



ARTHUR PORTILHO FRANCO

**SISTEMAS FOTOVOLTAICOS:
CONTEXTUALIZAÇÃO E PERSPECTIVAS PARA
SUA MASSIFICAÇÃO NO BRASIL**

LAVRAS – MG

2013

ARTHUR PORTILHO FRANCO

**SISTEMAS FOTOVOLTAICOS: CONTEXTUALIZAÇÃO E
PERSPECTIVAS PARA SUA MASSIFICAÇÃO NO BRASIL**

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado à Universidade
Federal de Lavras, como parte
das exigências do Curso de Pós-
Graduação Lato Sensu em
Formas Alternativas de Energia,
para obtenção do título de
Especialista em Formas
Alternativas de Energia.

Orientador

Carlos Alberto Alvarenga

**LAVRAS –MG
2013**

ARTHUR PORTILHO FRANCO

**SISTEMAS FOTOVOLTAICOS: CONTEXTUALIZAÇÃO E
PERSPECTIVAS PARA SUA MASSIFICAÇÃO NO BRASIL**

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado à Universidade
Federal de Lavras, como parte
das exigências do Curso de Pós-
Graduação Lato Sensu em
Formas Alternativas de Energia,
para obtenção do título de
Especialista em Formas
Alternativas de Energia.

APROVADA em 15 de Março de 2013

Dr.

Dr.

Dr.

Orientador

Carlos Alberto Alvarenga

LAVRAS –MG

2013

RESUMO

Comenta-se muito dos avanços tecnológicos, redução dos custos e incentivo a geração de energia elétrica através de Sistemas Fotovoltaicos, no Brasil, mas a realidade é que esta fonte alternativa de energia ainda é algo fora da realidade da imensa maioria dos brasileiros. Considerando que o Brasil possui enorme potencial para geração de energia através de Sistemas Fotovoltaicos, os incentivos ao uso da fonte ainda são poucos se comparados aos benefícios que a mesma traria, tais como grande redução dos impactos ambientais e economia na conta de energia. Este trabalho de conclusão de curso tem por objetivo analisar o atual processo de introdução dos Sistemas Fotovoltaicos na matriz energética do Brasil, analisando os processos encarados em outros países onde sua inserção já é algo presente, de que forma hoje a mesma é encarada pelo governo brasileiro e sociedade científica e civil e quando poderemos ver sua utilização em massa, nas residências.

Palavras-chave: Sistemas Fotovoltaicos. Matriz energética. Viabilidade econômica. Clientes em baixa tensão.

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO.....	01
2 REVISÃO DA LITERATURA E CONTEXTUALIZAÇÃO.....	02
2.1 As fontes renováveis de energia no Brasil.....	03
2.1.1 Pequenas centrais hidroelétricas.....	04
2.1.2 Energia eólica.....	05
2.1.3 Energia da biomassa.....	06
2.1.4 Energia solar.....	07
2.2 Os benefícios da energia solar fotovoltaica.....	08
2.3 Os agentes na área das fontes renováveis de energia.....	09
2.3.1 O mecanismo de incentivo alemão à energia solar fotovoltaica e o mercado atual.....	10
2.3.2 O mecanismo de incentivo espanhol à energia solar fotovoltaica e o mercado atual.....	11
2.3.3 O mecanismo de incentivo japonês à energia solar fotovoltaica e o mercado atual.....	12
2.3.4 O mecanismo de incentivo americano à energia solar fotovoltaica e o mercado atual.....	13
2.3.5 Os programas de apoio às fontes renováveis de energia no Brasil....	14
2.4 Barreiras à expansão fotovoltaica no Brasil.....	15
2.4.1 Aspectos técnicos.....	16
2.4.2 Aspectos econômicos.....	17
2.4.3 Aspectos regulatórios.....	18
2.4.3.1 Empreendimentos acima de 5 MW.....	19

2.4.3.2 Empreendimentos até 5 MW.....	20
2.4.3.2.1 Conexão à rede local de distribuição.....	21
2.4.3.2.2 Licenciamento ambiental.....	22
2.4.3.3 Empreendimentos abaixo de 1 MW.....	23
2.4.3.4 Aspectos comerciais.....	24
3 MATERIAIS E MÉTODOS.....	25
3.1 Análise econômica e de mercado.....	26
3.1.1 Radiação solar.....	27
3.1.2 Transformação da irradiação solar em eletricidade.....	28
3.1.3 Custos dos componentes.....	29
3.1.3.1 Módulos.....	30
3.1.3.2 Inversores.....	31
3.1.3.3 Demais custos.....	32
3.1.4 Custos nacionalizados.....	33
3.1.4.1 Custo de produção de sistemas fotovoltaicos.....	34
3.1.4.2 Mapa do custo de produção da energia solar.....	35
3.1.4.3 Tarifas de energia elétrica para consumidores conectados na baixa tensão.....	36
4 RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	37
4.1 Indicador de viabilidade da energia fotovoltaica para clientes na baixa tensão.....	38
4.2 Sensibilidade sobre custo dos sistemas instalados.....	39
4.3 O Futuro.....	40
4.3.1 Curva de aprendizado tecnológico.....	41
4.3.2 Preços esperados.....	42
5 CONCLUSÃO.....	43
REFERÊNCIAS.....	44

1 INTRODUÇÃO

As questões energéticas estão cada vez mais inseridas no contexto político e econômico mundial, principalmente no que se refere a questões relacionadas à qualidade de vida do homem e à sustentabilidade do planeta. Tendo em vista o crescente aumento da demanda de energia, a preocupação com as questões ambientais e a busca por uma maior eficiência energética, surge a necessidade da busca por novas fontes de energia, de forma a diversificar a matriz energética nacional e a auxiliar no suprimento da crescente demanda, com o menor impacto ambiental possível.

Embora sua geração tenha aumentado significativamente, a energia elétrica no Brasil é distribuída de forma muito desigual, onde sua maioria é destinada para as grandes indústrias e para os consumidores residenciais que podem pagar.

Mesmo com elevadas tarifas de energia elétrica convencional, no Brasil, atualmente, o preço da energia gerada através de sistemas FV apenas permite competir com a geração convencional em determinadas áreas com picos de demanda diurnos e em alguns casos de suprimento em áreas remotas, mas ainda não permite uma competição com os custos da eletricidade convencional na maioria dos setores.

Muitos são os fatores pelos quais os Sistemas Fotovoltaicos ainda não se popularizaram, entre eles estão os fatores tecnológicos, políticos, econômicos, culturais, entre outros, e não se tornaram prioridade de investimento, entre as fontes de energia atuais, por parte do governo/sociedade brasileiro. Por isso, é fundamental uma mudança neste cenário atual, para que gerações futuras possam obter benefícios através da utilização de fontes de energia limpas e sustentáveis, de forma a contribuir com a preservação do meio ambiente.

Sistemas Fotovoltaicos: Contextualização e Perspectivas para sua massificação no Brasil

2 REVISÃO DA LITERATURA E CONTEXTUALIZAÇÃO

O Brasil detém o terceiro maior potencial hidroelétrico do mundo, explorado até o momento (ANEEL, 2008), ficando atrás apenas da China e da Rússia (CEPEL, 2009). A hidroeletricidade tem peso bem mais significativo na estrutura de oferta de energia elétrica do Brasil do que na estrutura mundial, correspondendo a 77,4% do suprimento energético do país (Gráfico 1), enquanto que para a média mundial esta parcela é de 16% (MME, 2008; IEA, 2008). Isso faz com que o Brasil apresente uma característica peculiar, que o distingue da maioria dos países, que é a de ter os combustíveis fósseis em segunda posição na matriz energética interna.

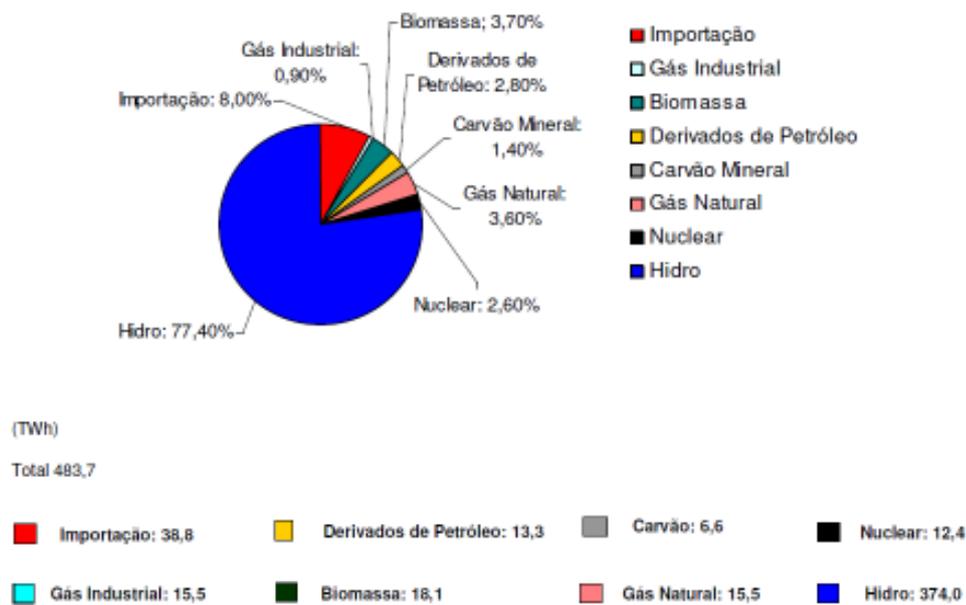


Gráfico 1 Matriz de energia elétrica no Brasil para o ano de 2007 (% e TWh)
Fonte: MME, 2008

Sistemas Fotovoltaicos: Contextualização e Perspectivas para sua massificação no Brasil

Em termos mundiais, as fontes de energia primárias mais exploradas são os combustíveis fósseis, como o carvão mineral e o gás, seguidos da hidroeletricidade e das fontes nucleares, num contexto bastante distinto do existente no Brasil. Entretanto, os grandes potenciais hidroelétricos já foram explorados e os restantes nem sempre se viabilizam pela distância aos centros urbanos, um fator que acarreta altos investimentos em linhas de transmissão e distribuição (T&D). Outro fator relevante se deve às questões ambientais associadas à construção das usinas.

Segundo dados do Plano Nacional de Energia 2030, PNE 2030, (MME, 2007), o consumo de energia elétrica em 2030 poderá se situar entre 950 e 1.250 TWh/ano, o que exigirá um aumento expressivo na oferta de energia elétrica no Brasil. Mesmo que seja dada prioridade ao uso do potencial hidroelétrico, ainda assim a instalação de 120 mil MW, elevando para 80% o uso desse potencial, poderia não ser suficiente para atender à demanda por energia nesse horizonte.

Segundo Jannuzzi (2005), a maior parte do aumento na demanda energética esperado para os próximos anos será proveniente dos países em desenvolvimento. No entanto, a oferta de energia elétrica não vem aumentando de forma proporcional. Portanto, torna-se um desafio aumentar o acesso e a qualidade dos serviços energéticos aos diversos setores de consumo e, principalmente, avaliar novas fontes de geração, a fim de proporcionar ao país uma maior qualidade e segurança no abastecimento de energia, sem prejudicar o meio ambiente.

Desde o início da sua comercialização, a energia elétrica tem sido fornecida aos consumidores residenciais, comerciais e industriais, através de usinas geradoras centralizadas e complexos sistemas de T&D. Todo o sistema convencional de geração possui inúmeros problemas como impacto ambiental negativo, dependência de combustíveis ou por estarem localizados distantes do

ponto de consumo. A estrutura centralizada de geração torna as pessoas vulneráveis a *blackouts* energéticos, além de gerar perdas da T&D por estarem localizadas distantes, aumentando os custos da produção da energia (RÜTHER, 2004).

Neste contexto, torna-se fundamental a reestruturação do setor energético e a busca por uma maior diversificação da matriz energética nacional, principalmente através da geração distribuída com base em fontes renováveis de energia (FRE). As FRE devem ser analisadas sob um critério de complementação e não de substituição às fontes convencionais. Ou seja, de modo estratégico, elas devem estar entrelaçadas, tentando atender, além do equilíbrio ambiental, a segurança no abastecimento de energia.

Uma nova estratégia, baseada em dois eixos: geração descentralizada e eficiência energética (desde a geração até o transporte ao usuário final) seria uma alternativa face às dificuldades futuras no suprimento energético do país. Essa estratégia, além de permitir uma maior segurança no abastecimento de energia e de reduzir as perdas na T&D, possibilita uma geração de forma ambientalmente sustentável.

O Brasil é o mais avançado país da América do Sul no que diz respeito ao desenvolvimento das FRE. Essa característica se deve principalmente à sua dimensão continental, que abrange cerca de 47% da área da América do Sul (8,5 milhões de km²) (NUPAC, 2008), às fontes naturais abundantes e ao clima favorável.

O Balanço Energético Nacional (MME, 2008) (Gráfico 2) revela que a oferta interna de energia total no Brasil, em 2007, atingiu 238,8 milhões de toneladas equivalentes de petróleo (tep), sendo que, deste total, 109,8 milhões de tep (46%) correspondem à oferta interna de energia produzida por FRE. Essa proporção é a mais alta do mundo, contrastando significativamente com a média

mundial, de 12,7% (Gráfico 3), e mais ainda com a média de 6,7%, referente à Organização de Cooperação e de Desenvolvimento Econômico (OECD *Organisation for Economic Co operation and Development*), constituída em sua grande maioria por países desenvolvidos (Gráfico 2).

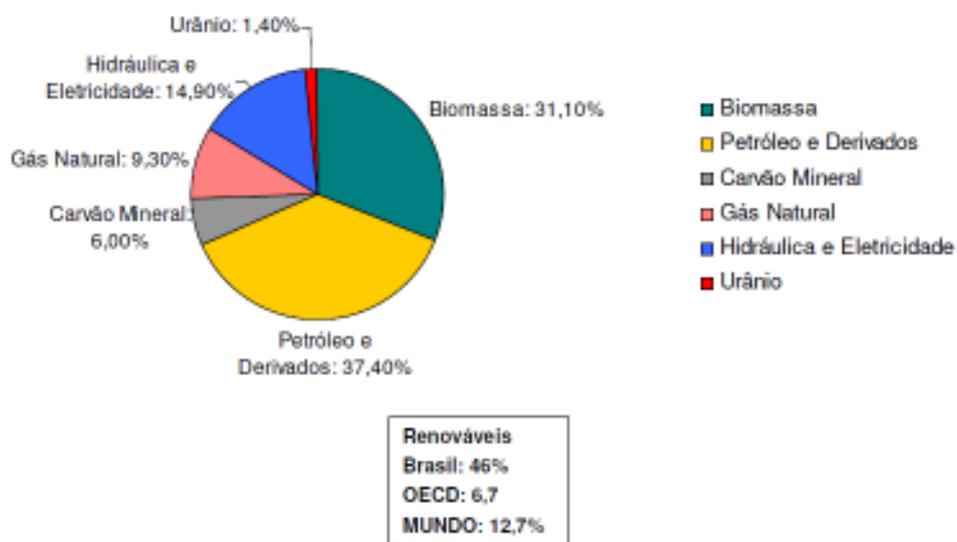


Gráfico 2 Estrutura de oferta interna de energia no Brasil, 2007
Fonte: MME, 2008

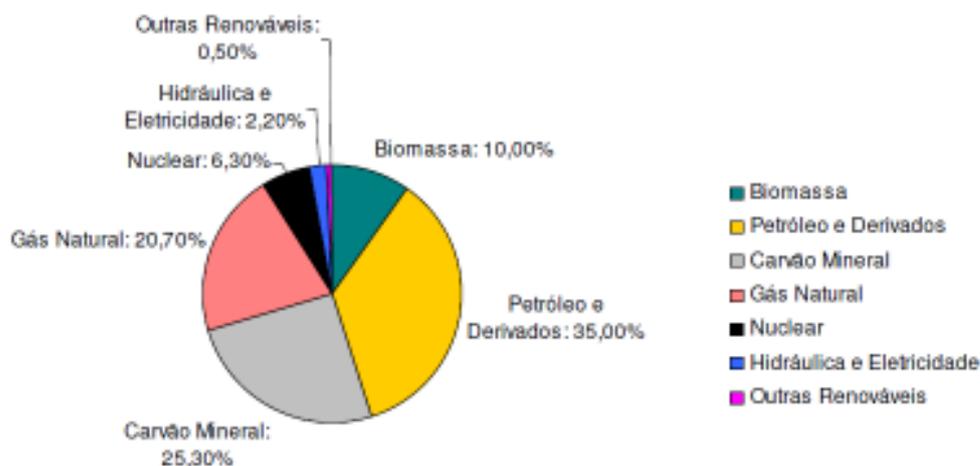


Gráfico 3 Estrutura de oferta interna de energia no mundo, 2006
 Fonte: MME, 2008

As FRE que têm representatividade na matriz de oferta interna de energia no Brasil são a hidráulica (14,9%) e a biomassa (31,1% - principalmente produtos da cana-de-açúcar e lenha). Quanto às fontes não-renováveis, as representativas para a matriz de oferta interna de energia brasileira são o petróleo e seus derivados (37,4%), o gás natural (9,3%), o carvão mineral (6,0%) e o urânio (1,4%).

