as políticas de incentivo para seu uso terem diminuído em países como Estados Unidos, Holanda, Áustria

e Alemanha. Ao fim de 2007, a potência instalada de sistemas fotovoltaico no mundo alcançou o valor de 9.200 MW sendo que uma grande proporção de 74% foi instalado somente na Alemanha e Itália. Somando-se os Estados Unidos, Japão e França, a proporção desses cinco países é de 93% (MOOSAVIAN et. al, 2013).

**Figura 4: Potência de sistemas fotovoltaicos acumulados no mundo**



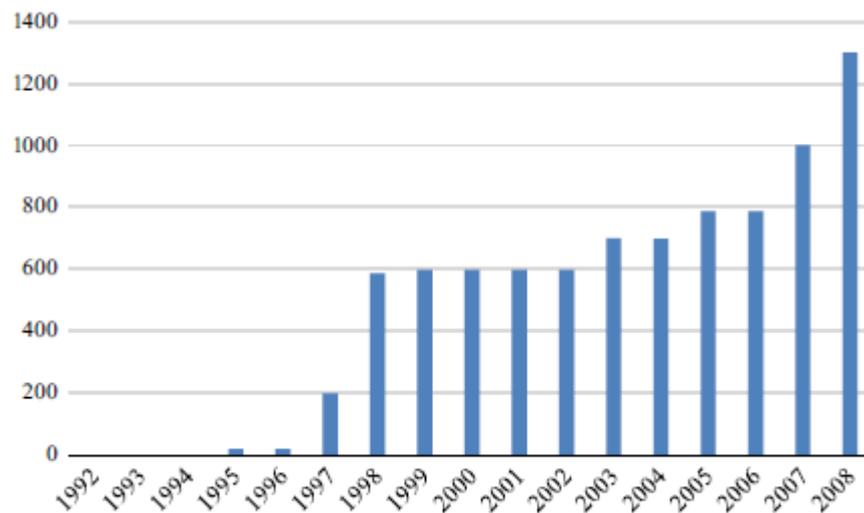
**Fonte: Moosavian et. al, 2013**

Para que o mercado de energia solar fotovoltaica no mundo conseguisse crescer em tal ritmo, foi necessário que uma variedade de políticas de incentivos como a “*feed-in-tariff*” (FIT), “*renewable portfolio standart*” (RPS), “*investment tax credits*” (ITC), além de leis sobre os preços praticados, incentivos de produção, cotas, sistemas de trocas, etc. fossem adotadas em diferentes países. Desses, os mais utilizados foram a FIT e o RPS, sendo que ainda há debate sobre a eficiência de cada um, partindo do princípio que a escolha deve ser feita entre um deles. (MOOSAVIAN et. al, 2013). Ainda de acordo com Ekins (2004), “Nenhum modelo ótimo surgiu ainda e, provavelmente, nenhum surgirá, devido a diferentes contextos históricos e culturais de cada país.

Na Austrália, por exemplo, o mercado para instalações de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, que continua crescendo, foi o maior mercado do mundo em 2010. A maioria das instalações se beneficiou da política FIT, tendo como principal aplicação os telhados de residências privadas. Posteriormente foi aplicado um sistema de “créditos

solares”, em que o excedente de energia poderia ser utilizado posteriormente pelos clientes. Mais de 79 MW foram instalados em 2009 na Austrália, valor 3,5 vezes maior do que o instalado em 2008, sendo que 87% dessa potência são de sistemas conectados à rede. Em 2013, a Austrália já possuía uma potência instalada de sistemas fotovoltaicos de 571 MW. (MOOSAVIAN et. al, 2013).

**Figura 5: Potência fotovoltaica ligadas a rede acumulada na Austrália (MW)**



**Fonte: Moosavian et. al, 2013**

O Canadá, cuja potência fotovoltaica instalada acumulada em 2009 chegou a 94,57 MW, valor 2,9 vezes maior do que em 2008, também se beneficiou da FIT, lançada em 2006 e expandida em 2009. Em dezembro de 2010, o governo recebeu 3.656 pedidos de inserção no programa, representando uma potência de 4,9 GW. Os sistemas “*off-grid*”, isto é, os sistemas que não estão ligados à rede elétrica representam apenas 11% da potência acumulada, uma vez que não há nenhum tipo de incentivo para esses sistemas. (IEA, 2009).

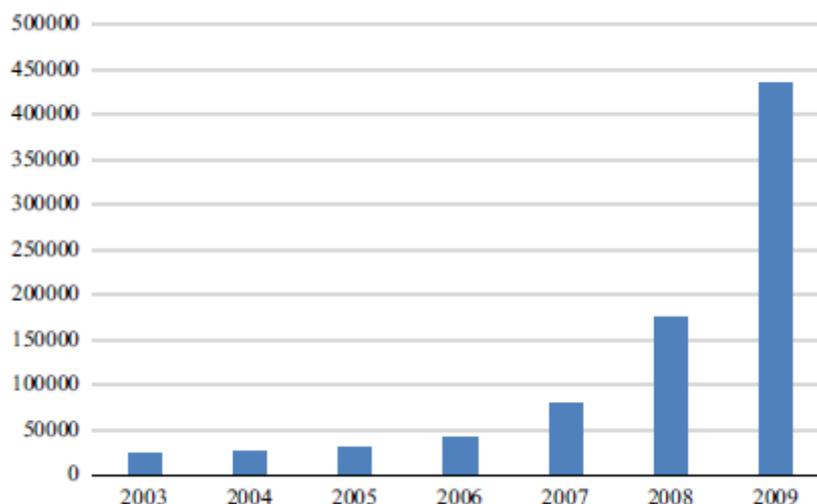
A China, país que mais cresceu economicamente nas últimas três décadas, estabeleceu, em 2007, uma modesta meta de instalar 1,8 GW de energia solar até 2020. Devido aos incentivos e ao grande crescimento do setor no país, esse valor está sendo revisado e espera-se que chegue a 20 GW. O programa “telhados de ouro”, anunciado em março de 2009, dá um subsídio de \$ 2,93/watt para sistemas fotovoltaicos instalados em telhados e que tenham potência acima de 50 kW, o que pode representar mais do que a metade do custo de aquisição e instalação do sistema. Além disso, um sistema FIT que pagava \$ 0,16 por kWh injetado na rede foi anunciado. Outro importante programa chinês é o “Sol de

Ouro”, destinado a projetos de, no mínimo, 300 MW. Esse incentivo fornece até 50% gastos com o projeto que incluem gastos com linhas de transmissão e distribuição para a conexão com a rede (esse incentivo pode chegar a 70% para regiões mais afastadas). (MOOSAVIAN et. al, 2013).

O Japão, país que possuía, aproximadamente, 3,5 GW de sistemas fotovoltaicos conectados na rede em 2010, lançou um subsídio, em novembro de 2009, no qual obrigava as distribuidoras de energia elétrica a comprar a energia excedente injetada na rede pelos produtores de sistemas de até 500 kW, sendo pago, para sistemas de até 10 kW, o dobro do preço a que era vendida para os consumidores, resultando em um enorme crescimento do mercado. (MOOSAVIAN et. al, 2013).

A França, país que ocupava em 2009, a quinta posição para a produção de energia solar fotovoltaica no mundo, possuía, de acordo com o seu Sindicato de Energias Renováveis (*Syndicat des Energies Renouvelables*), ao fim do ano, uma potência instalada acumulada de sistemas fotovoltaicos de mais de 430 MW. Instituído pelo governo francês desde julho de 2006, o sistema FIT obriga as distribuidoras francesas a comprar o excedente por valores determinados pelo governo, mas que deve ser acima do valor pago pelos clientes pelo kWh quando comprados das distribuidoras. Outros incentivos também são dados, como uma linha de crédito especial que financia até 50% do valor do sistema para projetos de até 3 kWp com juros abaixo dos praticados pelo mercado. Esse financiamento, no entanto, não poderia se acumular com o incentivo da FIT, devendo o consumidor escolher que tipo de subsidio gostaria de utilizar (SOLANGI, et. al, 2010).