O Brasil possui uma estrutura energética privilegiada se comparada à de outros países, visto que o seu potencial hidroelétrico e as possibilidades para o uso da biomassa, da energia eólica e da energia solar são bastante grandes. Dada sua localização geográfica, o país é particularmente privilegiado por ter níveis de irradiação solar superiores à maioria das nações desenvolvidas. Essa característica coloca o país em vantagem em relação aos países desenvolvidos, principalmente no que tange à utilização da energia FV (PEREIRA *et al.*, 2006).

Sistemas Fotovoltaicos: Contextualização e Perspectivas para sua massificação no Brasil

Os sistemas FV apresentam duas configurações principais: isolados (ou autônomos) e conectados à rede elétrica. A diferença fundamental entre eles é a existência ou não de um sistema acumulador de energia. Os sistemas autônomos se caracterizam pela necessidade de um banco de acumuladores químicos (baterias), onde a energia gerada pelos módulos solares é armazenada e distribuída aos pontos de consumo. Esse é o tipo de sistema atualmente competitivo, economicamente, com formas mais convencionais de geração. Sistemas autônomos são normalmente utilizados quando o custo de estender a rede elétrica pública for proibitivo, devido à distância ou ao difícil acesso, juntamente à baixa demanda da comunidade a ser atendida. Nesses casos, freqüentemente os sistemas autônomos FV são mais competitivos economicamente do que os geradores diesel comumente utilizados.

Os sistemas interligados à rede elétrica, por outro lado, dispensam o uso de acumuladores, pois atuam como usinas geradoras de energia elétrica em paralelo às grandes centrais geradoras. Podem ser integrados à edificação sobrepondo ou substituindo elementos de revestimento – e, portanto, próximos ao ponto de consumo, ou do tipo central FV, sendo esta tipicamente distante do ponto de consumo.

Woyte *et al.* (2003) comentam que nos países industrializados os sistemas FV interligados à rede estão sendo instalados, na maioria das vezes, de forma integrada às edificações. A integração destes sistemas com o ambiente construído oferece um grande potencial para a redução de custos, tanto da concessionária quanto da construção, além de poder ser considerado de grande valor para a arquitetura urbana.

Conforme é observado no Gráfico 4, os sistemas conectados à rede é a aplicação que mais vêm crescendo nos últimos anos. Essa aplicação, hoje em dia, representa 90% do mercado FV mundial (REN, 2009).

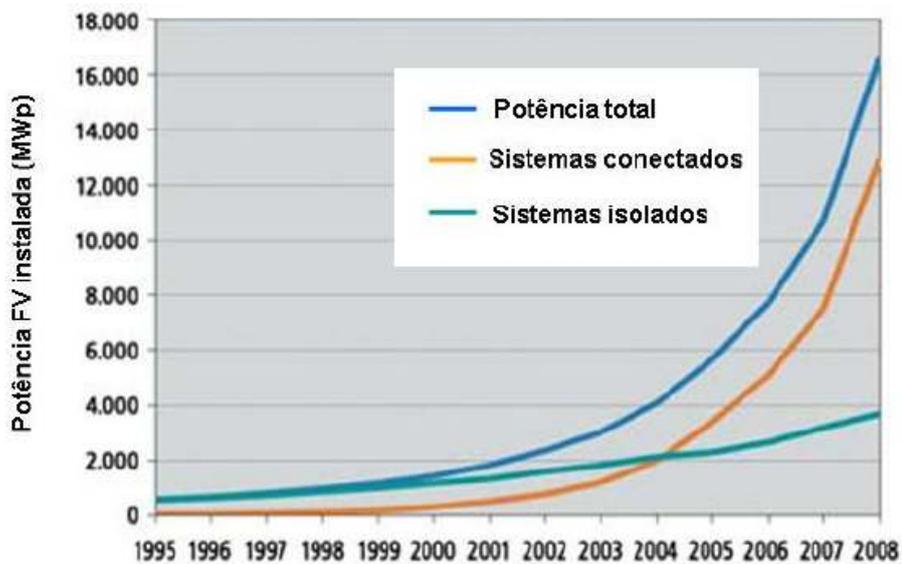


Gráfico 4 Diferentes segmentos da tecnologia FV
 Fonte: REN, 2009

O sistema integrado junto ao ponto de consumo interliga-se à rede pública, auxiliando na redução do pico de demanda, diminuindo a dependência das fontes convencionais de energia. Além disto, dado o caráter complementar da geração hidroelétrica e solar (chuvas = pouco sol e vice versa) a geração solar FV em grande escala poderia contribuir significativamente para melhor balancear a grande dependência do setor elétrico brasileiro em uma fonte geradora dominante e sazonal como é a geração hidráulica.

No Brasil, o uso desta tecnologia de forma integrada à edificação urbana e conectada à rede elétrica ainda é bastante reduzido, havendo até o momento somente algumas aplicações desta modalidade, na sua maioria em campi

universitários (ZILLES e OLIVEIRA, 2001); (RÜTHER, 2004), conforme é apresentado no Quadro 1.

A energia solar FV revela-se uma fonte promissora, tanto para as áreas distantes e ainda não eletrificadas, como também para os grandes centros urbanos, onde demandas de ar-condicionado elevam as curvas de carga, apresentando uma excelente sincronicidade com a geração solar. Quando locados estrategicamente no sistema de distribuição, podem contribuir significativamente para a redução da curva de carga (JARDIM, *et al.*, 2007).

Quadro 1 Sistemas FV integrados à edificação e interligados à rede elétrica no Brasil, por ordem de instalação

Fonte: ZILLES, 2009; URBANETZ, 2009; VARELLA, 2009

	Sistemas Instalados	Potência (kWp)	Ano
1	CHESF	11	1995
2	Labsolar - UFSC	2,1	1997
3	LSF-IEE/USP	0,8	1998
4	UFRJ/COPPE	0,9	1999
5	Centro Convivência UFSC	1,1	2000
6	Grupo FAE, UFPE (F. Noronha)	2,5	2000
7	LSF-IEE/USP	6,3	2001
8	CEPEL	16,3	2002
9	H R (RS)	3,3	2002
10	Grupo FAE, UFPE (F. Noronha)	2,5	2002
11	CELESC (3 x 1,4 kWp)	4,2	2003
12	LSF-IEE/USP	6	2003
13	Centro de Cultura e Eventos UFSC	10,9	2004
14	LSF-IEE/USP	3	2004

Sistemas Fotovoltaicos: Contextualização e Perspectivas para sua massificação no Brasil

15	UFRGS	4,8	2004
16	CEMIG	3,2	2004
17	Escola Técnica de Pelotas	0,9	2004

Quadro 1(conclusão)

18	Grupo FAE – UFPE	1,7	2005
19	C Harmonia (SP)	1	2005
20	Casa Eficiente ELETROSUL	2,3	2006
21	CEMIG (3 x 3 kWp)	9	2006
22	UFJF	30	2006
23	GREENPEACE (SP)	2,9	2007
24	Grupo FAE-UFPE	N.D*	2007
25	CEFET MG	3,2	2007
26	Lh2 Projeto CPFL	7,5	2007
27	Residência Particular, Recife	1	2007
28	Residência Particular, São Paulo Paulo	2,9	2008
29	Solaris, Leme - SP	1	2008
30	Zepini, Motor Z	2,5	2008
31	Zepini, Fundação Estrela	14,7	2008
32	ELETROSUL	12	2009
TOTAL: 231,5 kWp			

Penso que você poderia citar aqui os novos projetos de centrais solares dentro dos projetos para a copa do mundo (estádios) sendo que alguns já estão prontos ou em construção e os projetos de pesquisas da ANEEL (chamada 13) que estão em projeto ou construção (Eletrosul, Sete Lagoas etc.).

Sistemas Fotovoltaicos: Contextualização e Perspectivas para sua massificação no Brasil

A utilização da energia solar FV interligada à rede elétrica, de forma complementar à hidroeletricidade, pode ser considerada uma grande alternativa para a utilização de medidas de gerenciamento pelo lado da demanda (GLD), principalmente quando alocadas em alimentadores urbanos que estão sobrecarregados. Pequenos geradores solares FV, como geração distribuída, podem ser eficientes, confiáveis e simples de implementar. Em algumas áreas, eles podem ser competitivos com a geração convencional e propiciar uma maior confiabilidade no abastecimento de energia, quando comparados com os sistemas convencionais de geração de energia. Em outros casos, ele pode aumentar a capacidade da rede, através da complementaridade de energia, promovendo uma maior performance e eficiência na rede.

Dessa forma, a inserção da energia solar FV na matriz energética nacional, de forma complementar, poderia trazer grandes benefícios, tanto ao setor energético, quanto aos setores econômicos e sociais do país.

São considerados casos atrativos para a utilização da energia FV como geração distribuída (GD):

- Áreas metropolitanas onde o sistema de rede local tem uma capacidade pequena para suportar o crescimento da demanda e a possível reestruturação da rede elétrica acarretaria em altos investimentos;
- Setores comerciais ou industriais, que apresentam grande consumo energético e um pico de demanda diurno. Neste caso o pico de geração de energia FV muitas vezes coincide com o pico de demanda do setor, auxiliando na diminuição da sobrecarga da rede e auxiliando na redução deste pico de demanda;
- Áreas rurais ou remotas, onde os custos envolvidos para a expansão da rede são elevados;

- Localidades onde, devido a diversos fatores, o custo da energia de rede é mais elevado. Neste caso, a partir do momento em que houver a paridade tarifária entre o kWh FV e o kWh de geração convencional, faz sentido que essas regiões já tenham atingido maturidade e domínio tecnológico no que se refere à inserção dessa nova fonte no Sistema Interligado Nacional (SIN);
- Consumidores que necessitem criar uma “imagem verde” como estratégia de marketing para seus produtos. Através da Resolução 247 de 2006, que estabelece critérios de comercialização de energia fora do mercado cativo, os assim chamados “consumidores livres” ou até mesmo edificações de alto impacto visual (tais como prédios públicos, aeroportos, estádios de futebol), poderiam ter um benefício agregado à sua imagem, através da compra de energia gerada por sistemas FV.

Mesmo o Brasil apresentando um excelente potencial para a aplicação das FRE, pouco tem sido feito para incentivar ou para promover o desenvolvimento dessas FRE de forma contínua e eficaz.

Inicialmente, os esforços para aumentar o uso das FRE no Brasil foram provocados pela crise no petróleo em 1970. Hoje em dia, o país já é praticamente independente dessa importação, que em 1970 era de aproximadamente 80% (MME, 2008). A mudança de atitude do governo brasileiro, para uma maior diversificação da matriz energética nacional foi causada também pela crise energética de 2001. Um longo período de baixos investimentos em capacidade de geração, que iniciou com a privatização parcial do setor elétrico, foi seguido pela maximização do uso das capacidades existentes e um período relativamente seco, que deixou as usinas hidroelétricas

muito abaixo das suas capacidades nominais de geração (KRAUTER; KISSEL, 2005).

Após a crise de energia elétrica de 2001, o país começou a investir em políticas energéticas, de modo a utilizar o mais racionalmente possível o potencial energético. Dentre essas políticas pode ser citado o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) e o Programa Nacional de Produção e Uso de Biodiesel (PNPB).

Atualmente, a geração de energia elétrica por FRE no Brasil vem passando por uma nova fase, mas mesmo o país já tendo dado início ao incentivo, principalmente através do PROINFA, e tendo um vasto potencial para a aplicação dessas, a tecnologia solar FV não tem sido contemplada e incentivada de forma clara pela legislação em vigor. Os altos custos envolvidos na implantação dos sistemas FV, aliados ao desconhecimento das vantagens e do potencial dessa FRE, bem como a falsa percepção de que a geração FV somente é interessante para aplicações de pequena escala, são fatores que explicam o porquê da não exploração dessa forma de geração num país tropical e com altos níveis de irradiação solar.

No arcabouço legal vigente, é possível instalar e comercializar a energia FV tanto no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) quanto no Ambiente de Contratação Livre (ACL), embora não faça sentido comercializar essa energia no ACR, pelo seu elevado custo. Assim, a forma atualmente mais viável e simplificada, para comercializar a energia FV é através do ACL. Nesse mercado, os geradores solares FV de até 5.000 kWp (Resolução Normativa da ANEEL 112/1999) podem operar e a energia gerada por estas instalações pode ser comercializada livremente em contratos bilaterais. O desafio passa então a ser a identificação de consumidores especiais ou consumidores livres que estejam

dispostos a pagar um preço diferenciado por uma energia diferenciada (ANEEL, 2009).

A questão é que sem um mecanismo de incentivo que estimule a produção em série e a competitividade dessa fonte, se torna mais difícil encontrar consumidores livres ou especiais, que vejam vantagem em consumir uma energia limpa, que ainda apresenta um custo elevado. O incentivo à produção de tecnologia nacional e a iniciativa de projetos privados e governamentais poderia resultar na diminuição do custo e, dessa forma, incentivar a proliferação dessa fonte. Nesse contexto torna-se fundamental o desenvolvimento de um mecanismo de incentivo eficaz, que estimule investidores e que contemple não apenas a tecnologia FV, mas todas as outras FRE no Brasil.

2.1 As fontes renováveis de energia no Brasil

No contexto de disponibilidade de FRE, podemos dizer que o Brasil é privilegiado, pois dispõe da maior bacia hidrográfica do mundo, com grande potencial para transformação em força motriz e em energia elétrica (MME, 2008). O país possui grandes florestas tropicais, com áreas cultiváveis e que, exploradas sustentavelmente, poderão ser inesgotáveis produtoras de energia; possui ainda um potencial eólico promissor, além do que a energia solar destaca-se como grande fonte primária ainda a ser explorada em escala mais significativa. No Brasil, quando se fala em fontes alternativas de energia ou FRE, a referência é feita em especial às pequenas centrais hidroelétricas, energia eólica, à biomassa e à solar.

2.1.1 Pequenas centrais hidroelétricas

Sistemas Fotovoltaicos: Contextualização e Perspectivas para sua massificação no Brasil

A Resolução no 394/98 da ANEEL define como Pequena Central Hidroelétrica (PCH) as centrais com potência instalada total de até 30 MW e área inundada máxima de reservatório de 3 km². A definição de PCH no restante do mundo estabelece como potência instalada máxima total 10 MW. Alguns benefícios foram concedidos pelo órgão regulador no sentido de incentivar a geração de eletricidade a partir das PCH como, por exemplo, a concessão de um desconto de 50% nas tarifas de transporte da eletricidade gerada por este tipo de usina.

Como são empreendimentos que geralmente procuram atender demandas próximas aos centros de carga, em áreas periféricas ao sistema de transmissão, as PCH têm papel cada vez mais relevante na promoção do desenvolvimento da geração distribuída no país. Em 2008, segundo dados da ANEEL, a potência instalada de PCH era de 2.399 MW em 320 empreendimentos (ANEEL, 2009a).