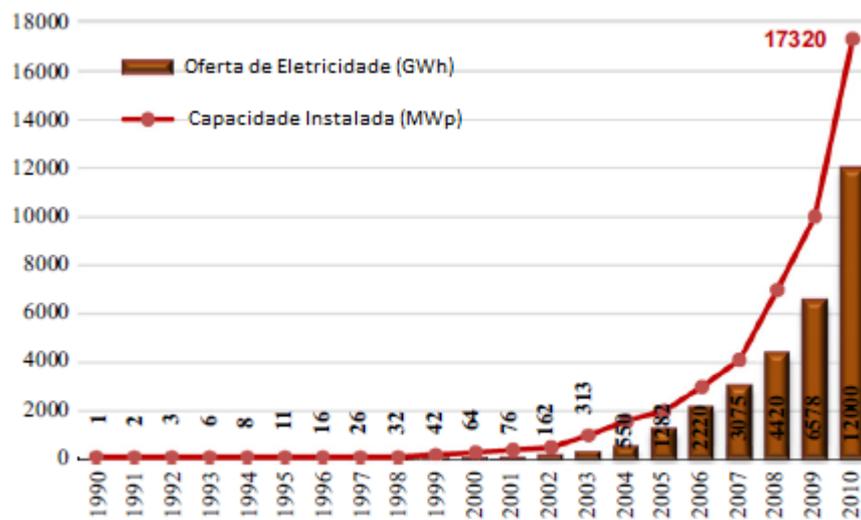
**Figura 6: Potência fotovoltaica acumulada na França (kW)**



**Fonte: Moosavian et. al, 2013**

A Alemanha, líder mundial no mercado de energia solar fotovoltaico, está comprometida com uma meta de possuir, em 2020, uma potência acumulada instalada de 51 GW. (SOLANGI, et. al, 2010) Sua políticas e incentivos, copiados por outros países da Europa e do mundo, são exemplificadas no próximo tópico deste trabalho. A figura 7 mostra como foi o desenvolvimento da tecnologia alemã ao longo de 20 anos. É possível notar que em 2002, início dos subsídios fiscais para a tecnologia fotovoltaica, o crescimento segue uma tendência exponencial.

**Figura 7: Capacidade instalada e oferta de energia fotovoltaica na Alemanha**



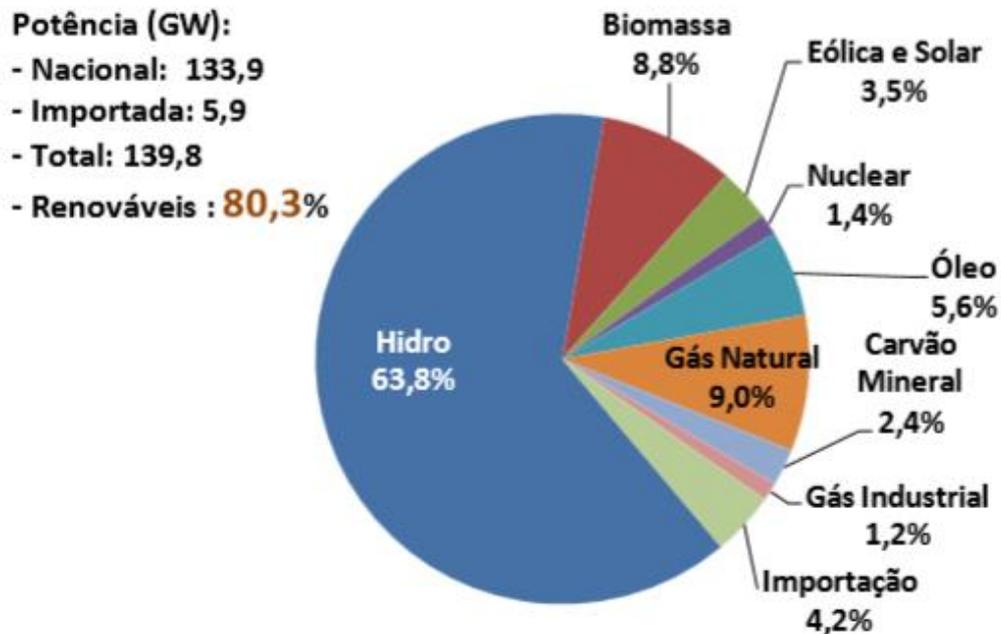
**Fonte: Moosavian et. al, 2013, adaptado**

Nos Estados Unidos, foram instalados 918 MW de geração fotovoltaica em 2010, gerando uma potência acumulada instalada de 2,5 GW, representando um crescimento de 97% em relação ao número de instalações do ano anterior. Para que tal crescimento fosse possível, destaca-se, principalmente, uma política federal de estímulo ao setor que fornecia um crédito para financiamento a juros abaixo dos praticados pelo mercado de 30% do valor do sistema. Esse crédito se aplicava tanto para sistemas comerciais como para sistemas residenciais.

### 3.2 Histórico no Brasil

A matriz energética brasileira em 2014 era e prevalece até hoje, de acordo com a ANEEL, predominantemente hídrica, como mostra a figura 8. Como se pode notar, era nula a participação da tecnologia fotovoltaica naquele ano.

**Figura 8 – Oferta de Potência de Geração Elétrica (2014) em %**



**Fonte: Ministério de Minas e Energia (MME) – 2015**

Foi ainda em 2002 que o Brasil sofreu com “apagões”, quedas de energia elétrica resultantes das baixas precipitações nos principais reservatórios que abasteciam as hidrelétricas. Com o objetivo de amenizar o problema da falta de energia e também da falta de acessibilidade de energia, principalmente em zonas rurais, algumas iniciativas envolvendo energia solar fotovoltaica foram desenvolvidas através de parcerias de instituições e concessionárias de energia. Dentre esses programas, cita-se, por exemplo, o Programa Luz do Sol, na região Nordeste e o programa Luz no Campo no âmbito nacional. (FLANAGEN & CUNHA, 2002).

A primeira iniciativa nacional, no entanto, que resultou no real uso de energia solar fotovoltaica, foi o Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios (PRODEEM), estabelecido em dezembro de 1994. Através deste programa, considerado um dos maiores programas de eletrificação da zona rural desenvolvido em países subdesenvolvidos utilizando energia solar fotovoltaica, foram instalados aproximadamente

nove mil sistemas fotovoltaicos, tanto de geração como de bombeamento de água. Os sistemas, implantados em todos os estados do país com uma maior quantidade nas regiões Norte e Nordeste, foram instalados entre junho de 1996 e dezembro de 2001. (GALDINO & LIMA, 2002).

Considerado o maior programa, no Brasil, de incentivo às energias alternativas, o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia (PROINFA) foi estabelecido pelo Ministério de Minas e Energia em abril de 2002 pela lei nº 10.438 e revisada pela lei nº 10.762, de novembro de 2003. A energia solar fotovoltaica, no entanto, não foi contemplada pelo PROINFA, que citava as pequenas centrais hidrelétricas (PCH's), biomassa e eólica. Dentre as principais razões para tal, destaca-se o preço elevado da tecnologia na época, sendo competitiva apenas em lugares remotos onde não havia rede elétrica (MME, 2005).

Em 2007, foi desenvolvido o Projeto de Lei Federal nº 1563/07 que tinha como principal objetivo desenvolver o uso de energias alternativas que, até o momento, eram usadas apenas para geração de médio porte conectada ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Tal projeto, que contemplava como energias alternativas as do tipo hidráulico, das ondas, das marés, solar e geotérmica, além das já consideradas pelo PROINFA, desenvolve programas que promovem o uso de energias alternativas, a universalização do fornecimento, a geração distribuída e a racionalização da energia elétrica, além de sugerir a criação de programas como o FAIS – Programa de Fontes Alternativas para Sistemas Isolados, o PAES – Programa de Aquecimento de Água por Energia Solar e o PGD – Programa de Incentivo à Geração Distribuída (VARELLA et. al, 2008).

De acordo com a constituição brasileira, no entanto, para que um P.L. (Projeto de Lei) se transforme em lei e entre em vigor, este deve ser apreciado nas duas Casas Legislativas (Câmara dos Deputados e Senado Federal) e sancionada pelo Presidente de República. Caso alguma alteração seja feita durante a apreciação, o P.L. então volta e sofre nova apreciação. Por este motivo, apesar de ter início em 2007, apenas em 2012 a geração distribuída de energia fotovoltaica é oficializada no Brasil com a resolução 482 da ANEEL, de abril de 2012.

Por possuir um abundante recurso hidrológico, devido à sua geografia, o Brasil possui uma das maiores capacidades elétricas instaladas, gerando energia através das hidrelétricas. Em 2001 de acordo com o Ministério de Minas e Energia (MME), a capacidade instalada no Brasil era de 72,81 GW, sendo que 65,555 GW, aproximadamente 90%, eram provenientes das hidrelétricas. Ainda de acordo com o relatório do MME, existe um potencial

de 200 GW a serem desenvolvidos a partir de fontes hídricas, localizado em sua maioria, no Norte do país, que podem ser adicionados à rede, tanto para aumentar a oferta como para complementá-la em períodos irregulares de precipitações, já que, no sistema hidrográfico brasileiro, enquanto as regiões Norte e Sul enfrentam estações secas, regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste recebem altos níveis de precipitação, e vice-versa (MME, 1999).