De acordo com o Plano Nacional de Energia 2030, o potencial hidroelétrico a aproveitar é de cerca de 126.000 MW. Desse total, mais de 70% estão nas bacias do Amazonas e do Tocantins/Araguaia. As regiões Sul (PR) e Sudeste (MG) concentram o maior potencial instalado de PCH. A nova fronteira é a região Centro-Oeste (MT, MS). Um potencial da ordem de 15.000 MW foi identificado, para a totalidade do território nacional, em aproximadamente 3.000 aproveitamentos de 1 a 30 MW. Até 2030, prevê-se uma capacidade instalada de 7.800 MW (PORTO, 2007).

Sob o ponto de vista sócio-ambiental, a construção de PCH deve ser concebida com os mesmos cuidados que deveriam ser observados nos grandes aproveitamentos hidrelétricos. ORTIZ (2005) assinala que “é evidente que uma PCH pode causar menor impacto do que uma grande central hidroelétrica;

contudo, dentro das especificidades sócio ambientais de uma região, pode infligir impactos muito graves e irreversíveis para um bioma determinado e para as populações que nele e dele vivem”.

As PCH contam com os seguintes benefícios e vantagens legais:

- Autorização não-onerosa para exploração do potencial hidráulico ou simples comunicação ao poder concedente quando tiver potência até 1.000 kW (Lei nº. 9.074/95 e Lei nº. 9.427/96);
- Isenção da taxa de compensação financeira aos Estados e Municípios pela exploração do recurso hídrico (Lei nº 9.427/96, alterada pela Lei nº. 9.648/98);
- Isenção da aplicação anual de no mínimo 1% de sua receita operacional líquida em Pesquisa e desenvolvimento do setor (Lei nº. 9.991/00, alterada pela Lei nº. 10.438/02).

Quando conectada ao SIN:

- Pode concorrer nas chamadas públicas do PROINFA e ter sua produção de energia comprada, pela Eletrobrás, por 20 anos (Lei nº. 10.438/02, alterada pela Lei nº 10.762/03, ampliou o prazo de 15 para 20 anos);
- Redução não inferior a 50% nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição (Lei nº. 9.427/96);
- Pode comercializar energia elétrica diretamente com consumidor cuja carga seja maior ou igual a 500 kW (Lei nº. 9.427/96);
- Pode participar no Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), para compartilhar os riscos hidrológicos com outras usinas hidroelétricas – UHE e PCH participantes (Decreto nº. 2.665/98, alterado pelos Decretos nº. 3.653/00 e nº. 4.550/02);
- Como geração distribuída, pode comercializar direto com distribuidoras, por meio de leilões anuais de ajuste destas, com contratação por até dois

Sistemas Fotovoltaicos: Contextualização e Perspectivas para sua massificação no Brasil

anos e possibilidade de repasse integral de preços às tarifas, limitados ao valor do último leilão de energia, o Valor de Referência (VR) (Decreto nº. 5.163/04);

- Como fonte alternativa, pode comercializar no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), nos leilões específicos de compra de energia proveniente de fontes alternativas, com contratação de 10 até 30 anos e possibilidade de repasse integral de preços às tarifas (Decreto nº. 5.163/04).

2.1.2 Energia eólica

O Brasil é favorecido em termos de ventos, que se caracterizam por uma presença duas vezes superior à média mundial e pela volatilidade de 5% (oscilação da velocidade), o que dá maior previsibilidade ao volume a ser produzido. Além disso, como a velocidade costuma ser maior em períodos de estiagem, é possível operar as usinas eólicas em sistema complementar com as usinas hidroelétricas, de forma a preservar a água dos reservatórios em períodos de poucas chuvas. Sua operação permitiria, portanto, a “estocagem” da energia elétrica. As estimativas apresentadas pelo Atlas do Potencial Eólico de 2001, publicado pelo CEPEL, apontaram para um potencial de geração de energia eólica de 143 mil MW no Brasil, volume superior à potência instalada total no país, de 105 mil MW em novembro de 2008. Isso pode ser traduzido em uma geração anual de energia da ordem de 272,2 TWh. As mais recentes medições de vento realizadas em diversas regiões do país confirmam a existência de um grande potencial eólico ainda por ser explorado em cerca de 8,5 mil km² somente na costa litorânea, sem considerar vários outros mananciais de vento em diversas áreas (CBEE, 2008). De acordo com a Figura 1, os maiores potenciais

medidos encontram-se nas regiões Nordeste, principalmente no litoral, Sudeste e Sul.



Figura 1: Potencial eólico medido por região do Brasil

Fonte: ANEEL, 2008

Segundo o PNE 2030, o potencial eólico brasileiro tem despertado o interesse de vários fabricantes e representantes dos principais países envolvidos com essa tecnologia. Tal interesse pode ser evidenciado na instalação no país de firmas que, inicialmente, se voltavam para a construção das pás das turbinas, mas que hoje já desenvolveram infra-estrutura e parcerias que viabilizam a manufatura de geradores de 800 até 2.300 kW, com alto índice de nacionalização, tanto de matéria prima e como de mão de obra. Várias empresas mantêm torres de medições e elaboram estudos de infra-estrutura para instalação e operação de parques eólicos. Existem cerca de 5.300 MW em projetos eólicos autorizados pela ANEEL.

Sistemas Fotovoltaicos: Contextualização e Perspectivas para sua massificação no Brasil

Os Valores Econômicos da geração eólica variam de 203 a 231 R\$/MWh, para fatores de capacidade entre 0,42 e 0,32, respectivamente, sendo superior à média de preços dos leilões de energia nova, de 139,00 R\$/MWh (MME, 2008).

Entretanto, com o desenvolvimento da indústria nacional de fabricação de aerogeradores e partes integrantes, os custos de implantação tenderão a se reduzir, na medida em que houver concorrência entre as empresas, conseqüentemente tornando o valor desta energia mais competitivo.

A experiência brasileira de aproveitamento eólico para geração de energia elétrica ainda é pouco expressiva. No entanto, a confirmação da existência de um grande potencial eólico de alta qualidade técnica, distribuído em vasta parte do território nacional, em especial na costa litorânea da região nordeste, adicionada à emergente necessidade de expansão do sistema de abastecimento elétrico, tem apontado para uma rápida penetração desta fonte na matriz energética nacional.

Considerando o grande potencial eólico existente no Brasil, confirmado através de medidas de vento precisas realizadas recentemente, é possível produzir eletricidade a custos competitivos com centrais termoeletricas, nucleares e hidroelétricas. Análises dos recursos eólicos medidos em vários locais do Brasil, mostram a possibilidade de geração elétrica com custos da ordem de 70 – 80 US\$/MWh (CBEE, 2008).

Segundo dados da ANEEL (2009), a capacidade instalada no Brasil era da ordem de 273 MW em 2008, com turbinas de médio e grande porte conectadas ao SIN, distribuídos em 17 empreendimentos.

A geração eólica conta com os seguintes benefícios e vantagens legais:

- Autorização não onerosa, para potência acima de 5.000 kW, ou simples comunicação ao poder concedente, quando tiver potência até 5.000 kW (Lei nº 9.074/95);
- Isenção da aplicação anual de no mínimo 1% de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor (Lei nº 9.991/00, alterada pela nº 10.438/02).

Quando conectada ao SIN:

- Pode concorrer nas chamadas públicas do PROINFA e ter sua produção de energia comprada, pela Eletrobrás, por 20 anos (Lei nº 10.438/02, alterada pela Lei nº 10.762/03, ampliou o prazo de 15 para 20 anos);
- Com potência até 30.000 kW, possui redução não inferior a 50% nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição (Lei nº 9.427/96);
- Com potência até 30.000 kW, pode comercializar energia elétrica diretamente com consumidor cuja carga seja maior ou igual a 500 kW (Lei nº 9.427/96);
- Como geração distribuída, pode comercializar direto com distribuidoras, por meio de leilões anuais de ajuste destas, com contratação por até 2 anos e possibilidade de repasse integral de preços às tarifas, limitados ao valor do último leilão de energia (VR) (Decreto nº 5.163/04);
- Como fonte alternativa, pode comercializar no ACR, nos leilões específicos de compra de energia proveniente de fontes alternativas, com contratação de 10 até 30 anos e possibilidade de repasse integral de preços às tarifas (Decreto nº 5.163/04).

Os grandes argumentos favoráveis à fonte eólica são, além da renovabilidade, perenidade, grande disponibilidade, independência de importações e custo zero para obtenção de suprimento (ao contrário do

que ocorre com as fontes fósseis). O principal argumento contrário é o custo que, embora seja decrescente, ainda é elevado na comparação com outras fontes. Em 2008, no Brasil, considerando-se também os impostos embutidos, o custo dessa energia era de cerca de 230,00 R\$/MWh, enquanto o custo da energia hidroelétrica estava em torno dos 116,00 R\$/MWh (ANEEL, 2009).

2.1.3 Energia da biomassa

A biomassa voltada para fins energéticos abrange a utilização dos resíduos sólidos urbanos, animais, vegetais, industriais e florestais para geração de energia alternativa. As formas mais comuns de aproveitamento da biomassa são os resíduos agrícolas, madeira e plantas, a exemplo da cana de açúcar, do eucalipto e da beterraba (de onde se extrai álcool).

O Brasil se destaca como o segundo maior produtor de etanol que, obtido a partir da cana-de-açúcar, apresenta potencial energético similar e custos muito menores que o etanol de países como Estados Unidos e regiões como a União Européia. Segundo o BEN, em 2007 a produção brasileira alcançou 8.612 mil tep (toneladas equivalentes de petróleo) contra 6.395 mil tep em 2006, o que representa um aumento de 34,7% (MME, 2008).

A produção de biodiesel também é crescente e parte dela é exportada para países desenvolvidos, como os membros da União Européia. Segundo a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), em 2007 o país produziu 402.154 m³ do combustível puro (B100), diante dos 69.002 m³ de 2006 (ANEEL, 2009).

A utilização da biomassa como fonte de energia elétrica tem sido crescente no Brasil, principalmente em sistemas de cogeração (pela qual é

possível obter energia térmica e elétrica) dos setores industrial e de serviços. Em 2007, ela foi responsável pela oferta de 18 TWh, segundo o Balanço Energético Nacional de 2008. Na relação das fontes internas, a biomassa só foi superada pela hidroeletricidade, com participação de 85,4% (incluindo importação)(MME, 2008).

Em 2005 e 2006 foram comercializados 659,3 MW em biomassa (bagaço de cana) por meio dos leilões de energia nova. Estima-se que valores adicionais de geração elétrica por bagaço de cana da ordem de 6.400 MW sejam inseridos na matriz elétrica brasileira até 2030 (CCEE, 2009).

Com relação aos segmentos madeireiro e arrozeiro, estima-se um potencial de 1.300 MW. O custo de geração com resíduos de arroz está em torno de 117,00 R\$/MWh e o de madeira 114,00 R\$/MWh (MME, 2008).

Nas regiões menos desenvolvidas, a biomassa mais utilizada é a de origem florestal. Além disso, os processos para a obtenção de energia se caracterizam pela baixa eficiência – ou necessidade de grande volume de matéria-prima para produção de pequenas quantidades. Uma exceção a essa regra é a utilização da biomassa florestal em processos de cogeração industrial (ANEEL, 2009). Já a produção em larga escala da energia elétrica e dos biocombustíveis está relacionada à biomassa agrícola e à utilização de tecnologias eficientes. A pré-condição para a sua produção é a existência de uma agroindústria forte e com grandes plantações, sejam elas de soja, arroz, milho ou cana-de-açúcar.

A geração de energia a partir da biomassa animal encontrava-se, em 2008, em fase quase experimental, com poucas usinas de pequeno porte em operação no mundo. Por isso, em estatísticas e estudos, era tratada pela designação genérica de “Outras Fontes”. Já para a biomassa de origem vegetal, o quadro era diferente, em função da diversidade e da aceitação de seus derivados.

Apenas nos automóvel tipo *flex fuel* o consumo de etanol mais que dobrou nos últimos sete anos, superando os 60 milhões de litros em 2007 (ANEEL, 2009).

Outra alternativa às fontes convencionais de energia e que está em desenvolvimento no Brasil são os óleos vegetais. A transesterificação é a reação de óleos vegetais com um produto intermediário ativo obtido pela reação entre metanol ou etanol e uma base (hidróxido de sódio ou de potássio).

O uso energético dessa fonte proporciona vantagens ambientais e econômicas, caracterizando-se, inclusive, pelo aspecto de viabilização do desenvolvimento sustentável, primordialmente, em comunidades rurais. Os óleos vegetais na sua forma *in natura* já estão sendo usados em motores multicomcombustíveis para a geração de eletricidade na região Amazônica Brasileira, a exemplo da Comunidade Vila Boa Esperança, no Pará, onde mais de 100 famílias utilizam eletricidade gerada a partir de óleo de dendê, que é produzido na própria região.

Segundo o Plano Nacional de Energia 2030, o maior potencial de produção de eletricidade, através da biomassa, encontra-se na região Sudeste, particularmente no Estado de São Paulo, e é estimado em 609, 4 milhões GJ/ano. Na seqüência estão Paraná (65,4 milhões GJ/ano) e Minas Gerais (63,2 milhões GJ/ano).

De acordo com o PNE 2030, com a expansão e renovação das unidades de processamento do setor sucroalcooleiro e a valorização dos resíduos agrícolas e industriais do processo, as centrais termoelétricas de cogeração integradas aos sistemas produtivos também deverão incorporar os avanços tecnológicos viabilizados ao longo do horizonte de estudo, elevando significativamente o potencial de produção de energia elétrica excedente (ofertável para a rede após o atendimento das necessidades da própria unidade industrial) ou minimizando o consumo de biomassa para atendimento das necessidades energéticas do

processo e disponibilizando-a para uso como matéria-prima em aplicações mais rentáveis.

O uso da biomassa para geração de energia elétrica conta ainda com os seguintes benefícios e vantagens legais:

- Autorização não onerosa, para potência acima de 5.000 kW, ou simples comunicação ao poder concedente, quando tiver potência até 5.000 kW (Lei nº 9.074/95);
- Isenção da aplicação anual de no mínimo 1% de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor (Lei nº 9.991/00, alterada pela Lei nº 10.438/02.).

Quando conectada ao SIN:

- Pode concorrer nas chamadas públicas do PROINFA e ter sua produção de energia comprada, pela Eletrobrás, por 20 anos (Lei nº 10.438/02, alterada pela Lei nº 10.762/03, ampliou o prazo de 15 para 20 anos);
- Com potência até 30.000 kW, possui redução não inferior a 50% nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição (Lei nº 9.427/96);
- Com potência até 30.000 kW, pode comercializar energia elétrica diretamente com consumidor cuja carga seja maior ou igual a 500 kW (Lei nº 9.427/96);
- Como geração distribuída, pode comercializar direto com distribuidoras, por meio de leilões anuais de ajuste destas, com contratação por até 2 anos e possibilidade de repasse integral de preços às tarifas, limitados ao valor do último leilão de energia (VR) (Decreto nº 5.163/04);
- Como fonte alternativa, pode comercializar no ACR, nos leilões específicos de compra de energia proveniente de fontes alternativas,

Sistemas Fotovoltaicos: Contextualização e Perspectivas para sua massificação no Brasil

com contratação de 10 até 30 anos e possibilidade de repasse integral de preços às tarifas (Decreto nº 5.163/04).

Os principais aspectos negativos da utilização da biomassa, principalmente para o uso como combustível são a interferência no tipo natural do solo e a possibilidade da formação de monoculturas em grande extensão de terras – o que competiria com a produção de alimentos. Estas variáveis têm sido contornadas por técnicas e processos que aumentam a produtividade da biomassa reduzindo, portanto, a necessidade de crescimento de áreas plantadas (ANEEL, 2008).

2.1.4 Energia solar

Assim como ocorre com os ventos, o Brasil é privilegiado em termos de radiação solar. O Plano Nacional de Energia 2030 reproduz dados do Atlas Solarimétrico do Brasil e registra que essa radiação varia de 8 a 22 MJ/m² durante o dia, sendo que as menores variações ocorrem nos meses de maio a julho, variando de 8 a 18 MJ/m². Além disso, o Nordeste possui irradiação comparável às melhores regiões do mundo nessa variável, como a cidade de Dongola, no deserto do Sudão, e a região de Dagget, no Deserto de Mojave, Califórnia.