Essa compensação elétrica regional sazonal, no entanto, não funciona se a rede elétrica do país for, como era até a 1999, formada por grandes redes regionais não conectadas. Em 1999, as grandes malhas elétricas do Brasil foram unidas, formando uma só rede, tornando 98% do mercado de energia elétrica um grande sistema interconectado.

Um sistema elétrico que era baseado em grandes hidrelétricas era formado por um robusto sistema de transmissão e distribuição, sendo necessário processos de planejamento e operação. Na época, foi consenso que um monopólio vertical, diretamente regulado pelo governo seria mais eficiente. Isso resultou, em 1961, na criação da ELETROBRAS, agência governamental responsável pelo planejamento e desenvolvimento de expansão integrada. Suas subsidiárias (Companhia Hidroelétrica do São Francisco – CHESF; Furnas Centrais Elétricas S.A.; Centrais Elétricas do Sul do Brasil S.A. – Eletrosul; Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. – Eletronorte; Espírito Santo Centrais Elétricas S.A. – Escelsa e Light Serviços de Eletricidade S.A.), operam em todo o território nas áreas de construção, geração, transmissão e distribuição (TRADE GUIDE, 2002).

Com o desenvolvimento do país, a demanda por energia elétrica foi aumentando cada vez mais. Para suprir essa tendência, concessionárias tomaram medidas que não tinham como principal preocupação o uso eficiente dos recursos naturais do país. O capital necessário para a expansão resultante do aumento da demanda tinha três origens: aumentos tarifários, financiamento governamental e empréstimos obtidos no mercado internacional (TRADE GUIDE, 2002).

Em 1995, uma crise estrutural se instalou no setor energético brasileiro com obras paralisadas, tarifas desatualizadas e, como consequência, falta de incentivos a investimentos e, devido à crise econômica em que o país se encontrava, com a implantação de um novo sistema econômico, falta de poder aquisitivo do estado para tais investimentos.

O Plano Real, implantado no governo do então presidente Fernando Henrique Cardoso, principiou novos padrões de consumo, aumentando significativamente o uso de

energia elétrica devidos ao aumento do uso de aparelhos eletrônicos por todas as classes sociais (Trade Guide,2002). Aliado a isso, durante os últimos 40 anos a população brasileira tinha triplicado e agora se concentrava nos centros urbanos e industriais (75% da população brasileira estava nas cidades – em 1970 a população urbana ultrapassou a rural) (IBGE).

A reestruturação do sistema energético no Brasil era, portanto, inevitável e foi desenvolvida para diminuir o risco de falta de energia, aumentar a competição e a eficiência do sistema, produzir incentivos para novos investimentos, garantir melhor serviço com melhor qualidade e custo e diversificar a matriz brasileira.

Até a metade da década de 90, de acordo com relatórios do MME, as principais características do setor energético brasileiro eram:

- ✓ Monopólio em todos os segmentos: geração, transmissão, distribuição e comercialização;
- ✓ Caráter estatal, onde o estado controlava tudo e praticamente não havia participação do mercado privado;
- ✓ Operações verticais com as indústrias podendo atuar em todas as áreas do setor como, por exemplo CESP, CEMIG, COPEL, etc.;
- ✓ Completamente regulado, não existindo qualquer tipo de competição entre as empresas do setor;
- ✓ Centralizado. Todo o planejamento, financiamento, expansão e operação eram tarefas do estado através da Eletrobrás;
- ✓ Conflitos regulatórios. As atividades de fiscalização inspeção e auditoria eram feitas pelo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), uma autarquia governamental com poderes limitados, não exercendo muita influência no setor;
- ✓ Igualdade tarifária. Existia uma única tarifa geral para o país com mecanismos de compensação financeira para compensar as diferenças regionais;

Um novo sistema, proposto em 1995, possuía as seguintes características de acordo com o MME:

- ✓ “Tornar competitivo o que desse sempre que possível”. Com essa ideia, o novo sistema promoveria imediata competição nos setores de geração e comercialização. Além disso, a exploração de recursos naturais para geração deveria ser feita através de licitação;
- ✓ Sistemas de transmissão e distribuição deveriam ser regulados pelo estado;

- ✓ Sistema segmentado com normas técnicas bem definidas para os setores de geração, transmissão, distribuição e comercialização;
- ✓ Participação do setor privado no mercado através, principalmente, de privatizações;
- ✓ Com o surgimento de novas empresas no setor, a Eletrobrás diminuiria suas atividades aos poucos até ser eliminada;
- ✓ Surgimento de novos agentes como, por exemplo: Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), Mercado Atacadista de Energia (MAE) e a Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia (APINE);
- ✓ Criação da ANEEL, uma agência regulatória totalmente independente, com um orçamento separado, com a função de regular, supervisionar e auditar, com poderes para permitir concessões e autorizações;
- ✓ Aos setores regulados de transmissão e distribuição são atribuídas tarifas e aos setores não regulados, geração e comercialização, os preços são livres;
- ✓ Acaba a tarifa única com compensações regionais, fazendo com que cada região tenha seu valor tarifário, baseado no estímulo à expansão nos setores de transmissão e distribuição;

Ao longo nos anos seguintes, durante a segunda metade da década de 90, as novas regras acima foram sendo implantadas através de licitações (onde necessário) e através de leis, como por exemplo a Lei nº 1.699, que criava a ANEEL.

## 4. O SISTEMA ALEMÃO DE ENERGIA SOLAR FOTVOLTAICA

Maior consumidor de eletricidade do continente Europeu, a Alemanha teve, nas últimas décadas, um grande crescimento em sua produção de energia através de fontes renováveis de, aproximadamente 3% em 1990 para 20% em 2011. Para a energia solar fotovoltaica, o crescimento foi de 24.700 vezes, passando de 0,1 GW instalados em 2000 para 24,8 GW instalados em 2011. A média de participação da energia solar fotovoltaica na matriz energética alemã, que tem como principal fonte a energia térmica (combustão), em 2011, foi de 3,2%, chegando, no entanto, a 19% em determinadas horas do dia dos meses mais propícios para a geração (TVETEN et al, 2013).

Dentre os motivos para esse crescimento da energia solar fotovoltaica na Alemanha, além da queda dos preços dos equipamentos, destaca-se um incentivo governamental chamado FIT, do inglês “*feed-in tariff*” (tarifa paga sobre o excedente gerado pelos produtores, geralmente acima do valor de mercado do kWh). Essa política governamental, decisiva para a popularização da tecnologia, permite a comercialização da energia extra gerada pelos produtores residenciais para as distribuidoras, estimulando assim financeiramente a população pelo investimento.

Nos anos anteriores a 2000, o desenvolvimento da energia solar fotovoltaica na Alemanha não dependia do FIT, mas sim de fundos de P&D, de pequenas iniciativas esporádicas e de dois programas, o “1.000” e o “100.000” telhados. Em 1991, a primeira lei que tratava da comercialização da energia fotovoltaica pelo consumidor, (“*Feed-in Law*”, em inglês e “*Stromeinspeisungsgesetz*”, em alemão, foi a primeira lei que autorizava o pagamento pela distribuidora de energia extra injetada na rede pelos produtores) foi aprovada por uma coalisão do Partido Democrático Cristão (CDU) e o Partido Democrático Liberal (FDP) que governava na época. Essa primeira tentativa, no entanto, não obteve sucesso em desenvolver o uso da tecnologia solar fotovoltaica, uma vez que a remuneração correspondia a aproximadamente 90% do preço de aquisição do sistema, não sendo, portanto, financeiramente atrativo (HOPPMANN et al, 2014).

Com o argumento de que não era rentável para o governo e que futuras intervenções no mercado deveriam ser evitadas, a coalisão CDU/FDP, durante seu tempo no

poder, impôs qualquer aumento do FIT para a tecnologia fotovoltaica, argumentando que, devido ao estágio inicial da tecnologia fotovoltaica, esse dinheiro era melhor aplicado em P&D de sistemas fotovoltaicos. Partidos de oposição como o Partido Democrático Social (SPD) e o Partido “Greens” (Verdes), no entanto, argumentavam que a melhor maneira de fazer com que o preço dos sistemas fotovoltaicos caísse era a popularização da tecnologia, criando uma economia de mercado. Seu argumento era embasado com o fato de que Japão e Estados Unidos já possuíam políticas que estimulavam o uso da tecnologia fotovoltaica existente e, caso não fizessem o mesmo, os alemães poderiam perder a “corrida” internacional de desenvolvimento da indústria FV (fotovoltaica) (HOPPMANN et al, 2014).

Apenas em 1998, quando a coalisão CDU/FDP foi substituída pela SPD/Greens no poder, uma nova lei foi criada, a “Lei de Fontes de Energias Renováveis”, do alemão “*Erneuerbare Energien Gesetz*” (EEG). Passando a funcionar a partir de primeiro de abril de 2000, essa lei, que continha 12 artigos, garantia a produtores de eletricidade FV uma conexão com a rede elétrica caso fosse necessário e economicamente vantajoso. (HOPPMANN et al., 2014).