Os programas de eletrificação rural, atualmente existentes no país, caracterizam-se pela magnitude dos seus objetivos e pelo uso de novas tecnologias de geração, sobretudo as de geração distribuída, baseadas em fontes renováveis de energia. Na Bahia, dois programas destacam-se: o Programa PRODUZIR, para eletrificação de domicílios, com recursos do Banco Mundial, e o Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios

(PRODEEM), do MME, agora incorporado ao Programa Luz para Todos (ANEEL, 2008).

O estado da Bahia vem se destacando, no Brasil, no uso desses sistemas FV. Ao todo, são aproximadamente 20 mil sistemas solares instalados ou em processo de instalação no estado, através do Programa Luz Para Todos do governo federal, realizado em parceria com o governo do estado e a Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia (COELBA). Isto corresponde a um investimento de R\$ 15 milhões, com previsão de mais R\$ 8 milhões para os próximos anos. Com o objetivo de eletrificar todo o estado, espera-se que seja autorizada, para os próximos anos, a contratação de aproximadamente 80.000 novos sistemas (PEREIRA, 2008).

O direcionamento para esses nichos de mercado – comunidades e cargas isoladas – deverá permanecer ao longo do horizonte do plano, até porque a expansão, em muitos casos, depende ainda de incentivos, o que poderá ser reduzido na medida do aumento de escala da geração FV e conseqüente queda nos preços.

Apesar de este potencial estar bastante difundido em cidades do interior e na zona rural, a participação do sol na matriz energética nacional é bastante reduzida. Tanto que a energia solar não chega a ser citada na relação de fontes que integram o Balanço Energético Nacional, edição de 2008 (ANEEL, 2009). No Banco de Informações de Geração (BIG), da Aneel, consta apenas uma usina FV – Araras, no município de Nova Mamoré, no Estado de Rondônia, com potência geração fotovoltaica conectada à rede elétrica instalada de 20,48 kW. O BIG não registra qualquer outro empreendimento fotovoltaico em construção ou já outorgado. O que existe no país são pesquisas e implantação de projetos pilotos da tecnologia.

A energia solar FV conectada à rede surge como uma grande promessa para a geração distribuída. Um dos aspectos importantes será normalizar questões essenciais da geração distribuída, nos aspectos de qualidade, segurança e proteção. Mas a maior dificuldade ainda reside no custo dos módulos, bem como na divulgação e reconhecimento dos benefícios que esta FRE pode trazer ao SIN.

A maior parte do território brasileiro está localizada relativamente próxima da linha do Equador, de forma que não se observam grandes variações na duração solar do dia. Os mapas de variabilidade do recurso solar apresentados no Atlas Brasileiro de Energia Solar (PEREIRA *et al*, 2006) apontam variabilidades inferiores a 10% para a maior parte do território nacional.

Contudo, a maioria da população brasileira e das atividades socioeconômicas do país se concentra em regiões mais distantes do Equador. Em Porto Alegre, capital brasileira mais meridional (cerca de 30° S), a duração solar do dia varia de 10 horas e 13 minutos a 13 horas e 47 minutos, aproximadamente, entre 21 de junho e 22 de dezembro, respectivamente.

No Brasil, entre os esforços mais recentes e efetivos de avaliação da disponibilidade de radiação solar, destacam-se os seguintes:

- Atlas Solarimétrico do Brasil: iniciativa da Universidade Federal de Pernambuco – UFPE e da Companhia Hidroelétrica do São Francisco – CHESF, em parceria com o Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito – CRESESB;
- Atlas de Irradiação Solar do Brasil: elaborado pelo Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) e pelo Laboratório de Energia Solar da Universidade Federal de Santa Catarina (LABSOLAR-UFSC), em parceria com o Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE);

- Atlas Brasileiro de Energia Solar: faz parte do projeto SWERA - *Solar and Wind Energy Resource Assessment*, financiado pelo Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente e pelo Fundo Global para o Meio Ambiente. O projeto foi iniciado em 2001 e envolveu o INPE e o LABSOLAR-UFSC.

A geração solar conta com os seguintes benefícios e vantagens legais:

- Autorização não onerosa, para potência acima de 5.000 kW, ou simples comunicação ao poder concedente, quando tiver potência até 5.000 kW (Lei nº 9.074/95 e Resolução ANEEL nº 112/99. Aplicam-se, por analogia, os mesmos critérios relativos à UTE);
- Isenção da aplicação anual de no mínimo 1% de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor (Lei nº 9.991/00, alterada pela Lei nº 10.438/2002).

Quando conectada ao SIN:

- Com potência até 30.000 kW, goza de redução não inferior a 50% nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição (Lei nº 9.427/1996);
- Com potência até 30.000 kW, pode comercializar energia elétrica diretamente com consumidor cuja carga seja maior ou igual a 500 kW (Lei nº 9.427/1996);
- Como geração distribuída, pode comercializar direto com distribuidoras, por meio de leilões anuais de ajuste destas, com contratação por até dois anos e possibilidade de repasse integral de preços às tarifas, limitados ao valor do último leilão de energia (VR) (Decreto nº 5.163/2004);
- Como fonte alternativa, pode comercializar no ACR, nos leilões específicos de compra de energia proveniente de fontes alternativas,

Sistemas Fotovoltaicos: Contextualização e Perspectivas para sua massificação no Brasil

com contratação de 10 até 30 ano e possibilidade de repasse integral de preços às tarifas (Decreto nº 5.163/2004).

A geração heliotérmica, embora haja estudos que apontem uma redução do custo de instalação de uma usina, não se mostra ainda competitiva, mas algumas regiões do Brasil apontam grande potencial, como pode ser visto no Gráfico 5, que mostra os valores médios de radiação solar direta para todas as capitais brasileiras.

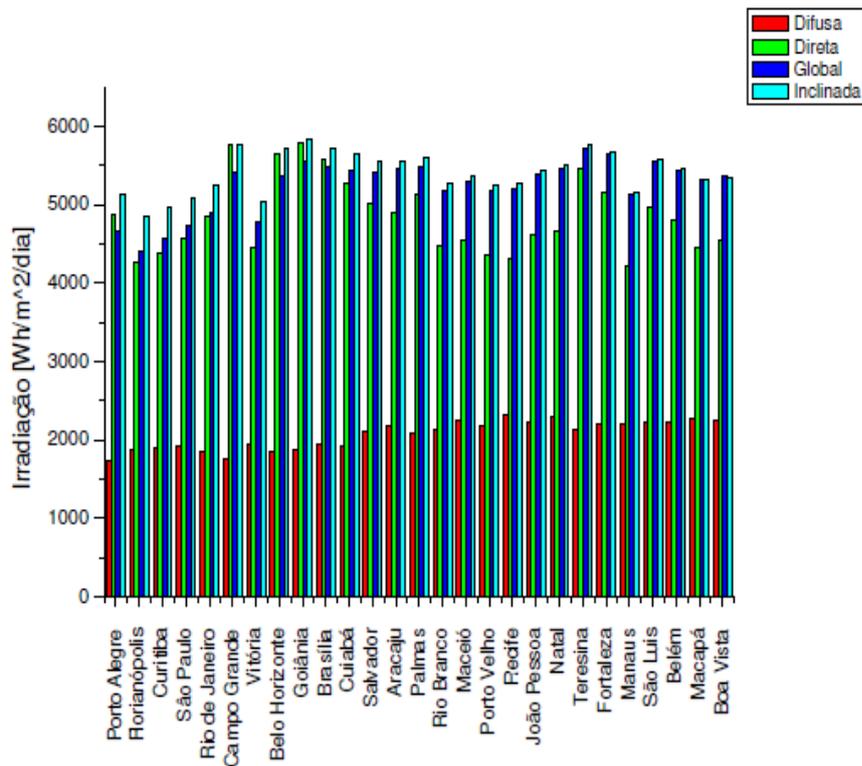


Gráfico 5 Médias diárias anuais de irradiação difusa, direta, global horizontal e global na inclinação da latitude média da cidade, para todas as capitais brasileiras, (Wh/m²/dia)

Fonte: Atlas Brasileiro de Energia Solar, 2006

Pelo fato de utilizar sistemas concentradores, que se utilizam da fração direta da radiação solar, esses geradores necessitam de sistemas de rastreamento da trajetória aparente do sol e atingem desempenho ótimo em regiões com altos índices de radiação direta (céu claro), como é o caso principalmente nas capitais de Minas Gerais, Goiás e Mato Grosso do Sul.

O PNE 2030 considera que a geração FV vai se tornar competitiva quando seu custo chegar a 3.000 US\$/kW, tomando como base de comparação a tarifa de fornecimento. Nessa situação, o custo do watt deveria ser de US\$ 1,50, o que a curva de aprendizagem sugere ser possível de atingir, nos Estados Unidos, somente após 2020. Nessas condições, o PNE 2030 considerou que o aproveitamento da energia solar FV, integrada à rede, seria marginal no horizonte de estudo.

2.2 Os benefícios da energia solar fotovoltaica

O valor e os benefícios da energia fotovoltaica têm sido examinados de várias perspectivas:

- Do consumidor;
- Da concessionária;
- Do meio ambiente.

A energia FV apresenta baixo impacto ambiental, sem ruído ou poluição durante a sua utilização. A tecnologia é considerada uma das mais viáveis para a utilização no ambiente urbano, devido à sua capacidade de integração às edificações.

Sistemas Fotovoltaicos: Contextualização e Perspectivas para sua massificação no Brasil

Segundo estudos realizados por Haas (1994), os diferentes beneficiários agregam diferentes valores à energia FV. O consumidor compara os custos de produção e os preços da eletricidade. No caso de um sistema integrado à edificação, haveria uma economia de investimentos, uma vez que os módulos fotovoltaicos poderiam substituir elementos de revestimento; a concessionária faz uma comparação entre os custos de produção e as oportunidades de custos. Para as concessionárias, o valor da geração FV depende da radiação local e da curva de carga. Um grande benefício seria a redução de linhas de transmissão e distribuição necessárias para a rede elétrica; o governo analisa os benefícios sociais ou custo evitado. Para o governo, o mais importante é justificar o porquê de subsidiar a tecnologia FV (HAAS, 1994).

Haas (1994) complementa que os benefícios sociais do sistema descentralizado e integrado a edificações urbanas são o custo evitado em área, uma vez que o sistema pode ser integrado a edificações, a redução de investimentos, devido a um menor custo de estrutura para suporte e o benefício de haver uma tendência indireta à conservação de energia por parte dos consumidores.

Existem os benefícios que atendem ao governo, à concessionária e ao consumidor. Os contínuos investimentos em caminhos antigos de produção e distribuição de energia não reduzem os riscos do sistema centralizado, como os *blackouts*. Os investimentos em novos caminhos de produção e distribuição de energia, como em sistemas descentralizados, poderiam reduzir os grandes riscos e a possibilidade de perdas econômicas oriundas das falhas no sistema (AITKEN; STADEN, 2005). Dessa forma, todos estariam se beneficiando com a geração FV.

Para Tsoutsos (2005), existem também os benefícios sócio-econômicos e estratégicos, associados à geração FV como: o aumento da independência

energética nacional; as significativas oportunidades de empregos; a diversificação e segurança no suprimento de energia; o suporte na reestruturação do mercado energético, a redução da dependência dos combustíveis importados e a aceleração da eletrificação rural em países em desenvolvimento.

Segundo dados publicados pela revista *PHOTON International* (2009), a criação de empregos somente na Alemanha no setor das FRE, no ano de 2007, chegou a 249 mil empregos. A energia FV foi responsável por 50.700 mil empregos. De acordo com o Gráfico 6, é possível observar que entre os anos de 2006 e 2007 a geração de empregos no mercado de energia solar foi a que mais cresceu, quando comparado ao mercado das outras FRE.

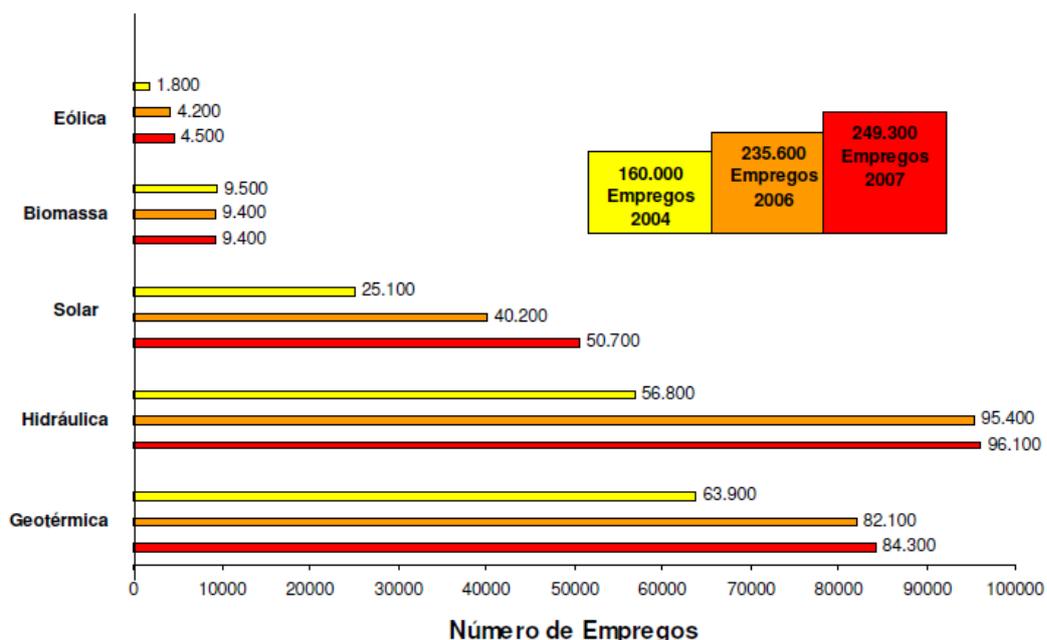


Gráfico 6 Geração de empregos por FRE na Alemanha nos anos 2004, 2006 e 2007

Sistemas Fotovoltaicos: Contextualização e Perspectivas para sua massificação no Brasil

Fonte: PHOTON International, 2009

2.3 Os agentes na área das fontes renováveis de energia

2.3.1 O mecanismo de incentivo alemão à energia solar fotovoltaica e o mercado atual

A Alemanha vem investindo em mecanismos de incentivo para promover as FRE há muitos anos, mas a energia FV começou a ser contemplada por esses mecanismos apenas a partir de 1988. A energia FV foi a segunda FRE a penetrar no mercado alemão, sucedendo à energia eólica.

Período entre 1990-1998 (Inserção da energia FV na matriz energética alemã)

Em 1990 o governo alemão estabeleceu uma nova lei energética de modo a permitir compensações aos geradores de energia por FRE. Por fim, foi aprovada por unanimidade a *Feed-in Law*. Essa lei teve uma oposição inicial das concessionárias de energia, mas não foi o suficiente para frear a iniciativa (JACOBSSON; LAUBER, 2004).

A *Feed-in Law* exigia que as concessionárias conectassem os geradores de FRE na sua rede de distribuição e que comprassem essa energia gerada na sua área de concessão, a um valor pré-determinado (no mínimo 90% do valor pago à geração convencional, para a energia solar e eólica) (SAWIN, 2004). Esse mecanismo possibilitou incentivos financeiros significativos, mas esses incentivos foram menores para a energia FV, uma vez que seus custos ainda

Sistemas Fotovoltaicos: Contextualização e Perspectivas para sua massificação no Brasil

eram muito elevados. Nessa fase, a energia eólica adquiriu maturidade, mas não foi o suficiente para que o mesmo ocorresse com a energia FV, principalmente pelo seu elevado custo.

A inserção da energia FV no mercado energético alemão aconteceu através do Programa 1.000 Telhados, em 1991. Esse programa foi administrado pela Instituição de Crédito Alemã para a Reconstrução, e garantiu o financiamento de 60-79% das instalações. Foram instalados cerca de 2.200 sistemas conectados, totalizando aproximadamente 5,3 MWp em 1993 (IEA, 1999); (STAISS; RÄUBER, 2002); (JACOBSSON; LAUBER, 2004).