Funcionava da seguinte maneira: a distribuidora de eletricidade era obrigada a comprar, na época por €\$ 0,51/kwh, pelos 20 anos seguintes, a eletricidade produzida e injetada por produtores de energia fotovoltaica na rede. Esse valor era considerado acima do custo/kwh que o produtor tinha. Esse custo extra que a distribuidora tinha, subtraído do valor pago pelos produtores pela energia que usavam, era então repassado aos demais consumidores residenciais e industriais que não participavam da geração distribuída. Nota-se então que, além de incentivar os produtores fotovoltaicos lhes dando uma remuneração, o sistema incentivava quem não fosse ainda, a virar produtor aumentando a sua tarifa.

Essa nova lei continha ainda a condição de que, para as distribuidoras que tivessem mais de 50% de sua energia vinda de fontes renováveis, não seria necessário repassar os custos extras para os demais consumidores. Também estava previsto um valor de remuneração para os novos produtores que diminuía de 5% por ano, a partir de 2002, devido à diminuição do preço dos sistemas fotovoltaicos. (HOPPMANN et al, 2014).

Essa lei que passou a valer a partir de 2000, no entanto, encontrava dois obstáculos. O primeiro era que, de acordo com Lang (2015), para limitar o acréscimo da tarifa para os demais consumidores que não eram produtores, principal preocupação dos partidos de

oposição e demais consumidores, existia um limite de energia que a distribuidora poderia comprar de fontes renováveis de 350 MW. Simultaneamente, para evitar que poucos produtores de energia concentrassem todo o incentivo, existiam limites de 5 MW para sistemas fotovoltaicos e 100 KWp para os demais sistemas renováveis. Especialistas viam essas limitações como prejudiciais ao objetivo de liderar o mercado mundial de energia renovável. O segundo problema era justamente o aumento da tarifa para os demais produtores que, de acordo com Lang (2015), passou de €\$ 0,2/Kwh em 2000 para €\$ 0,4/kwh em 2004, o que representa um aumento de 100% em apenas dois anos.

Na tentativa de amenizar esses problemas, o congresso alemão aumentou, em 2002, o limite de compra de energia proveniente de fontes renováveis para 1000 MW. Além disso, em julho de 2003, foi aprovada uma emenda que limitava o EEG (do alemão Erneuerbare-Energien-Gesetz), isto é, a taxa extra que consumidores tinham que pagar para “sustentar” o incentivo às fontes renováveis, para grandes consumidores que competiam internacionalmente e que tinham um consumo de eletricidade superior a 100 GWh e que seus custos com eletricidade ultrapassavam 20% do custo total, para €\$ 0,05/KWh. Ainda em 2003, no mês de dezembro, o congresso remove completamente os limites impostos quanto à quantidade máxima de energia vinda de fontes renováveis que as distribuidoras poderiam comprar e também a potência máxima que cada sistema pode ter (HOPPMANN et al, 2014).

As leis que estavam em vigor desde 2000 foram, em julho de 2004, substituídas por uma nova lei, agora com 21 artigos, que descreviam os processos de remuneração e ligação com a rede elétrica. Essa revisão, que estava prevista na lei de 2003, teve como objetivo garantir um alto investimento no setor fotovoltaico. A partir dessa revisão, aumentou o número de companhias que tinham seu valor de EEG limitados. Empresas que usavam mais de 10 GWh e que os custos com energia representavam mais de 15 % do seu custo total passaram a integrar esse grupo. (HOPPMANN et al, 2014).

Como planejado pelo governo alemão, o aumento da remuneração para os consumidores que produziam sua própria energia através de sistema solar fotovoltaico e conectavam-se à rede através da geração distribuída e a ausência de limites de potência instalada por telhado, resultou em um “boom” do setor no país. A potência instalada subiu de 435 MW no fim de 2003 para aproximadamente 6 GW no fim de 2008, representando um aumento de quase 1.280 %. Com essas medidas o governo alemão conseguiu, ainda em 2007,

alcançar as metas de uso de energia solar fotovoltaica, previsto para 2010, além de reduzir a emissão de CO<sub>2</sub> com o desligamento de algumas térmicas. (HOPPMANN et al, 2014).

Além disso, foi notável nesse período o número de empregos diretos e indiretos gerados pelo mercado de energia solar fotovoltaico. Surgiram, por exemplo, fábricas de equipamentos necessários para o sistema, gerando empregos tanto nas próprias fábricas quanto para as empresas fornecedoras de matéria prima e serviços. Mais diretamente, surgem, por exemplo, os cargos de projetista, instalador, especialistas em manutenção, consultor, além de professores, devido aos vários cursos que surgiram para que fosse feita a capacitação desse pessoal.

Os partidos Verde e SPD, desenvolvedores das leis que regularizavam o mercado fotovoltaico a partir de 2000 conseguiam, até 2006, justificar os altos custos com essa tecnologia com os argumentos de efeitos positivos para a economia e o meio ambiente, além do aspecto social. Partidos da oposição, no entanto, destacavam que o dinheiro público já havia sido usado no passado para estimular uma fonte de energia – a nuclear – e que outros segmentos de energia deveriam se desenvolver sozinhos, isto é, sem incentivos públicos.

Como resultado do “boom” de energia solar fotovoltaica que ocorreu entre 2004 e 2008, os custos repassados ao consumidor cresceram significativamente, tornando-se esse o principal foco das discussões entre os partidos no congresso. Em 2008, por exemplo, o custo extra devido ao pagamento das tarifas aos produtores chegou à casa dos 2 bilhões de euros, um aumento de 600% em relação à 2004. A oposição argumentava ainda que o custo com os equipamentos do sistema fotovoltaico diminuiu, devido às inovações e a economia de escala, em uma taxa maior do que as tarifas pagas aos produtores, o que resultou em um lucro alto para fabricantes de módulos fotovoltaicos e produtores. (HOPPMANN et al, 2014).

Em 2009, uma nova lei foi sancionada que continha artigo específico para amenizar esses altos lucros obtidos anteriormente. Estabelecia-se um limite para os custos adicionais para os demais consumidores e, mais significativamente, foi estabelecida uma regressão do preço das tarifas pagas aos novos produtores de acordo com a capacidade instalada no ano anterior, substituindo a regressão de 5% por ano antes usada. Apesar da redução da remuneração para novos sistemas instalados, o mercado fotovoltaico continuou apresentando alto crescimento devido, principalmente, à diminuição dos preços dos equipamentos que compõe o sistema causados pela oferta da produção em massa chinesa e da

queda do preço da matéria prima dos painéis (silício), indo de €\$ 4225/KWp em 2008 para €\$ 3000/KWp, o que representa uma queda de 29%. Aliado também à oferta de módulos vindos do mercado espanhol para baixar os preços, foi instalado na Alemanha, em 2009, 3,8GW. (HOPPMANN et al, 2014).

Pode-se notar, portanto, que apesar da gradual redução dos incentivos pagos aos novos produtores FV nesse período, o lucro das empresas do setor ainda era alto, principalmente para os setores de projeto, instalação, manutenção e consultoria. Já as empresas alemãs que produziam os módulos e inversores tiveram uma redução no seu lucro, visto que o mercado estava com uma grande oferta de equipamentos chineses e espanhóis, fazendo com que o preço caísse. (Autor)

Em setembro de 2009, os partidos conservadores e até então opositores chegam novamente ao poder. Como primeira medida, o novo governo cortou em 20% os incentivos pagos aos novos produtores de energia solar fotovoltaica. Os partidos antes no poder, e agora oposição, foram contra essa redução dramática, argumentando que poderia prejudicar o setor fotovoltaico e, alegando também que o lucro das empresas nesse setor não era tão alto quanto o das distribuidoras de energia elétrica. O governo, no entanto, formado pelos partidos CDU/FDP, não se convenceu e manteve as reduções das taxas pagas aos novos produtores em julho de 2010, o que não reduziu o aquecimento do setor, instalando 7,4GW em 2010 e 7,5GW em 2011. (HOPPMANN et al., 2014).

As regras que passaram a valer a partir de 2012 continuavam com as taxas para grandes empresas, o que fazia com que o custo para o consumidor comum aumentasse, o que foi alvo de questionamento da oposição. Esse, no entanto, não era o maior tema da discussão política, mas sim, como integrar à rede elétrica uma crescente fonte de energia, que é intermitente, sem causar instabilidade a mesma e como acabar, eventualmente, com os incentivos pagos (FIT) uma vez que o preço competitivo no mercado seja alcançado. Ainda nesse ano, uma nova lei, agora com 88 artigos, obrigava os novos produtores a possuir um sistema de desconexão remota, para que o operador da rede pudesse desconectá-lo no caso de instabilidade. Além disso, foram oferecidos bônus para clientes que gerassem e consumissem sua própria energia através de armazenagem com baterias. Com isso, o governo pretendia incentivar o uso de energia fotovoltaica com o uso de baterias (HOPPMANN et al, 2014).

O sistema (FIT) alemão, portanto, considerado um sucesso e copiado por vários países, passou por várias mudanças legislativas ao longo dos anos. Apesar de parecer que a maior parte das mudanças tem caráter político – e de fato, algumas tem, como o fato de ir aumentando aos poucos até remover o limite de potência instalada em cada residência, demonstrando que o governo ainda estava analisando se os incentivos vingariam - algumas mudanças foram ocasionadas devido à evolução tecnológica. O lucro alto, por exemplo, das empresas no início dos anos 2000, foi resultado de uma redução não esperada no preço dos sistemas, resultantes da crescente maturidade do mercado, onde, além de módulos e inversores com eficiência maior e mais resistentes, instalações eram feitas cada vez mais rápido e melhor, o que resultou na produção em massa e na consequente redução dos preços dos sistemas.

## **5. SETOR ENERGÉTICO BRASILEIRO**

### **5.1 Desenvolvimento do Setor de Energias Renováveis**

O setor energético brasileiro passou, no início do século XXI, por uma crise de abastecimento, resultante dos baixos volumes de chuva nos meses anteriores, fazendo com que as represas que abasteciam as hidrelétricas chegassem em níveis alarmantes. Essa crise energética apresentou para o Brasil um cenário em que sua matriz energética, totalmente dependente de precipitações nas hidrelétricas, deveria ser diversificada para garantir a segurança no abastecimento. Por outro lado, a crise financeira desencadeada pela crise energética, impossibilitou qualquer tipo de investimento em energias alternativas que estavam sendo discutidas anteriormente, o que voltou a acontecer com o fim do racionamento de energia em março de 2002.

### **5.2 Energia Solar Fotovoltaica**

A geração de energia através de sistemas fotovoltaicos no Brasil vem se tornando cada vez mais atrativo devido, principalmente, a combinação de três fatores: o aumento considerável nas tarifas de energia elétrica (aumento de 50% em 2015), a favorável radiação solar no Brasil (de 1500 a 2200 Kwh/m<sup>2</sup>/ano) e a redução do preço dos sistemas no mercado internacional, que reduziu de, aproximadamente, U\$ 23/W em 1980, para U\$ 1/2012). (JANNUZI & MELO, 2013).

Foram implantados no Brasil alguns programas com o objetivo de incentivar o uso de energia solar fotovoltaica, dentre os quais, se destacam:

#### **5.2.1 PRODEEM**

O Programa de Desenvolvimento Energético dos Estados e Municípios, subordinado ao Ministério de Minas e Energia, criado em 1994 tem como principal objetivo a instalação de sistemas rurais de energia solar fotovoltaica, isto é, incentivava a instalação em áreas remotas onde a rede de distribuição convencional não abrange. É o maior programa de incentivos brasileiro em relação à capacidade instalada, sendo mais U\$ 30 milhões investidos em 9.000 sistemas até 2001. De 2001 até 2003, a estimativa de investimento era de U\$ 150 milhões. Até 2001, aproximadamente 50.000 escolas públicas isoladas tinham sido

contempladas pelo programa. Além disso, também foram criados sistemas para bombeamento de água. (ANEEL, 2002)

Apesar de o programa contemplar o uso de qualquer energia renovável local, o programa prioriza o uso de energia solar fotovoltaica. A tabela 1 resume as potências instaladas durante as fases do programa:

**Tabela 1 – Potências instaladas durante o PRODEEM**

Sistemas	Fase 1		Fase 2		Fase 3		Fase 4		Fase de Emergência		Fase 5		Total	
	Nº	Kwp	Nº	Kwp	Nº	Kwp	Nº	Kwp	Nº	Kwp	Nº	Kwp	Nº	Kwp
Bomba d'água	54	78	129	211	176	135	1240	696	800	235			2449	1335
Iluminação pública	137	7,5	242	17	-	-	-	-	-	-			379	245
Sistemas de Geração	190	87	387	200	677	419	1660	972	-	-	3000	2172	5914	3850
<b>TOTAL</b>	<b>383</b>	<b>187</b>	<b>808</b>	<b>428</b>	<b>853</b>	<b>554</b>	<b>2900</b>	<b>1668</b>	<b>800</b>	<b>235</b>			<b>8742</b>	<b>5229</b>

**Fonte: Trade Guide, 2002**

Inteiramente administrada pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), a primeira fase do PRODEEM, realizada em 1996, na área de sistemas de geração, tinha como estratégia dimensionar projetos individuais levando em consideração o consumo diário, (Wh/dia), a máxima potência esperada (W), a quantidade de dias de autonomia e a radiação média solar no plano horizontal, medida em Kwh/m<sup>2</sup>.dia, dados que eram medidos e catalogados por técnicos do PRODEEM e da CEPEL. A variável de autonomia, no entanto, era fixada em dois dias para todos os empreendimentos, exceto em hospitais, onde a

autonomia projetada era de três dias. Os sistemas, projetados principalmente para cargas corrente contínua, tinham uma voltagem nominal de 12V. Em lugares onde era necessária uma pequena potência em corrente alternada, para, por exemplo, ligar refrigeradores ou televisões, eram instalados pequenos inversores de 250W. (GALDINO & LIMA, 2002)

Aberta uma licitação com as informações acima, os participantes deveriam submeter seus projetos atendendo à algumas exigências técnicas fixadas pela CEPEL/CRESESB como, por exemplo, os parâmetros de eficiência “coulombica” e perdas nos fios. Além disso o sistema deveria ter uma vida útil de 4 anos. (GALDINO & LIMA, 2002).

Dentre os principais problemas observados nesses sistemas de geração durante a primeira fase, de acordo com Galdino & Lima, 2002, destacam-se:

- ✓ A voltagem fixada em 12V em corrente contínua, o que era um problema para sistemas maiores, que tinham que fazer associações em paralelo para conseguir a corrente necessária;
- ✓ As lâmpadas fluorescentes de 12V de corrente contínua não tinham a mesma qualidade da sua equivalente em corrente alternada, além de serem caras e difíceis de encontrar no Brasil na época;
- ✓ Baterias de 6V que eram usadas também eram difíceis de encontrar no país;
- ✓ Os micro inversores de 250W não tiveram um funcionamento satisfatório. Projetados para ligar, em corrente alternada, pequenos refrigeradores, televisores de até 20’, decodificadores de antenas parabólicas, vídeos cassetes e outros pequenos aparelhos eletrônicos, muitas vezes a corrente na saída não era suficiente para alcançar a corrente de partida dos aparelhos;
- ✓ A maioria dos sistemas serem instalados pela CEPEL mostrou-se impraticável, mesmo considerando-se que poucos sistemas foram instalados;

Em relação aos sistemas de bombeamento de água, chamados de bombas solares, ainda na Fase I do PRODEEM, a estratégia seguida pela CEPEL era semelhante à praticada para os sistemas de geração. Os parâmetros, medidos e arquivados por técnicos da CEPEL e do PRODEEM, necessários para o dimensionamento eram o volume de água necessário por dia ( $m^3/dia$ ), o tipo de bomba, se submersa ou de superfície, a radiação solar ( $Kwh/m^2/dia$ ) no plano horizontal onde seria instalado o painel. De maneira semelhante, os participantes da

licitação tinham seus projetos analisados pela equipe técnica. Os principais problemas foram: (GALDINO & LIMA, 2002)

- ✓ As informações sobre o local da captação de água eram imprecisas em lugares remotos e, por esse motivo, vários projetos precisaram ser redimensionados;
- ✓ Bombas e controladores com problema, precisando ser substituídos com frequência. Na maior parte das vezes, pelo menos, os produtos ainda estavam na garantia;
- ✓ Sendo os projetos mal dimensionados e as bombas erroneamente instaladas, muitas vezes as bombas sugavam lama do fundo dos poços;

Em relação à iluminação pública, na primeira fase, destaca-se o fato de que os suportes de fixação das baterias e dos controladores de carga eram desenvolvidos pela própria CEPEL, que também fazia a instalação dos sistemas. Existem registros de alguns sistemas de iluminação que deram problema logo depois de serem instalados (CEPEL, 1996).