Considerando que o Programa 1.000 Telhados foi um sucesso, a formação do mercado que o programa induziu não foi forte o suficiente para justificar investimentos em novas instalações de indústrias de células solares. As indústrias agora esperavam um sucessor desse programa. O lobby pela indústria de células solares da Alemanha, também se intensificou. A Siemens já havia iniciado a sua produção nos EUA. Continuar a produção na Alemanha, sem nenhuma perspectiva de um grande mercado, seria claramente questionado sobre o ponto de vista da indústria. Então, a EUROSOLAR propôs o Programa de 100.000 Telhados, que foi aprovado pelos Sociais Democratas. Com a promessa de um forte programa, a ASE, segunda maior produtora de células solares, decidiu investir em uma nova usina na Alemanha. A produção de células começou em meados de 1998 em uma unidade com capacidade de 20 MW (HOFFMANN, 2001). A partir daí, começaram a ser instaladas outras indústrias de células solares, devido à perspectiva do programa de 100.000 Telhados.

Período entre 1998-2003 (A energia FV adquire maturidade na Alemanha)

Em 1999 o Programa 100.000 Telhados entrou em vigor, com aproximadamente 350 MW instalados. O programa foi subsidiado através de

empréstimos ao investidor com juros baixos. Ao final de 1999, 3.500 novos empréstimos foram concedidos, para a instalação de mais 9 MWp. Nesse período ficou claro que os investidores estavam aguardando por uma revisão da *Feed-in Law*, que levou tempo para ser preparada. Segundo Jacobsson e Lauber (2004), essa revisão gerou o *Renewable Energy Sources Act (EEG)*, em Março de 2000. Nessa revisão, foi determinado que a geração por FRE fosse distribuída entre todas as concessionárias, com base no total de energia elétrica vendida, assegurando assim que nenhuma região fosse sobrecarregada. Essa revisão também determinou pagamentos por kWh específicos para cada FRE, baseado nos custos reais de geração.

A EEG justificou as tarifas especiais para a *Feed-in Law*, de acordo com três razões:

- A primeira se refere ao princípio de “o poluidor paga” com relação às externalidades;
- A segunda relata que fontes convencionais de energia se beneficiavam de substanciais subsídios do governo, que mantinham seus preços artificialmente baixos;
- E a terceira quebra o círculo vicioso de altos custos unitários e baixos volumes de produção típicos das tecnologias de uso de FRE para geração de eletricidade.

Com base nessa Lei, as tarifas foram garantidas por um período de 20 anos (na antiga *Feed-in Law*, não havia garantia de tempo para o pagamento das tarifas), até que se chegasse a uma potência acumulada de 350 MWp.

As tarifas para energia FV, em 2000 e 2001 eram de 0,506 €/kWh para telhados solares de até 5MWp e para outras instalações solares de até 10 MWp. Essas tarifas decresciam a cada ano (~5%) para novas instalações (0,457 €/kWh

por 20 anos para geradores solares instalados em 2003) (JACOBSSON; LAUBER, 2004); (*Renewable Energy Source Act*, 2000).

Juntamente com o Programa de 100.000 Telhados, a revisão da *Feed-in Law* fez com que o mercado de células solares se tornasse um excelente investimento. Em 2000 a Alemanha já havia se tornado líder mundial em telhados solares e já haviam sido implementadas seis indústrias locais (que em 1996 eram duas). Em menos de três anos, o limite de potência de 350 MW já havia sido atingido (150 MW foram instalados nos primeiros seis meses dentro do Programa de 100.000 Telhados). Mesmo com o aumento do limite de potência para 1.000 MW, os investimentos caíram drasticamente na metade de 2003, uma vez que o preço pago pela energia gerada se mostrou insuficiente, sem os empréstimos de baixo juro do Programa 100.000 Telhados. Nesse período, foi criada uma nova emenda à EEG, a ser adotada em algum momento do ano de 2004.

Período entre 2004 -2008

Para assegurar o contínuo crescimento do mercado FV no país, além de a emenda da EEG revisar as tarifas pagas pela energia FV gerada, também foi eliminado o limite para a capacidade de energia instalada por FR. Outro fator importante foi referente à oposição das indústrias energointensivas, que inicialmente estavam pagando um alto valor nas suas tarifas. Nessa emenda da EEG, foi estipulado um limite de acréscimo na tarifa de 0,05 centavos de €/kWh, para a diluição dos custos do programa, aos consumidores que apresentam um consumo superior a 10 GWh de eletricidade ao ano (anteriormente esse valor era de 100 GWh/ano), em uma única unidade consumidora, e cujos custos gastos com a eletricidade representam mais do que 15% (percentual que anteriormente era de 20%) da sua arrecadação bruta.

Em Julho de 2007, o Parlamento alemão decidiu fazer alterações na EEG, onde ocorreu uma reforma nas tarifas de provisionamento. Isso incluiu um aumento anual nas taxas de regressão (a partir de 2009). O Quadro 2 mostra a variação na regressão estipulada para os anos seguintes, de acordo com o tipo de sistema e potência instalada. Além disso, não haverá mais o bônus pago à energia FV gerada por sistemas instalados nas fachadas das edificações (REN21, 2007).

Quadro 2 Ajustes no índice de regressão anual das tarifas prêmio na Alemanha, de acordo com a revisão da EEG, de 2008

Fonte: IEA, 2008/BMU, 2008

	2008	2009	2010	2011
Sistemas instalados na cobertura das edificações <100 kWp	5%	8%	8%	9%
Sistemas instalados na cobertura das edificações >100 kWp	6%	10%	10%	9%
Sistemas montados no solo	7%	10%	10%	9%
	Percentuais agregados aos valores descritos acima	2009	2010	2011
Limite de potência (MWp)	aumenta 1%	1.500	1.700	1.900
	diminui 1%	1.000	1.100	1.200

Sistemas Fotovoltaicos: Contextualização e Perspectivas para sua massificação no Brasil

A regressão para os próximos anos dependerá da potência FV anual instalada. Os percentuais de regressão previamente definidos para os anos de 2009, 2010 e 2011 sofrerão um acréscimo de 1% ou um decréscimo de 1%, de acordo com a potência FV instalada no ano em questão.

A regressão estipulada para os anos em questão sofrerá um aumento de 1% caso a potência FV instalada seja superior a: 1.500 MWp (2009), 1.700 MWp (2010) e 1.900 MWp (2011) e sofrerá uma redução de 1% caso a potência FV seja menor do que: 1.000 MWp (2009), 1.100 MWp (2010) e 1.200 MWp (2011).

De acordo com o Quadro 3, também é possível observar a variação das tarifas prêmio com a revisão de EEG de 2008, para os sistemas instalados na cobertura das edificações (BMU, 2008).

Quadro3 Redução das tarifas prêmio na Alemanha, de acordo com a revisão da EEG, de 2008

Fonte: IEA, 2008/BMU, 2008

	EEG 2004 €/kWh	EEG 2009 €/kWh
Sistemas < 30 kWp	0,4441	0,4301
Sistemas entre 30-100 kWp	0,4226	0,4091
Sistemas > 100 kWp	0,4179	0,3958
Sistemas > 1.000 kWp	0,4179	0,3300

O processo de evolução da energia FV na matriz energética da Alemanha, em função dos diferentes mecanismos de incentivo adotados ao longo dos anos, bem como um resumo da situação atual do mercado FV é apresentado através do Gráfico 7.

Alemanha abordou o desafio dos elevados custos de capital inicial para as FRE através de empréstimos com juros baixos, oferecidos pelos principais

Sistemas Fotovoltaicos: Contextualização e Perspectivas para sua massificação no Brasil

bancos e refinanciados pelo governo federal, e através da introdução de tarifas específicas para a energia FV, a partir do ano de 2000.

A potência FV total acumulada na Alemanha no ano de 2008, segundo estimativas da *Photon International* (2009), chegou a 5,3 GW (1,5 GW no ano). No ano de 2007 (Gráfico 7), esse valor foi de 3,8 GW (1,1GW no ano).

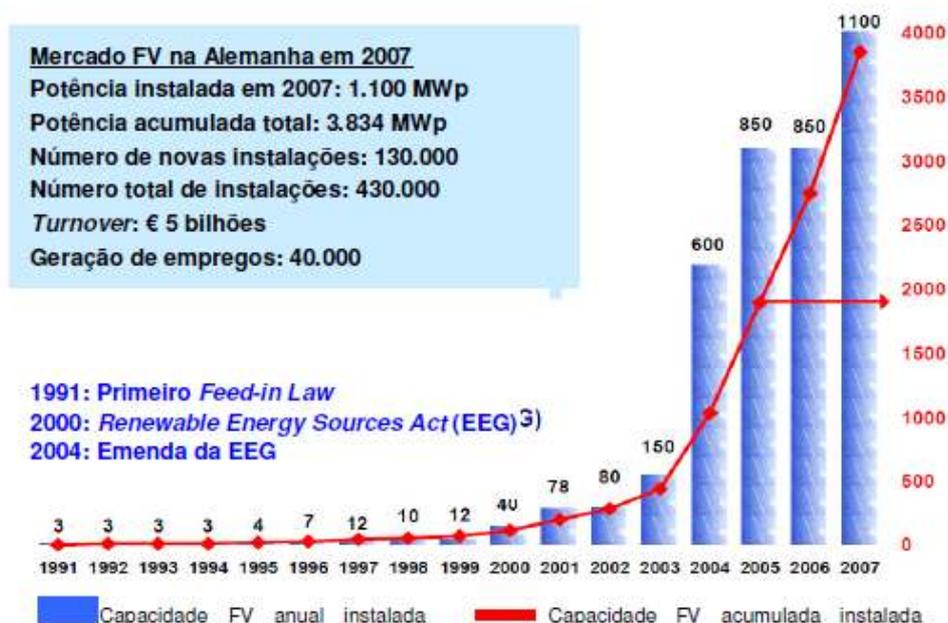


Gráfico 7 O processo de evolução da energia FV na matriz energética da Alemanha, em função dos diferentes mecanismos de incentivo adotados ao longo dos anos

Fonte: REN21. 2007

No ano de 2007, aproximadamente 40.000 pessoas estavam trabalhando nesse setor (Gráfico 7), 842 MW de células foram produzidos apenas na Alemanha e cerca de 10.000 empresas estavam trabalhando no setor de energia FV (EPIA, 2008).

2.3.2 O mecanismo de incentivo espanhol à energia solar fotovoltaica e o mercado atual

Período entre 1998 - 2001

Em 23 de dezembro 1998, a Espanha regulamenta uma lei que estabelece um novo marco para o sistema elétrico espanhol, criando um ambiente propício para a inclusão de FRE. O Real Decreto 2818/1998 estipulou uma remuneração paga, a título de incentivo, à geração produzida por FRE. Essa remuneração deveria ser revisada periodicamente e teria duração até que se atingisse a potência instalada de 50 MWp em sistemas menores ou iguais a 5kWp. Além disso, as concessionárias de energia eram obrigadas a comprar o excedente da energia gerada através de FR, por um preço no mínimo igual ao valor de mercado, para a produção de energia elétrica acrescido de um incentivo fixo, para o caso da energia FV (SREA, 2004).

Esses mecanismos não foram suficientes para alavancar a tecnologia FV na Espanha, uma vez que o limite de potência estipulado, além de ser baixo, gerou incertezas quanto ao futuro dos novos sistemas.

Em 1999 foi criado o Plano de Fomento às Energias Renováveis. Esse plano foi baseado numa política de incentivo de obrigações e teve como objetivo suprir no mínimo, 12% do consumo energético total do país, através de fontes renováveis de energia até o ano de 2010 (SALAS; OLIAS, 2009).

Período de 2004 - 2007

Sistemas Fotovoltaicos: Contextualização e Perspectivas para sua massificação no Brasil

Em 12 de Março de 2004, foi criado o real decreto 436/2004. Esse decreto previa incentivos para novas instalações em diferentes formas: para geradores que vendessem a sua produção de energia para a rede de distribuição e para geradores que vendessem sua produção para o mercado livre. No primeiro caso, os produtores de energia receberiam uma tarifa definida como uma percentagem da tarifa regulada. No segundo caso, os produtores receberiam o preço estabelecido pelo mercado ou um preço livremente negociado pelo titular ou o representante da instalação, complementado por um incentivo pela participação. A nova lei incluiu uma garantia de pagamento de 39,6 centavos de euros/kWh para sistemas de até 100 kW, por um período de 25 anos.

No final de 2007 já havia sido instalado uma potência total de 634 MW, superando a meta de 410 MW do Plano de Fomento às Energia Renováveis para o ano de 2010.

Período entre 2007-2008

Em 25 de Maio de 2007, foi criado o Real Decreto 661/2007. Esse decreto regulamentou a atividade de produção de energia elétrica em regime especial. Esse decreto desvinculou a tarifa paga à energia FV da tarifa média de referência e estipulou novos valores (Quadro 4).

Quadro 4 Tarifas prêmio atuais na Espanha e para os anos posteriores ao término do programa

Fonte: IEA, 2008

Potência	Tarifa regulada (€/kWh)
Sistemas < 20 kW (integrado à edificação ou instalado na cobertura)	0,34
Sistemas > 20 kWp e máximo 2M (integrado à edificação ou instalado na cobertura)	0,32
Sistemas > 20 MWp e máximo 10M (não integrados à edificação)	0,32

Nesse período, a indústria FV se acelerou para o cumprimento de entrada de 3.130 MW (CNE, 2008) instalados até outubro de 2008. No ano de 2007 a potência total FV instalada na Espanha foi de 634 MW. Esse crescimento acelerado do mercado espanhol fez com que o programa fosse interrompido para uma nova revisão.

Período de 2008

Foi instituído em 26 de Setembro de 2008, o Real Decreto 1578/2008. Esse Decreto tratou da retribuição da atividade de produção de energia elétrica gerada por sistemas FV para instalações posteriores a data limite de permanência da retribuição do Real Decreto 661/2007, de 25 de maio.

Esse novo regime econômico pretende estimular a aplicação de sistemas FV integrados às edificações, visto que esse segmento na Espanha é responsável por apenas 5% do mercado (ZILLES, 2009). Esse Decreto estabeleceu um limite de potência FV (500 MW/ano) a ser instalado no país, com o objetivo de frear o crescimento acelerado de grandes instalações.

O que aconteceu em Espanha mostra claramente que o mercado mundial FV ainda é fortemente dependente do apoio governamental, por meio de programas de incentivo e por decisões de políticas. O que é necessário para o contínuo desenvolvimento do mercado não é uma tarifa prêmio mais elevada, mas uma política pública e um programa de incentivo estável e em longo prazo.

Em 2007 e durante a metade de 2008, todos os aspectos referentes à energia FV na Espanha eram positivos. Havia tarifas prêmio atrativas, linhas de crédito fácil, o preço do petróleo estava subindo e a economia estava crescendo rapidamente. Atualmente, a indústria enfrenta os baixos preços do petróleo, recessão econômica, difícil concessão de empréstimos e um dos maiores

mercados mundiais para a tecnologia FV regulado por um limite de potência instalada e com tarifas prêmio 30% mais baixas. As consequências das alterações no mercado regulatório espanhol serão sentidas por todos os países (*The solar future*, 2009).

O mercado FV espanhol cresceu mais de 2.661 MW de novas instalações em 2008. Esse enorme crescimento de aproximadamente 300%, comparado com o ano de 2007, justifica em parte o aumento do preço dos módulos em 2008. Para o ano de 2009, o limite de 500 MW imposto pelo programa espanhol fará com que o mercado espanhol decline aproximadamente 80%, no ano em questão. Isso irá se refletir de uma forma ruim na indústria mundial, devido à crise econômica e à oferta excessiva de módulos FV. Por outro lado, isso irá se refletir de uma forma positiva para o consumidor, uma vez que em consequência disso, os preços têm declinado entre 20-40% (SALAS e OLIAS, 2009).

O Gráfico 8 apresenta o crescimento do mercado FV na Espanha, desde 2003 até o ano 2008 e as estimativas para os anos seguintes, de acordo com a nova *Feed-in Law*.