A segunda fase do programa, que teve sua licitação publicada ainda em 1996, ainda administrada pela CEPEL, apresentou, em relação à primeira fase, as seguintes diferenças: (GALDINO & LIMA, 2002)

- ✓ Testes seriam realizados pela CEPEL para garantir que os equipamentos atendiam às especificações do edital;
- ✓ Um único valor de radiação solar era adotado por cidade, em vez de cada projeto apresentar sua medição;
- ✓ Foram adotados três valores de diferença de potencial para serem utilizadas nos projetos: 12Vdc, 24Vdc e 48Vdc, dependendo da potência necessária do sistema (360W, 720W e maior);
- ✓ Apenas baterias de ácido de 12Vdc seriam usadas, evitando a manutenção de ter que preencher com água destilada;
- ✓ Todos os sistemas serão projetados para funcionar em corrente alternada, isto é, todos os sistemas devem possuir um inversor;
- ✓ As lâmpadas para iluminação pública também funcionariam em corrente alternada;
- ✓ A instalação dos sistemas, assim como o fornecimento de materiais necessários como, por exemplo, cabos, conectores, disjuntores, etc., eram de responsabilidade dos agentes regionais ou de empresas terceirizadas contratadas pela ganhadora do edital;

Para a terceira fase do PRODEEM, em 1997, as principais diferenças, em relação às fases anteriores, são (MME/CEPEL, 1997):

- ✓ O processo agora era conduzido pelo MME, havendo consultoria técnica da CEPEL;
- ✓ Os sistemas de geração foram simplificados em 12 kits padrões, desenvolvidos baseado em análise estatística dos sistemas já instalados nas Fases I e II. Para o sistema de bombeamento d'água foram padronizados 16 kits, usando também as fases anteriores como referência;
- ✓ Um único valor de radiação solar média para o Brasil foi utilizado para todos os projetos (4,3Khw/m<sup>2</sup>.dia);
- ✓ Foi desenvolvido pela CEPEL um guia de projetos, contendo características do sistema (potência e tempo de uso de cada equipamento), distância mínima da rede elétrica a serem instalados, etc. Um manual detalhado da instalação também foi feito;
- ✓ O sistema de iluminação pública foi cancelado devido à baixa relação custo/benefício. As fases seguintes não mais incluíam tal sistema;

Para a quarta fase, realizada em 1999, destaca-se de mudança, em relação à terceira fase:

- ✓ Redução dos kits de geração padronizados de 12 para 10;
- ✓ Redução do número de inversores a serem utilizados de 5 para 4;
- ✓ Em relação às bombas fotovoltaicas, os kits foram reduzidos de 16 para os 7 mais utilizados;

Na Fase V, que aconteceu em dezembro de 2001, como o número de sistemas instalados aumentou consideravelmente em relação às fases anteriores, os agentes locais não conseguiam suprir a demanda e a qualidade das instalações estava em jogo. Por esse motivo, foi realizada licitação não só para os sistemas, mas também para a instalação dos mesmos na modalidade “turn-key”, isto é, o vencedor da licitação que realizaria a instalação deveria deixar tudo funcionando. Além disso, todo o material utilizado deveria ser aprovado pela Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) e obedecer às especificações técnicas da CEPEL.

### **5.2.2 PROGRAMA DE INCENTIVO ÀS FONTES ALTERNATIVAS DE ENERGIA ELÉTRICA – PROINFA**

O PROINFA, iniciado em 2003 e concretizado através do Decreto nº 5.025 de 2004, foi um programa colocado em prática com o objetivo de incentivar o uso de energias alternativas para a produção de eletricidade promovendo a diversificação da matriz energética do Brasil e exaltando às características e potencialidades de cada região. (MME, 2005)

As diretrizes e o planejamento do programa ficaram a cargo do MME, enquanto cabia a Eletrobrás a responsabilidade de agente executora, com a celebração de contratos de compra e venda de energia.

O programa estabelecia que o valor pago pela energia elétrica de fonte alternativa adquirida, os custos administrativos, financeiros e tributos, seriam divididos entre todas as classes consumidoras, com exceção da classe de baixa renda (classe com o consumo igual ou inferior a 80 Kwh por mês), o que caracteriza o mecanismo FIT. (MME, 2005)

Apesar de abranger os incentivos somente a sistemas eólicos, pequenas hidrelétricas e de biomassa, a experiência adquirida com os leilões e o uso do mecanismo FIT representaram um importante passo promover a diversificação da matriz e o consequente incentivo à solar fotovoltaica (TRADE GUIDE, 2002).

### **5.2.3 Lei nº 10.438**

Publicada em 26 de abril de 2002, essa Lei Federal dispõe, entre outros assuntos, sobre incentivos à geração através de fontes renováveis. Destacam-se:

- Artigo 13: “Fica criada a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) visando ao desenvolvimento energético dos Estados, além dos seguintes objetivos:..VI: promover a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, termosolar, fotovoltaica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, outras fontes renováveis e gás natural”;

- Art. 13. §11: “Os recursos da CDE poderão ser destinados a programas de desenvolvimento e qualificação de mão de obra técnica, no segmento de instalação de equipamentos de energia fotovoltaica;
- Art.23 §8º: “Para os fins deste artigo, a Eletrobrás instituirá programa de fomento específico para a utilização de equipamentos, de uso individual e coletivo, destinados à transformação de energia solar em energia elétrica, empregando recursos da Reserva Global de Reversão – RGR e contratados diretamente com as concessionárias e permissionárias”;
- Art. 24. “As concessionárias de geração e empresas autorizadas à produção independente de energia elétrica ficam obrigadas a aplicar, anualmente, o montante de, no mínimo, 1% (um por cento) de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico, excluindo-se, por isenção, as empresas que gerem energia exclusivamente a partir de instalações eólica, solar, biomassa, pequenas centrais hidrelétricas e...” ([www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/leis/2002/L10438.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/2002/L10438.htm));

#### **5.2.4 Resolução 482/2012 da ANEEL**

Até recentemente, o mercado solar de energia fotovoltaica no Brasil só existia nas condições em que satisfaziam os programas de incentivos supracitados, em regiões mais afastadas do interior onde a rede elétrica convencional não chegava. Essa realidade começou a mudar, no entanto, com a publicação da resolução 482/2012 da ANEEL.

Essa resolução tem como objetivo reduzir as barreiras ao desenvolvimento da energia solar fotovoltaica no Brasil, incentivando a geração distribuída de pequenos produtores (de até 1MW) e introduzindo um sistema de compensação de energia em que o excedente gerado pelo produtor pode ser injetado na rede e consumido em até 36 meses, criando um crédito de energia, fazendo com que a produção de energia fotovoltaica tenha paridade econômica com a tarifa paga à concessionária. (JANNNUZI & MELO, 2013).

A resolução estabelece a diferença entre os produtores em micro e mini geradores, com a seguinte definição, de acordo com o Art. 2º:

- “I – microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica com potência instalada menor ou igual a 100 kW e que utilize fontes como base em energia

hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;”

- “II – minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW para fontes com base em...solar...”

O Art. 2º da resolução, define ainda o sistema de compensação de energia elétrica como um “sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração distribuída ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa dessa mesma unidade consumidora ou de outra unidade consumidora de mesma titularidade da unidade consumidora onde os créditos foram gerados, desde que possua o mesmo CPF ou CNPJ junto ao Ministério da Fazenda.” Isto é, um produtor que possua uma casa de veraneio, por exemplo, pode realizar a instalação do sistema fotovoltaico lá e utilizar os créditos em seu apartamento, onde poderia não haver viabilidade técnica para tal sistema.

Destaca-se também a obrigatoriedade, por parte das distribuidoras, de capacitar seus funcionários para lidar com essa nova demanda, como fica claro no Art. 3º: “As distribuidoras deverão adequar seus sistemas comerciais e elaborar ou revisar normas técnicas para tratar do acesso...”.

A resolução trata ainda do sistema de medição. Para que se possa medir tanto a energia que é consumida como a que é injetada na rede da distribuidora é necessária a substituição do medidor convencional por um bidirecional. De acordo com o Art. 8º, “Os custos referentes à adequação do sistema de medição, necessário para implantar o sistema de compensação de energia elétrica, são de responsabilidade do interessado.”, isto é, o cliente da distribuidora que está se tornando autoprodutor. Uma vez que o cliente faz a aquisição do novo medidor, de acordo com Art. 9º, “Após a adequação do sistema de medição, a distribuidora será responsável pela sua operação e manutenção, incluindo os custos de eventual substituição ou adequação.”

No primeiro ano de vigência poucos sistemas foram instalados. Devido ao prazo dado pela ANEEL para que as distribuidoras se adequassem as novas regras, o que aconteceu em dezembro de 2012, os primeiros sistemas começaram a ser instalados em 2013. De acordo

com o Banco de Informações de Geração (BIG) da ANEEL, até e de janeiro de 2014, apenas 30 sistemas de mini e micro geradores entraram em operação em 2013. Em novembro de 2014, no entanto, o relatório apontava que 234 sistemas haviam sido instalados na modalidade de geração distribuída em todo o país, representando um aumento de 680 % em um ano.

Apesar de ser uma facilitadora e de ter incentivado o mercado de energia solar ao somar-se com outros fatores como o aumento tarifário de mais de 50% em 2015, a resolução 482/2012 da ANEEL não pode ser considerada como um incentivo para a produção alternativa de energia através de um sistema fotovoltaico e o mercado que ele abrange, uma vez que o objetivo é produzir o suficiente para zerar a conta de energia, isto é, se tornar um consumidor “independente”. Isso ocorre pois não há nenhuma recompensa financeira em produzir mais do que será consumido. Ao se produzir mais energia do que é consumida, créditos são gerados quando esse excedente é injetados na rede. Se os créditos injetados não forem consumidos em até 36 meses, não há como recuperá-los nem ser ressarcido por essa energia.

### **5.2.5 Resolução 687/2015 da ANEEL – revisão da 482**

A ANEEL publicou, em 24 de novembro de 2015, a Resolução Normativa nº 687, alterando, de acordo com as contribuições recebidas na Audiência Pública nº 026/2015, a Resolução Normativa nº 482 de 17 de abril de 2012. Essa nova resolução, que entra em vigor a partir de março de 2016, tem como principais alterações, de acordo com a ANEEL, em relação à 482:

- “Art. 2º. I – microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;”;
- “Art. 2º II – minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;”;

- Fica permitido a instalação de sistemas para abastecer múltiplas unidades consumidoras de responsabilidade do condomínio, da administradora ou do proprietário, para o consumo das áreas de uso comum;
- O prazo máximo para o resgate dos créditos gerados na rede passa de 36 meses para 60 meses;
- O prazo máximo para a conexão de microgeradores, que era de 82 dias, fica reduzido para 34 dias;

### **5.2.6 Notícias importantes para o setor brasileiro em 2016**

Após o Acordo do Clima (COP) de Paris, realizada em dezembro de 2015, a presidenta do Brasil, Dilma Rousseff, deu indicações de que o Brasil estaria empenhado em diversificar sua matriz energética e que seu governo daria incentivos para as energias alternativas não hidráulicas. De acordo com a publicação da Folha de São Paulo de 14 de janeiro de 2016, a presidente aprovou o Plano Plurianual (PPA) para o período de 2016-2019 com dois vetos importantes para o setor: “Incentivo à geração de Energias Renováveis” e “Implantação de projetos para o desenvolvimento de fontes renováveis para geração de energia e de uso racional da energia elétrica e dos recursos hídricos”. Não só bastasse a falta de incentivos ao setor, contrariando o discurso do COP e indo na direção contrária à do restante do mundo, ainda, de acordo com a mesma edição da Folha, são dados subsídios para a construção de hidrelétricas no estado da Amazônia pelo governo federal, mesmo atestados o enorme impacto ambiental.

Outra notícia importante para o setor energético é o anúncio feito pelo MME que, até 2017, deverá ser realizada a privatização de seis distribuidoras ligadas à estatal. À reportagem da Folha de São Paulo de publicação no dia 22 de janeiro de 2016, o governo confirmou que deverá realizar um aporte de aproximadamente 6 bilhões para a renovação dos contratos de concessão das distribuidoras e, a partir daí, dará início ao processo de privatização.

## 6. ANÁLISE E DISCUSSÃO

O processo alemão FIT passou por um grande número de mudanças em suas regras ao longo do tempo. Essas mudanças tendem a atender problemas específicos tanto de características sociais como técnicas, sendo resultantes, também, de longas discussões políticas. A decisão, por exemplo, de isentar empresas de certos impostos ao atender alguns requisitos, tem um caráter político. Já a decisão de adotar, aumentar e, posteriormente, eliminar a máxima potência instalada de energia solar fotovoltaica caracteriza-se como um claro caso de aprendizado por parte do legislativo que não tinham, inicialmente, ideia dos reais custos com os incentivos que estavam sendo dados.

Todas as mudanças realizadas pelo governo alemão na legislação para os sistemas fotovoltaicos foram facilitados, no entanto, pelo fato de que, desde o início, os congressistas tinham consciência de que a lei precisava ser revisada, o que resultou em um plano cíclico e periódico de análises, embasadas por consultas técnicas e autoridades de outros países, permitindo a evolução e adaptação da legislação.

É possível notar, no caso brasileiro, claros casos tanto de aprendizado por parte do legislativo, quanto de políticas que podem ou não beneficiar o mercado. Durante o PRODEEM, por exemplo, é claro o processo de aprendizado pelo qual os congressistas passaram, sendo possível notar, durante a evolução das fases, claras evidências de que as mudanças tem como principal objetivo corrigir ou otimizar regras que estavam sendo adotadas nas fases anteriores. Também é possível notar, nas alterações sofridas pela resolução 482/2012 da ANEEL, feitas na resolução 687/2015 da mesma, um aprendizado em relação aos valores máximos de potências para mini e micro geração, resultantes de uma demanda do mercado.

As discussões políticas que acarretam em mudanças nas legislações devem, para ter sucesso, analisar os problemas que estão sendo apresentados, assim como tentar prever que problemas podem aparecer no futuro. Esse exercício, no entanto, é complicado, uma vez que as intervenções políticas por elas mesmas, podem levar a desenvolvimentos tecnológicos que acarretem no surgimento de novos problemas.

É importante destacar também o profundo conhecimento que se deve ter da dinâmica do sistema ao tentar copiar instrumentos políticos utilizados por outros países. Na

Alemanha, por exemplo, a difusão do mercado fotovoltaico atingiu tal maturidade social e tecnológica que permite a adoção de políticas que poderiam acarretar no aumento dos custos dos sistemas. Em outros países com o mercado menos desenvolvido, isso poderia causar incertezas e instabilidades econômicas, prejudicando o mercado antes mesmo de ele atingir a maturidade. (HOPPMANN et al, 2014).

Em termos de legislação no Brasil, destaca-se a portaria nº 004 de 2011 do INMETRO que define os parâmetros e requisitos de conformidade dos sistemas e equipamentos para a energia solar fotovoltaica, aplicável sobre os módulos, controladores de carga, inversores e baterias estacionárias de baixa intensidade de descarga (INMETRO, 2011). Em seguida a publicação de Resolução 482 da ANEEL de 2012 e suas alterações em 2015.

Em relação a incentivos para a geração distribuída, principal modalidade para os sistemas fotovoltaicos no mundo, pode-se afirmar que o Brasil, apesar de ter, em 2012, desenvolvido uma regulação para a ligação dos sistemas na rede, normalizando os tipos de inversores que são aceitos, ainda não lançou nenhum tipo de incentivo para os futuros geradores como existem em outros países. Como pode-se perceber no estudo da Alemanha e do histórico do uso de sistemas fotovoltaicos em outros países, no ano em que um governo lança uma política de incentivos financeiros, o número de pedido de ligações cresce abruptamente, fazendo com que o mercado possa crescer e se desenvolver.

Essa falta de incentivo fiscal do governo brasileiro em relação à energia solar fotovoltaica vai na contramão da tendência mundial de popularização dessa tecnologia. Essa falta de políticas de incentivo à esse tipo de tecnologia pode ser atribuído a escolhas equivocadas por parte do governo brasileiro. De acordo com o Núcleo de Tecnologia Industrial do Ceará, o Brasil está investindo na construção de usinas nucleares para produção de eletricidade no Rio de Janeiro, chamadas de Angra 1, Angra2 e Angra 3, em parceria com a própria Alemanha. De acordo com a publicação da Carta Capital de 4 de junho de 2011, no entanto, a Alemanha pretende desativar, até 2022, todas as suas usinas nucleares, por se tratar de uma maneira cara e perigosa de gerar eletricidade, enquanto que, para isso, investiu em incentivos no mercado de geração fotovoltaica distribuída, sendo referência mundial.

O Brasil passou, em 2015, por um sério problema de falta de água, sendo, de acordo com a FUNCEME, o quarto ano seguido de seca. Uma vez que a principal fonte de

energia no país é hidrelétrica, para evitar um colapso energético, foi necessário que várias usinas térmicas fossem ativadas, aumentando a tarifa para o consumidor e elevando a emissão de gases de efeito estufa, deixando claro que, também no aspecto de poluentes, o Brasil está na contramão da tendência mundial que é de justamente diminuir a emissão de gases poluentes.