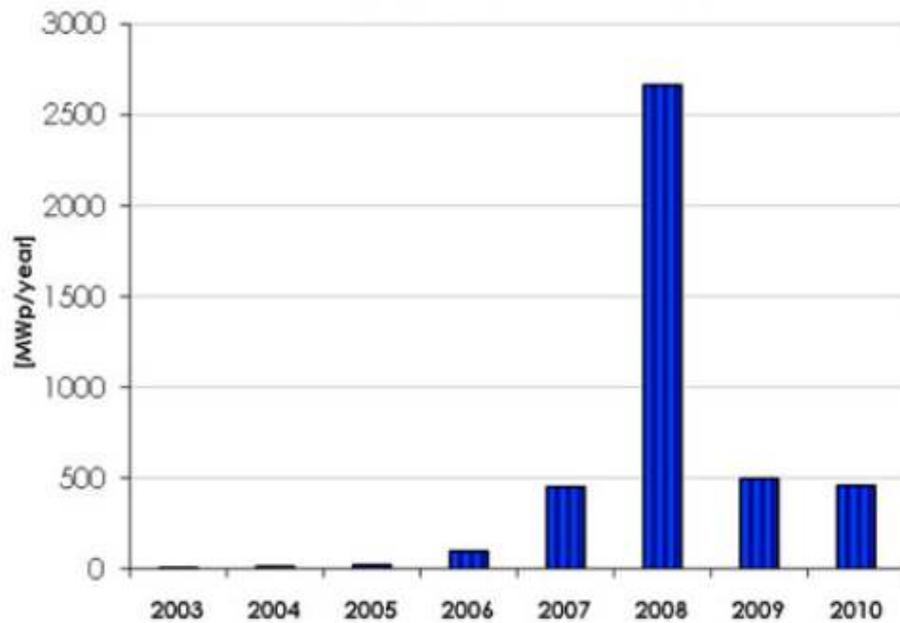


Gráfico 8 Evolução da potência FV anual na Espanha, até 2008 e os efeitos da nova Feed-in Law para os anos seguintes
 Fonte: Solar Plaza, 2009

2.3.3 O mecanismo de incentivo japonês à energia solar fotovoltaica e o mercado atual

No Japão, a escassez de fontes convencionais de geração de energia, o risco da falta de um abastecimento energético estável, e a importância em

Sistemas Fotovoltaicos: Contextualização e Perspectivas para sua massificação no Brasil

agregar as questões ambientais, principalmente a redução de CO₂, aumentaram a necessidade do país de acelerar os avanços para a implementação das FRE.

Em 1992, o Japão estabeleceu um mecanismo de incentivo baseado no *Net Metering*, obrigando que todas as concessionárias comprassem o excedente a um preço mínimo de varejo. Em 1994, o Japão lançou o *Subsidy Programme for Residential PV Systems*, com o objetivo de promover a energia FV. O programa viabilizou empréstimos com juros baixos e também um abrangente programa de educação. Os descontos foram reduzidos ao longo dos anos, para novas instalações, de 50% do custo instalado em 1994 para 12% em 2002 (ano de término do programa) (MOORE; IHLE, 1999); (HAASS, 2002).

A implementação do *Residential PV System Dissemination Programme*, que terminou em Outubro de 2005, começou com o *Monitoring Programme for Residential PV systems* (1994-1996) e foi substituído pelo *Programme for the Development of the Infrastructure for the Introduction of Residential PV Systems* (EPIA, 2008).

O *Residential PV System Dissemination Programme* liderou a expansão do mercado FV Japonês durante 12 anos. Em 2006, 88.5% da potência FV instalada, ou seja, 254 MWp, eram referentes a instalações residenciais conectadas à rede elétrica. O Japão totalizou 1.709 MW em 2006. Em 2007 o mercado japonês declinou, instalando 210 MW, 36% menos do que o ano anterior, totalizando 1,9 GWp instalados (EPIA, 2008). Uma das causas desse declínio se deve ao encerramento do subsídio para a instalação dos sistemas (IEA, 2012).

A partir de 2007, o governo Japonês passou a subsidiar programas para promover os outros setores (comercial, industrial e outras aplicações não residenciais) em larga escala, por considerar a aplicação no setor residencial bem estabilizada. Com isso, mais de 300 municipalidades introduziram outras

medidas para promover as instalações dos sistemas FV. Um dos maiores programas foi anunciado pelo governo de Tóquio que planeja dar suporte à instalação de 1 GWp de sistemas FV distribuídos em 40.000 residências entre 2009 e 2010. A Federação de Companhias de Energia Elétrica do Japão anunciou a intenção de instalar usinas FV com uma potência cumulativa de 10 GWp até 2020 (EPIA, 2008).

A maior parte dos subsídios que entraram em operação em 2007 favorece apenas as grandes instalações e, portanto, os grandes investidores. O incentivo a grandes unidades de geração FV vai contra algumas das vantagens da utilização da energia FV que é a sua utilização próxima ao ponto de consumo e a ausência da necessidade de uma área física, uma vez que os módulos FV podem servir como elementos de revestimento ou podem ser alocados na cobertura das edificações. As grandes unidades de geração, além de necessitarem de uma área física para sua instalação, dificilmente estão próximas do ponto de consumo.

2.3.4 O mecanismo de incentivo americano à energia solar fotovoltaica e o mercado atual

Após muitos anos de impasses políticos e negociações com relação ao uso e ao incentivo às FRE, o mercado FV começou a ser modificado a partir de 2005. O principal avanço aconteceu em 29 de Julho de 2005, quando o subsídio foi aprovado e em seguida, no dia 8 de Agosto de 2005, foi assinada pelo presidente Bush. Os principais mecanismos de incentivo são:

- Acréscimo permanente do incentivo, de 10% para 30%, durante um período de 2 anos. Isso inclui todas as tecnologias de energia solar. Após dois anos o crédito volta a ser de 10%;

- Estabelecimento de um crédito energético solar de 30%, durante 2 anos, para sistemas residenciais. A taxa de crédito é limitada a \$ 2,000.

As taxas de crédito para FRE foram limitadas até o final de 2008 e após 10 anos de debates políticos, em 23 de Setembro de 2008, o senado americano votou pela prorrogação desse crédito. (*Energy Improvement and Extension Act 2008*); (EPIA, 2012).

O segundo marco foi a aprovação, em 14 de Agosto de 2006, do programa californiano *Million Solar Roofs Plan* ou *Senate Bill* (SB1). O governo espera que o programa permita a instalação de 1.000.000 de telhados solares, totalizando cerca de 3 GWp de potência FV até 2018. Já em Janeiro de 2006, a Comissão Pública de Concessionárias da Califórnia (CPUC) colocou a maior parcela do plano em vigor, quando criou o *California Solar Initiative* para oferecer descontos nos sistemas FV. Pelo fato de as concessionárias apenas terem autoridade sobre os seus próprios investidores, os descontos foram disponibilizados pelos consumidores dessas concessionárias e somente foram disponíveis para esses consumidores. O *SBI* expandiu o programa para outras municipalidades, o que fez com que aumentasse o limite do número de consumidores que pode vender o seu excedente de energia FV à rede elétrica. Esse número era limitado a 0,5% dos consumidores de cada concessionária, e atualmente foi elevado para 2,2% (EPIA, 2009).

Em 2007 os E.U.A foram o quarto maior mercado FV mundial, com 190 MWp de novos sistemas FV conectados à rede elétrica (SHE, 2008). Mais uma vez, a Califórnia e Nova Jérsei foram responsáveis por cerca de 70% da potência FV total instalada. A potência total instalada nos E.U.A foi de 814 kWp (JRC, 2008).

2.3.5 Os programas de apoio às fontes renováveis de energia no Brasil

Mesmo tendo em vista todas as vantagens da utilização da geração descentralizada, através das FRE, a aplicação destas no mercado brasileiro, exceto pelo potencial hidrelétrico e pela biomassa, ainda é bastante pequena, principalmente devido ao alto custo da tecnologia. Portanto, este tópico necessita de uma abordagem mais profunda.

O Brasil conta com o apoio do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES). O BNDES entende que investimentos na melhoria do desempenho ambiental de atividades produtivas e de infra-estrutura são indutores do desenvolvimento econômico e social. Este assume o compromisso de disponibilizar recursos adequados para a promoção da qualidade ambiental e de atividades ambientalmente sustentáveis. No sentido de formalizar a inserção da variável ambiental nos procedimentos de enquadramento, análise de crédito, contratação e acompanhamento de operações, o BNDES aprovou em 1996 uma resolução interna que condiciona o apoio financeiro do banco a programas ou projetos que atendam a legislação ambiental e de segurança e medicina do trabalho, bem como ao equacionamento adequado do suprimento e do uso eficiente de energia (BNDES, 2009).

A ELETROBRÁS gerencia diversos programas e fundos setoriais que atendem às mais diversas áreas do setor elétrico. Dentre os fundos setoriais estão:

- Conta de Consumo de Combustíveis (CCC): foi criada em 1973 para financiar os custos com a geração de energia à base de combustíveis fósseis: A Lei no 5.899, de 1973, em sua primeira redação, criou a Conta de Consumo de Combustível – CCC, objetivando subsidiar a

geração de energia elétrica feita a partir do uso de combustíveis fósseis. O aprimoramento dessa lei em 1993 disciplinou o rateio dos custos de aquisição desses combustíveis entre todas as concessionárias ou autorizadas do país, para garantir os recursos financeiros ao suprimento de energia elétrica à consumidores de localidades isoladas do sistema interligado de geração e distribuição. No entanto, a reforma promovida no setor elétrico, introduzindo as acepções de um mercado concorrencial, as pressões ambientalistas internacionais direcionadas à adoção de práticas sustentáveis de geração de energia elétrica e a imperativa necessidade de promover a apropriação dos benefícios advindos pelo uso da energia elétrica a todos os cidadãos brasileiros, terminaram por induzir a criação de incentivos a uma maior penetração de formas renováveis de geração. Refletindo estas novas abordagens, a Lei nº 9.648, de 27 de Maio de 1998, estende os benefícios da CCC a todos os empreendimentos de geração de energia elétrica feitos a partir de fontes renováveis com a finalidade de substituir a geração termoelétrica advinda de combustíveis fósseis nos sistemas isolado e estabeleceram a extinção, a partir de 1º de janeiro de 2006, da sistemática de rateio de ônus e vantagens decorrentes do consumo de combustíveis fósseis para a geração de energia elétrica nos sistemas elétricos interligados. A Lei nº 9.648/2002 e, posteriormente, a Lei nº 10.438/2002, mantiveram até 2022 a sistemática de rateio do custo de consumo de combustíveis para geração de energia elétrica nos sistemas isolados. As quotas anuais da CCC para 2008 foram fixadas pela diretoria colegiada da ANEEL, num valor total de R\$ 3 bilhões, o que representa um acréscimo de 4,6% em relação ao valor definido para 2007, de R\$ 2,87 bilhões (ANEEL, 2008). No entanto, em 2007 a CCC-

Isol custou à sociedade brasileira R\$ 4,98 bilhões (ELETROBRÁS, 2008);

- Reserva Global de Reversão (RGR): é utilizada em projetos de universalização dos serviços de energia elétrica, o Programa de Combate ao Desperdício de Energia Elétrica (Procel) e o Reluz, que trata da eficiência energética na iluminação pública dos municípios brasileiros. 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. Em 2004 e 2005, a RGR gerou recursos da ordem de R\$ 2,6 bilhões. Em 2007, foram arrecadados R\$ 2.317,3 milhões em 2007, dos quais 56,5% são provenientes de arrecadação de quotas (ELETROBRÁS, 2008);
- Conta de Desenvolvimento Energético (CDE): é um encargo setorial estabelecido em lei e pago pelas empresas de distribuição. O valor anual é fixado pela ANEEL com a finalidade de prover recursos para o desenvolvimento energético dos estados, viabilizando a competitividade da energia elétrica produzida a partir de fontes eólicas, pequenas usinas hidroelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nas áreas atendidas pelos sistemas elétricos interligados. Também cabe a este órgão levar o serviço de energia elétrica a todos os consumidores do território nacional (universalização). Criada em 26 de abril de 2002, através da Lei 10.762, a CDE terá duração de 25 anos e é gerida pela Eletrobrás cumprindo programação determinada pelo Ministério de Minas e Energia (MME). A CDE também é utilizada para garantir a competitividade da energia produzida a partir de fontes alternativas (eólica, pequenas centrais hidroelétricas e biomassa) e do carvão mineral nacional. Hoje, cinco usinas termoelétricas movidas a carvão mineral

estão incluídas na CDE: Charqueadas e Jorge Lacerda, ambas da Tractebel; São Jerônimo e Presidente Médici (CGTEE) e Figueira (Copel). A ANEEL aprovou o valor de R\$ 2,48 bilhões referente às cotas da Conta da CDE, que foram recolhidos em 2008 por agentes de geração e de distribuição que fornecem energia para consumidores finais. Do total, R\$ 2,32 bilhões foram relativos a distribuidoras e outros R\$ 156,82 milhões foram pagos pelas transmissoras. O montante financeiro é 1,19% superior ao apurado em 2007. Embora se verifique um aumento real da arrecadação das cotas da CDE, o efeito para as tarifas será de uma redução média de 0,15%, isto devido ao aumento do mercado pagante em 4,2% (ANEEL, 2008).

Penso que você deveria incluir aqui a chamada 13 da ANEEL com o programa de P&D que está investindo quase 400 milhões e a regulamentação do sistema de compensação de energia pela ANEEL.

O P&D Estratégico ANEEL - Chamada 013/2011

“Arranjos Técnicos e Comerciais para Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira ”.

O P&D Estratégico ANEEL - Chamada 013/2011 -Objetivos

Facilitar a inserção da geração solar fotovoltaica na matriz energética brasileira;
Viabilizar economicamente a produção, instalação e monitoramento da geração solar fotovoltaica para injeção de energia elétrica nos sistemas de distribuição e/ou transmissão;

Incentivar o desenvolvimento no país de toda a cadeia produtiva da indústria solar fotovoltaica com a nacionalização da tecnologia empregada;

Fomentar o treinamento e a capacitação de técnicos especializados neste tema em universidades, escolas técnicas e empresas;

Sistemas Fotovoltaicos: Contextualização e Perspectivas para sua massificação no Brasil

Estimular a redução de custos da geração solar fotovoltaica com vistas a promover a sua competição com as demais fontes de energia; e
Propor e justificar aperfeiçoamentos regulatórios e/ou desonerações tributárias que favoreçam a viabilidade econômica da geração solar fotovoltaica, assim como o aumento da segurança e da confiabilidade do suprimento de energia.

O P&D Estratégico ANEEL - Chamada 013/2011

“Arranjos Técnicos e Comerciais para Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira ”.

Propostas recebidas: 18 (24.5 GWp)

Aprovadas: 9

A serem re-adequadas: 8

Parecer desfavorável: 1

Investimentos: R\$ 395, 9 milhões

RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482, DE 17 DE ABRIL DE 2012

Estimula a geração distribuída que apresenta vantagens sobre a geração centralizada tradicional

Regra direcionada a geradores que utilizem fontes renováveis de energia

Geração de energia elétrica próxima ao local de consumo ou na própria instalação consumidora traz:

Economia dos investimentos em transmissão.

Redução das perdas nas redes

Melhoria da qualidade do serviço de energia elétrica.

Estimula:

O desenvolvimento sustentável do setor elétrico brasileiro

O aproveitamento adequado dos recursos naturais e

A utilização eficiente das redes elétricas.

Sistemas Fotovoltaicos: Contextualização e Perspectivas para sua massificação no Brasil

ANEEL regulamenta a geração solar fotovoltaica conectada à rede

Microgeradores: até 100 kW - minigeradores: de 100 kW a 1 MW.

Cria o Sistema de Compensação de Energia que permite ao consumidor gerar e trocar energia com a distribuidora local.

A energia produzida que não for consumida no momento da geração será injetada no sistema da distribuidora.

Quando o consumidor gerar mais energia do que consome, terá crédito que poderá ser usado para abater a conta de outras unidades do mesmo consumidor.

Estes créditos estarão informados na fatura e poderão ser utilizados em até 36 meses.

Os consumidores terão que pagar os medidores bidirecionais.

Descontos na tarifa de transmissão de sistemas maiores

As distribuidoras em Dezembro de 2012 criaram normas técnicas para o acesso dos sistemas à rede.