## 7. CONSIDERAÇÕES FINAIS

A norma brasileira que regula a geração distribuída, a 482/2012 da ANEEL (revisada para a 687/ANEEL), contém, em seu burocrático, semelhanças com a norma alemã. Para projetos de escalas menores, por exemplo, o tramite é o mesmo: é submetido à distribuidora um projeto contendo a localização do local com informações de como é o acesso, um diagrama unifilar (contendo o esquema elétrico da ligação entre os painéis, inversor e rede de distribuição, além de dispositivos de proteção como disjuntores), a identificação de onde os painéis serão instalados, anotação de responsabilidade técnica do engenheiro responsável pelo projeto e os manuais e certificados dos inversores. (PV legal 2011c). Os prazos máximos para a ligação do sistema a partir do momento em que o projeto é submetido para análise também são semelhantes, sendo de 30 dias na Alemanha e de 34 dias no Brasil (de acordo com a 687/2015).

Como diferenças entre as regras alemã e brasileira, destacam-se a não necessidade, na norma alemã, de um contrato de geração fotovoltaica entre a distribuidora e o cliente (obrigatório no Brasil) para que o sistema possa começar a operar e quanto às divisões dos grupos em potência: no Brasil, podem participar da geração distribuída micro (até 75 kWp, depois da revisão) e mini (até 3 MWp, depois da revisão) geradores. Na Alemanha são também dois grupos, classificados como “sistemas comercial e industrial montados no telhado” com potência de até 50 kWp e “sistemas montados no chão” com potência de até 5 MWp. As legislações dos dois países diferem ainda quanto ao modelo de compensação de energia extra injetadas na rede de clientes que injetaram mais energia do que consumiram: na Alemanha, esses “kWh” excedentes são comprados dos clientes, enquanto que no Brasil, são gerados créditos de energia que podem ser consumidos em até 60 meses.

O mercado de energia solar fotovoltaica no Brasil funcionando através da geração distribuída ainda pode ser considerado como iniciante. Como é possível notar da experiência de outros países, o seu desenvolvimento vai acontecer mais rapidamente quando (ou se) forem dados incentivos como, por exemplo, a FIT, ou até mesmo linhas de crédito para a aquisição dos equipamentos, o que já acontece na Alemanha.

É possível notar, no entanto, que o país caminha para que isso, eventualmente, aconteça, e o mercado “sente” isso. Nos últimos anos, em Fortaleza – CE, por exemplo, já surgiram vários cursos sobre energia solar fotovoltaica e geração distribuída, cobrindo

conteúdos como a parte comercial, projetos, instalação e manutenção. O Serviço Nacional de Aprendizagem Industrial (SENAI), referência ensino industrial em todo o país, por exemplo, iniciará a partir de fevereiro de 2016 a ministrar seus primeiros cursos na área de energia solar. Isso fará com haja cada vez mais profissionais da área no país para prover a demanda que deverá surgir.

## **8. PESQUISAS FUTURAS**

Como sugestão de pesquisas futuras, sugere-se o aprofundamento da pesquisa da tecnologia juntamente com a política, isto é, os partidos e agentes políticos brasileiros protagonistas das principais discussões sobre matriz energética e energias renováveis, principais decisões tomadas sobre o setor e de que forma essas decisões afetaram o mercado energético do país.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BECQUEREL, E. **Memoires sur les effects electriques produits sous l'influence des rayons**", Comptes Rendues 9 (1839) 561

ADAMS, W.G. e DAY, R.E. **The action of light on selenium**, "Proceedings of the Royal Society, A25 (1877), 113

VALLÊRA, António M. e BRITO, Miguel C. **Meio século de história Fotovoltaica**, 2006

CHAPIN, D.M., FULLER, C.S. e PEARSON, G.L. **A New Silicon p-n Junction Photocell for Converting Solar Radiation into Electrical Power**, *Journal os Applied Physics* 25, 1954.

FLANAGAN, P. & CUNHA, A.M.U.S. Agency for International Development (USAID). **Trade Guide on Renewable Energy in Brazil**. Outubro, 2002.

GALDINO, M.A. & LIMA, J.H.G. **PRODEEM – O Programa Nacional de Eletrificação Rural Baseado em Energia Solar Fotovoltaica**. CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. Congresso Brasileiro de Energia, 2002.

MME. Ministério de Minas e Energia. **Relatório Sumário das Atividades Desenvolvidas pelo Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios (PRODEMM)**. Período de junho/2003 à dezembro/2004. Janeiro de 2005.

VARELLA, Fabiana karla de Oliveira Martins & CAVALIERO, Carla Kazue Nakao & SILVA, Ennio Peres da. **Energia Solar Fotovoltaica no Brasil: Incentivos Regulatórios**. Revista Brasileira de Energia, Vol 14, nº 1. Pp 9 – 22, 2008.

URBANEZ, Jair & BRAUN, Priscila & RÜTHER, Ricardo. **Power quality analysis of grid-connected solar photovoltaic generators in Brazil**. Energy Conversion and Management 64, 2012.

GARCIA, Douglas A.A. & JUNIOR, Francisco Elio Duzzi. **Aspectos de Sistemas de Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica**. Capítulo I,

EPIA – **European Photovoltaic Industry Association**. Global Market outlook for photovoltaics 2013 – 2017. EPIA 2013

LACCHINI, Corrado & SANTOS, João Carlos V. Dos. **Photovoltaic energy generation in Brazil – Cost analysis using coal-fired power plants as comparison**. Renewable energy journal, 2013.

TVETEN, Åsa Grytli & BOLKESJØ, Torjus Folsland & MARTINSEN, Thomas & HVARNES, Håvard. **Solar feed-in tariffs and the merit order effect: A study of the German electricity market**. Energy Policy 61, 2013.

HOPPMANN, Joern & HUENTELER, Joern & GIROD, Bastien. **Compulsive policy-making – The evolution of the German feed-in tariff system for solar photovoltaic power**. Research Policy 43, 2014.

LANG, Mathias & LANG, Annete. **German Energy Blog. Overview Renewable Energy Sources Act**. Disponível em: <[http://www.germanenergyblog.de/?page\\_id=283](http://www.germanenergyblog.de/?page_id=283)>. Acesso em 05 de janeiro de 2015.

**Trade Guide on Renewable Energy in Brazil, 2002**. Bureau for Economic Growth, Agriculture and Trade (EGAT); Office of Energy. Energy Program USAID/Brazil.

JANNUZZI, Gilberto de Martino & MELO, Conrado Augustus de. **Grid-connected photovoltaic in Brazil: Policies and potential impacts for 2030**. Energy for Sustainable Development 17, 2013, pp 40-46.

RIBEIRO, C.M. **Eletrificação Rural com Sistemas Fotovoltaicos Distribuídos no Contexto da Universalização do Serviço de Energia Elétrica no Brasil**. Dissertação Universidade Federal do Rio de Janeiro, RJ, 2001.

OBI, Manasseh & BASS, Robert. **Trends and challenges of grid-connected photovoltaic systems – A review.** Renewable and Sustainable Energy Reviews 58, 2016, 1082 – 1094.

MOOSAVIAN, S.M. & RAHIM, N.A. & SELVARAJ, K.H. Solangi. **Energy policy to promote photovoltaic generation.** Renewable and Sustainable Energy Reviews 25, 2013, 44 – 58.

VALKILA, N. Saari A. **Urgent need for new approach to energy policy: the case of Finland.** Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2010; 14; 2068–76.

OMER, AM. **Energy, environment and sustainable development.** Renewable and Sustainable Energy Reviews 2008; 12; 2265–3000.

ISPRES. **Research and Development on Renewable Energies. A Global Report on Photovoltaic and Wind Energy.** International Science Panel on Renewable Energies, 2009.

UBA, K. **Who formulates renewable-energy policy? A Swedish example.** Energy Policy 2010; 38; 6674–83.

EKINS, P. **Step changes for decarbonising the energy system: research needs for renewables, energy efficiency and nuclear power.** Energy Policy 2004; 32: 1891–904.

Agency IIE. **Trends in photovoltaic applications.** Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2009; 2010.

SOLANGI, K. & ISLAM, M. & SAIDUR, R. & RAHIM, N. & FAYAZ, H. **A review on global solar energy policy.** Renewable and Sustainable Energy Reviews 2011; 15; 2149–63.

PV Legal. (2011c). **“Germany/National Profile/Segment A: Small-scale installations on residential buildings/Standard subsegment–systems exempt from permission/Grid Connection Permit/ Process Flow Chart.”** PV Legal Database. Acesso em janeiro de 2016: [http://www.pvlegal.eu/database.html?tx\\_sbpvlegaldb\\_pi1\[lifecycle\]=1718&tx\\_sbpvlegaldb\\_pi1\[subsegment\]=1&cHash=23891ba403](http://www.pvlegal.eu/database.html?tx_sbpvlegaldb_pi1[lifecycle]=1718&tx_sbpvlegaldb_pi1[subsegment]=1&cHash=23891ba403)