2.4 Barreiras à expansão fotovoltaica no Brasil

2.4.1 Aspectos técnicos

Em alguns países nos quais a microgeração distribuída à base solar fotovoltaica passou a ser fonte relevante de injeção de energia de volta à rede, as distribuidoras de energia elétrica foram um tanto refratárias. As principais razões eram:

- A intermitência da geração solar fotovoltaica, com grandes variações de potência ocorrendo em curto espaço, por exemplo, na passagem de nuvens, é outro aspecto de preocupação porque levam a um uso mais intensivo de componentes, tais como transformadores, reduzindo a vida útil;

Sistemas Fotovoltaicos: Contextualização e Perspectivas para sua massificação no Brasil

- Preocupação sobre eventual redução do controle operativo sobre sua rede através da injeção “não firme” (i.e. intermitente) de energia. Em escala nacional, o mesmo tipo de preocupação é verificado pelos operadores de sistemas elétricos com respeito a fontes intermitentes de produção de energia, principalmente aquelas sujeitas a variações bruscas no curto prazo, e que por esta razão demandam maiores reservas girantes ao sistema;
- Exigência de celebração de contrato de acordo operativo para se resguardar de responsabilidade para qualquer incidente (ex: choque elétrico) ocorrido na instalação de gerador distribuída, fora, portanto, de seu controle. Para celebrar este acordo a concessionária exige demonstração através de despacho da ANEEL do registro de autoprodutor do acessante.

No entanto, em quase todos os mercados mais maduros a maioria destas questões já foi tratada e resolvida, havendo hoje percepção favorável às instalações fotovoltaicas pelos serviços prestados à rede. Mesmo comercialmente, a percepção, pelas distribuidoras, de que a geração distribuída leva à perda de receitas deu lugar a novos serviços de instalação e manutenção por parte das concessionárias, já presentes em todos os mercados e capazes de prestar bons serviços e estender sua credibilidade ao segmento fotovoltaico.

O impacto da geração distribuída – vale notar, de qualquer fonte, e não apenas de fotovoltaico – está diretamente relacionado ao ponto de conexão do sistema: se antes ou depois do medidor de energia da unidade consumidora. Se a energia gerada pelos sistemas fotovoltaicos estiver à montante do medidor, a princípio, não implicaria perda de receita para a

distribuidora, pois o consumidor continuaria pagando pela totalidade da energia que recebe da rede. Esta configuração só é viável, do ponto de vista do empreendedor, se houvesse outro medidor para o sistema fotovoltaico que contabilizaria exclusivamente a energia gerada, remunerada por uma tarifa prêmio.

Na hipótese da conexão à jusante do medidor, o consumidor somente demandaria à rede uma eventual carga que porventura não fosse atendida. Isso significaria uma redução da demanda daquela unidade, e, portanto, uma redução de receita da distribuidora. Deste modo, a ANEEL e as empresas devem investigar os possíveis impactos no equilíbrio econômico financeiro das distribuidoras, um tema relevante para o projeto de P&D da Chamada 013/2011 da ANEEL. Ainda assim, cabe destacar que se de um lado a inserção da geração distribuída representa uma ameaça, por outro pode ser visto como um novo negócio a ser explorado pelas empresas de distribuição, não de forma direta (estas são impedidas por Lei de investirem em geração de qualquer porte), mas indireta, via outras empresas controladas pelo mesmo grupo econômico, que poderiam oferecer serviços na área solar.

Os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) precisam ser revisitados de forma a simplificar e, sempre que possível, padronizar o procedimento de conexão dos sistemas fotovoltaicos às redes das concessionárias de distribuição. O PRODIST deve conter instruções para padronizar a conexão e acesso de pequenos geradores, servindo de referência para as distribuidoras elaborarem suas normas técnicas. No entanto, a ANEEL deveria deixar espaço para as empresas detalharem seus procedimentos de forma a contemplar as características de cada concessão.

O Acesso aos Sistemas de Distribuição estabelece a rotina junto à concessionária de distribuição para a consulta de acesso e os critérios exigidos.

No modelo atual, o prazo médio entre o pedido de informação de acesso e o efetivo acesso e indicação do ponto de conexão pode superar um ano. Obviamente, tal prazo é uma barreira à promoção desse tipo de geração.

2.4.2 Aspectos econômicos

Em diversos países há incentivos para a geração renovável em geral. Historicamente, o mais comum era o mecanismo de tarifa prêmio para a compra, em geral compulsória, da energia produzida por fontes renováveis, entre elas a solar, através de contratos de longo prazo (por exemplo, de 20 anos). Por volta de 50 países ainda adotam o sistema de preços para tarifas prêmio, embora vários já estejam abandonando ou em vias de abandonar o sistema, ou porque as tarifas já estão próximas de convergir para preços competitivos ou por questões de redução de gastos dos governos.

O Brasil teve seu programa de incentivo através do PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, de 2004. O objetivo do PROINFA era aumentar a participação da energia eólica, a biomassa e a energia gerada em pequenas centrais hidrelétricas (PCH) através de projetos conectados ao Sistema Elétrico Interligado Nacional (SIN). A energia solar não foi incluída no programa por, naquele momento, não se tratar de uma fonte considerada viável e estratégica, principalmente por seu custo de produção ser consideravelmente superior às demais fontes.

O PROINFA concentrou os incentivos nestas fontes e para projetos de geração de energia de maior porte, e não na geração distribuída, como o caso de diversos programas de incentivos europeus. Nestes, a tarifa prêmio era inicialmente maior, de forma a incentivar a implantação dos primeiros sistemas, sendo decrescente com o tempo, calibrada para que a taxa interna de retorno

(TIR) do sistema incentivado seja minimamente atraente ao investidor em cada momento.

No plano internacional, os programas de incentivo à energia fotovoltaica demandaram a instalação de sistemas integrados e propiciaram o surgimento de empresas com linhas de produção completas e verticalizadas, com maiores economias de escala e escopo e maior concorrência. Como consequência, o custo dos sistemas fotovoltaicos baixou a uma taxa média anual de 8% ao ano nos últimos 30 anos, sendo acompanhado pela queda nas tarifas prêmio. No programa alemão, por exemplo, a regra de decréscimo de preços é estabelecida *a priori*, com o valor da tarifa a ser paga pela energia solar para instalações menores de 100 kWp também decrescendo à taxa de 8% ao ano.

A medição (e correspondente faturamento) da energia fotovoltaica pode ser feita sobre o excedente de energia gerada com relação à demanda interna do consumidor injetado na rede ou sobre o total produzido, como no programa de incentivo alemão. Estas tarifas prêmio são conhecidas internacionalmente por *feed-in tariff*. Neste, toda a energia fotovoltaica (e não somente o excesso com relação ao consumo) é vendida para a concessionária a uma tarifa superior à cobrada por esta. Este tipo de programa está atualmente (2012) passando por uma revisão. Diversos países, sobretudo europeus, estão buscando reduzir custos na busca de maior controle fiscal, o que tem impactado (reduzido) os incentivos à energia solar.

No Brasil, recentemente foi apresentada pela ANEEL uma resolução estabelecendo um sistema de compensação de energia segundo o qual eventuais excessos da produção com relação ao consumo se transformam em créditos (kWh) que poderão ser aproveitados pelo consumidor nas próximas faturas da concessionária. Os créditos não podem ser acumulados indefinidamente, o que significa que no limite a produção se iguala ao consumo. Este mecanismo,

juntamente com a simplificação do processo de conexão da instalação fotovoltaica com a rede, contribuirá para impulsionar o setor fotovoltaico.

Em paralelo, alguns sistemas conectados à rede vêm sendo instalados em universidades, centros de pesquisas e outros locais. Nesses casos, a motivação não é econômica, uma vez que os investimentos no sistema fotovoltaico, na falta de incentivos adicionais, não compensam os benefícios esperados em termos de economia de energia.

O Gráfico 9 mostra algumas curvas relativas ao benefício econômico percebido pela energia fotovoltaica, ou seja, a tarifa da concessionária (com todos os impostos) que é evitada pelo usuário, parametrizada entre 0,25 R\$/kWh e 0,65 R\$/kWh e exibida na parte superior do gráfico. Na baixa tensão, as concessionárias com tarifa final mais elevada situam-se próximas ao limite superior deste intervalo (R\$ 0,65 por kWh, como no caso da CEMAR), em valores intermediários (R\$ 0,50 por kWh, como no caso da Light) e mais baixos (R\$ 0,40 por kWh, como no caso da CEA).

A análise foi feita considerando a localidade com fator de capacidade de produção de 15% (geração média dividida por capacidade instalada), supondo perda de eficiência ao longo da vida útil (30 anos), e custo de O&M fixo anual igual a 1% do investimento inicial (valor típico).

A parte mais à direita do gráfico evidencia a barreira econômica: observa-se que para custos de instalação de 12.000 R\$/kWp (referência atual do mercado nacional praticada por empresas integradoras que oferecem solução *turn key*) a TIR é inferior a 5%, mesmo para instalações de baixa tensão em áreas de concessão com as tarifas mais elevadas, que atingem, por exemplo, R\$ 0,65 por kWh. No caso de investimentos diretos com compra de equipamentos no mercado internacional, o custo de investimento total pode cair à metade deste valor (aos preços de outubro de 2011).

Certamente esta barreira econômica será eliminada no curto prazo. A tendência de queda no custo dessas instalações pela forte redução dos preços dos módulos no mercado internacional e maior concorrência entre empresas integradoras no Brasil.

Observa-se que uma queda à metade do preço de compra de sistemas (i.e. R\$ 6.000 por kWp) ou menos – no caso de compra direta de equipamentos – “abre” um mercado para a energia fotovoltaica correspondente ao universo de consumidores que pagam acima de R\$ 0,45 por kWh (impostos incluídos), se consideramos a taxa de retorno real de 7,5%, valor superior ao das aplicações financeiras baseadas na SELIC. Ou seja, praticamente todo o mercado consumidor conectado na baixa tensão. Cabe observar que este limite deverá ser atingido rapidamente porque há relatos de sistemas na Europa sendo instalados a menos de 2.500 euros/Wp (out/2011).

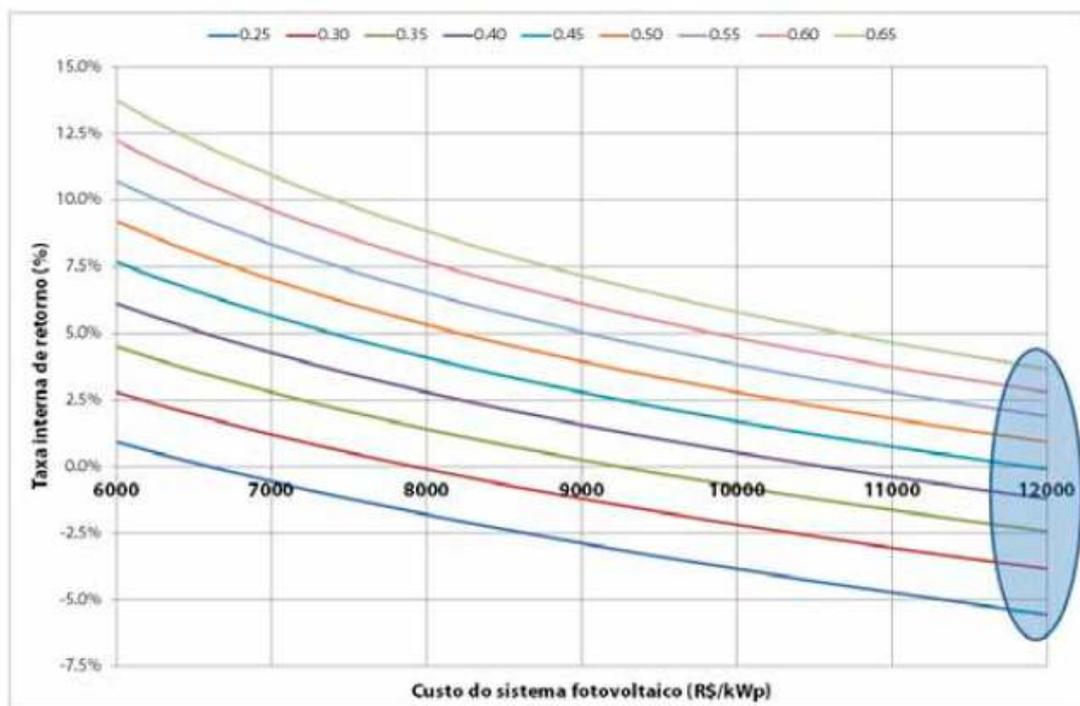


Gráfico 9 Taxa interna de retorno (TIR) real (sem inflação) de sistema fotovoltaico em função do custo de instalação e tarifa final da concessionária com impostos (variando entre 0,25 R\$/kWh e 0,65 R\$/kWh)

2.4.3 Aspectos regulatórios

O pleno aproveitamento do potencial de energia solar apresenta vários obstáculos de natureza regulatória. Essas questões afetam de forma distinta os mini e microempreendimentos (por exemplo, aproveitamento em prédios individuais), empreendimentos de pequeno porte (menos de 5 MW) e empreendimentos maiores (5 MW ou mais).

Sistemas Fotovoltaicos: Contextualização e Perspectivas para sua massificação no Brasil

A maior parte dos obstáculos tem origem na ausência de regulamentação para vários aspectos do aproveitamento da energia solar, e no detalhamento da regulamentação existente.

2.4.3.1 Empreendimentos acima de 5 MW

A legislação estabelece que usinas hidroelétricas acima de 1 MW até 50 MW são objeto de autorização e que usinas térmicas acima de 5 MW destinadas à produção independente poderão ser objeto de concessão mediante licitação ou de autorização⁵ (a partir da publicação dessa lei, as térmicas têm sido objeto de autorização). A mesma lei não menciona usinas eólicas ou solares fotovoltaicas, porém, de uma forma geral as usinas não hidroelétricas acima de 5 MW têm sido objeto de autorização. No entanto, a simples classificação das usinas em dois tipos (hidrelétricas e termelétricas), com a omissão de outras fontes tais como eólica, solar fotovoltaica ou maremotriz, já aponta para a origem dos problemas regulatórios que afetam particularmente a energia solar: o fato de que as regras foram construídas para um sistema com dois tipos básicos de usinas – hidrelétricas e termelétricas – às quais recentemente foram agregadas, pelo menos em alguns aspectos relevantes, as usinas a biomassa (que são usinas termoelétricas com características especiais) e eólicas. A energia solar, talvez por não ter tido até agora um desenvolvimento mais acentuado, não possui tratamento específico, o que dificulta sua inserção no sistema.

No caso particular de empreendimentos acima de 5 MW, a ausência de regulamentação específica provoca sérios entraves, independentemente da questão da viabilidade econômica dos projetos. Entre esses obstáculos, destacam-se:

- A energia de fonte solar não foi citada em nenhum dos leilões de energia nova para os quais houve limitação quanto ao tipo de fonte de energia que poderia participar (ou seja, todos os leilões de energia nova a partir de 2010), e tampouco nos leilões de energia de reserva ou de energia de fontes alternativas. Neste contexto, cabe observar que os leilões de energia nova, na qualidade de responsáveis pelo atendimento à expansão do mercado “cativo” (que representa 75% do mercado total), e pelo fato de oferecerem contratos de mais de quinze anos garantidos pelas receitas das distribuidoras, constituem, juntamente com os leilões de energia de reserva e os leilões de fontes alternativas, a grande oportunidade de viabilização de projetos destinados à comercialização de energia, e Lei nº 9.074, de 26 de dezembro de 1996, que a exclusão da energia solar desses leilões fecha o que seria potencialmente a principal porta de entrada da geração solar de maior porte no mercado, quando se mostrarem competitivas em relação às alternativas;
- A viabilização das usinas a biomassa e da energia eólica passou pela elaboração de Contratos de Comercialização de Energia Regulada (CCEAR) específicos para essas fontes, com cláusulas que levam em conta suas características peculiares. Com a imissão da fonte solar para estes leilões, evidentemente, não foi estudado um CCEAR específico para esta fonte de energia; Por exemplo, ainda não existe metodologia de cálculo (e revisão) da garantia física específica para a energia de fonte solar;
- Como aspecto favorável à energia solar para eventual promoção de leilões de energia está o fato de que existem levantamentos solarimétricos já feitos pelo país, como o Atlas da UFSC, a base do INPE/SWERA, o atlas da UFPE, e diversos programas de computador

que proporcionam estimativa de insolação para determinado local a partir de dados existentes com alta confiabilidade. Como consequência, a exigência sobre medições de campo (como no caso de projetos eólicos) poderia ser dispensada para a energia fotovoltaica. Adiciona-se também o fato de que o recurso solar ser menos variável ao longo dos anos do que outras fontes de geração renováveis.

2.4.3.2 Empreendimentos até 5 MW

A lei estabelece que a implantação de usinas termelétricas de potência igual ou inferior a 5.000 kW está dispensada de concessão, permissão ou autorização, devendo apenas ser comunicada ao poder concedente. Apesar de não haver menção a usinas solares, a regulamentação trata de “usinas termelétricas e de outras fontes alternativas de energia”, e contém os “procedimentos para registro de centrais geradoras com capacidade instalada reduzida”, que são definidas como usinas com potência até 5 MW. Esta regulamentação inclui um formulário específico para o registro de usinas solares fotovoltaicas. Ela também exige que seja apresentada a “Licença Ambiental necessária ao início da operação da central geradora”. Além disso, ela garante “comercialização de energia e o livre acesso às instalações de distribuição e de transmissão, nos termos da legislação vigente”. Os maiores obstáculos neste nível são:

- Lei nº 9.074, de 26 de dezembro de 1996.
- Resolução Normativa ANEEL nº 390, de 15 de dezembro de 2009

2.4.3.2.1 Conexão à rede local de distribuição

Não existe regra geral a respeito do tema que padronize de alguma forma os procedimentos a serem adotados. Assim, cada distribuidora analisa os pedidos de acesso de acordo com procedimentos próprios, que de uma forma geral são elaborados privilegiando a prudência em relação a eventuais prejuízos que o gerador possa provocar à rede e aos consumidores a ela conectados. O resultado em geral são procedimentos e exigências por demais complexos e custosos para empreendimentos nesta faixa de potência.

2.4.3.2 Licenciamento ambiental

A exigência de “licença ambiental”, sem maiores qualificações, pode constituir obstáculo especialmente no caso de usinas de menor porte. A questão é que não existe um limite inferior a partir do qual o procedimento de licenciamento poderia ser simplificado, ou mesmo, dependendo do caso, dispensado. Com isso, as exigências acabam sendo estabelecidas pela legislação estadual ou municipal. Isto impede, por exemplo, que o fabricante ou instalador do equipamento possa de alguma forma responsabilizar-se pelo eventual licenciamento (já que para fazê-lo necessitaria conhecer as regras de cada local), e eventualmente obriga o gerador de pequeno porte a contratar estudos que acabam por inviabilizar de vez o empreendimento.

2.4.3.3 Empreendimentos abaixo de 1 MW

Este caso, apesar de enquadrar-se na categoria geral de “empreendimentos abaixo de 1 MW”, merece tratamento especial, seja porque

as questões relativas a registro, conexão à rede e licenciamento ambiental assumem uma dimensão bem maior em termos de participação nos custos dos empreendimentos, seja porque eles são, de uma forma geral, empreendimentos de autoprodução “inside the fence” com injeção ocasional de energia na rede.

Recentemente, a ANEEL realizou Audiência Pública nº 042/2011 com o objetivo de elaborar regras específicas para mini (100 kW a 1 MW) e microgeração (até 100 kW) incentivada. As regras propostas são comentadas no próximo capítulo. Elas essencialmente simplificam os procedimentos necessários para a implantação, operação e conexão desses projetos (por exemplo: não seriam mais firmados contratos de uso e conexão para essas usinas). Além disso, é proposta alguma padronização nos requisitos técnicos da conexão. Ademais, evita-se a questão da comercialização da energia, utilizando-se ao invés o “Sistema de Compensação de Energia”, que é um sistema de *net metering*.

Em abril de 2012, a ANEEL aprovou regulamentação (REN 481) que ampliou, para o caso da energia solar, a redução do desconto das tarifas de uso dos sistemas de transmissão (ou distribuição) de 50% para 80% nos dez primeiros anos de operação, regressando ao patamar de 50% de desconto nos anos subsequentes.

Essas regras certamente ajudarão a viabilizar a energia de origem solar, em especial no caso da mini e microgeração, porém, permanecem algumas questões. Em particular, a questão da padronização dos procedimentos de licenciamento ambiental (que não é da alçada da ANEEL) precisa ser equacionada.

2.4.3.4 Aspectos comerciais

Informações preliminares, baseadas nos dados de importação da Secretaria de Comércio Exterior (SECEX), indicam que foram importados cerca de 6 MWp de módulos fotovoltaicos (incluindo 1 MWp da Usina de Tauá) o que, somados às vendas domésticas da Tecnometal, dão conta de um consumo aparente inferior a 10 MWp em 2011.

No caso do silício, hoje a maior barreira tem sido o custo de sua purificação, que é intensiva em insumos energéticos. Além do custo de eletricidade, que é significativamente elevado no país, principalmente por conta dos elevados e numerosos encargos setoriais, os custos com operação e manutenção de plantas de purificação de silício parecem ser também bastante significativos. Os diversos desenvolvimentos em andamento por parte de empresas nacionais, com destaque para a produção de silício de grau solar através da rota metalúrgica, podem ser parte da solução para este ponto em específico. Ainda assim, esta solução esbarra no fato de que a rota metalúrgica limita o campo de comercialização do produto final desta indústria, como já abordado anteriormente, além de ainda estar em nível laboratorial, sem resultados que permitam avaliar seu desempenho em nível comercial.

Para a produção da célula e do módulo, a grande dificuldade do mercado nacional é atingir uma estrutura de custos que seja competitiva em relação ao que se obtém internacionalmente, particularmente nas plantas asiáticas, e ainda obter retorno razoável. Neste caso, a solução deverá passar pela discussão de um conjunto de incentivos fiscais (como os apresentados em pacotes como o PADIS – Programa de Apoio ao Desenvolvimento Tecnológico da Indústria de Semicondutores) e condições específicas de financiamento.

Para o segmento de inversores, as maiores barreiras também se relacionam à estrutura tributária nacional e soluções como a redução do IPI através da Lei de Informática parecem ser as mais razoáveis para o segmento.

Dessa maneira, além da inexistência de uma demanda pelo produto final, pode se destacar como barreira ao desenvolvimento da cadeia fotovoltaica, a estrutura tributária e os custos de transação da economia brasileira, o custo do crédito e a falta de políticas microeconômicas voltadas para incentivo da indústria local. Como se pode verificar, não são questões específicas da indústria fotovoltaica.

3 MATERIAIS E MÉTODOS

3.1 Análise econômica e de mercado

3.1.1 Radiação solar

Um aspecto favorável à introdução da energia solar no Brasil é a disponibilidade de levantamentos de recurso primário, como o *Atlas Brasileiro de Energia Solar*, publicado recentemente pelo INPE. O atlas foi desenvolvido dentro do escopo do projeto SWERA em parceria entre o CPTEC/INPE e UFSC e o *Atlas Solarimétrico do Brasil*, desenvolvido através do convênio FADE-UFPE / CEPEL.

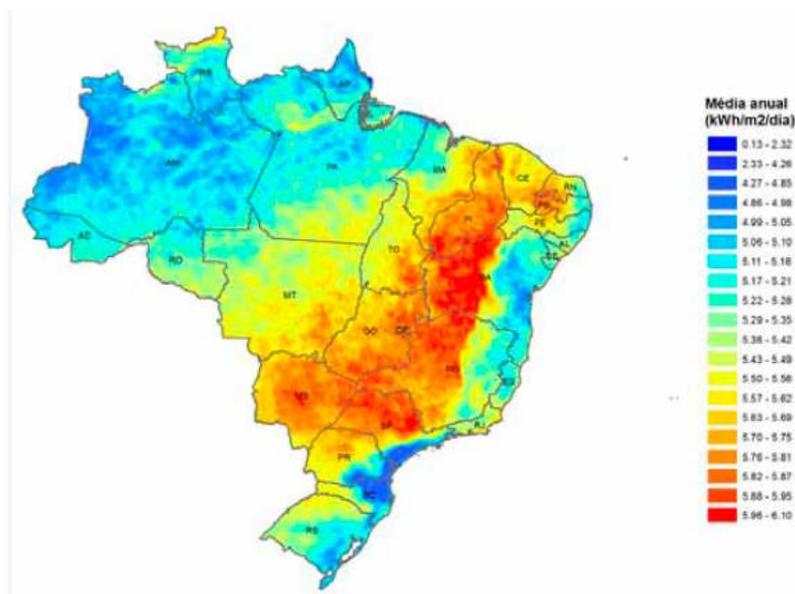


Figura 2 Irradiação total em plano cuja inclinação é igual a latitude do local. Mapa elaborado pela PSR com dados do projeto SWERA

Fonte: brazil_solar_tilted_10km.shp. O arquivo “shapefile” apresenta os dados de radiação solar em kWh/m²/dia para células 10km x 10km

Há diversos programas de computador que proporcionam a estimativa de irradiação para determinado local com coordenadas informadas pelo usuário a partir de dados existentes. Através dos dados disponíveis, percebe-se que a energia solar possui menor volatilidade em escala maior de tempo (i.e. anual) que outras fontes renováveis, apresentando concomitantemente, sazonalidade inferior. Em adição, observa-se variabilidade da produção no *curto prazo* (horária), sobretudo em regiões com maior nebulosidade e sujeitas à passagem de nuvens que sombreiem a instalação.

Sistemas Fotovoltaicos: Contextualização e Perspectivas para sua massificação no Brasil

A figura 3 ilustra as diferenças de radiação em dias de diferentes padrões de nebulosidade. O experimento foi feito na ilha de Santa Rita, no município de Marechal Deodoro, 15 km ao sul de Maceió (AL) e apresentado na Revista Brasileira de Meteorologia, em 2011, no artigo “Estudo da Radiação Solar Global e do Índice de Transmissividade (KT), Externo e Interno, em uma Floresta de Mangue em Alagoas – Brasil”, de Carlos Alexandre S. Querino e outros. A figura 3(a), medida em 17/01/05, mostra um dia claro da estação seca. A figura 3(b), medida em 09/02/05, mostra um dia parcialmente nublado na estação seca. A figura 3(c), medida em 01/06/05, mostra um dia claro na estação chuvosa. Por fim, a figura 3(d), medida em 31/05/05, mostra um dia parcialmente nublado na estação chuvosa.

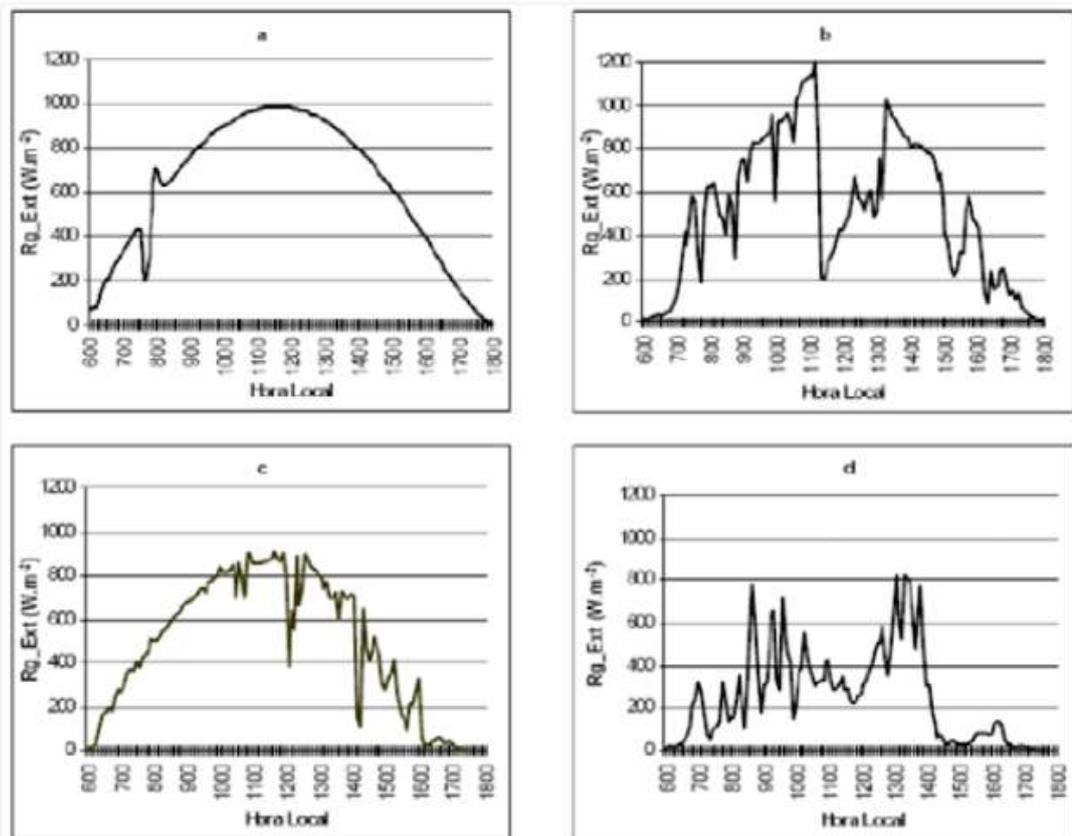


Figura 3 Radiação Solar Global (W/m^2), a cada cinco minutos, na ilha de Santa Rita, município de Marechal Deodoro – AL (QUERINO, C. A. S. et al. “Estudo da Radiação Solar Global e do Índice de Transmissividade (KT), Externo e Interno, em uma Floresta de Mangue em Alagoas – Brasil”. Revista Brasileira de Meteorologia, v. 26, n. 2, 204-294, 2011). (a) 17 de janeiro, (b) 09 de fevereiro, (c) 01 de junho e (d) 31 de maio de 2005

3.1.2 Transformação da irradiação solar em eletricidade

A irradiação solar do local da usina e sua conversão em energia elétrica podem ser combinadas no fator de capacidade (FC) da instalação fotovoltaica, que mede a relação entre a energia média produzida num intervalo de tempo

Sistemas Fotovoltaicos: Contextualização e Perspectivas para sua massificação no Brasil

(usualmente ano) (kWh) e a capacidade nominal do sistema (kWp) multiplicada pelo número de horas do ano (8.760).

$FC = \text{Produção anual de eletricidade (kWh)} / (8.760 \times \text{kWp instalados})$.

O fator de capacidade depende tanto da irradiação solar (recurso primário) como no *fator de desempenho*, que mede a *qualidade* da instalação fotovoltaica.

Suponha um sistema com 15 kWp composto por 100 m² de módulos com 15% de eficiência instalado em local com irradiação média de 2.000 kWh/m²/ano. Este sistema idealmente produziria $15\% \times 2.000 = 300 \text{ kWh/m}^2/\text{ano}$ ou 30 MWh/ano. Entretanto a medição efetiva da produção de eletricidade anual desta instalação é de 24 MWh, que dividida pela área dos módulos (100 m²) resulta em 240 kWh/m²/ano. Conclui se que o fator de desempenho (PR) desta instalação é igual a $240/300 = 0,80$.

No exemplo, 20% da energia não é aproveitada pelo sistema. Existem diversas razões para esta perda que podem atuar de forma combinada, tais como:

- Perdas nos inversores de energia de CC para CA;
- Eventuais sombreamentos na instalação;
- Eventual acúmulo de poeira ou sujeira nos módulos, reduzindo a capacidade de absorção da irradiação;
- Perdas (ôhmicas) nos cabos, tanto no lado CC como CA da instalação;
- Redução de eficiência dos módulos fotovoltaicos decorrente de temperaturas mais elevadas que as utilizadas no ensaio e informadas pelo fabricante (células a 25 graus);
- Indisponibilidade do sistema fotovoltaico, seja por paradas forçadas (quebras de componentes) ou desligamentos para manutenções;

- Diferenças nas curvas características (I x V) dos módulos (dentro de tolerância), o que significa que quando conectados eletricamente não operarão no mesmo ponto de máxima eficiência.

Valores típicos de PR variam entre 0,60 e 0,80. Se assumirmos um valor representativo igual a PR a 0,75, então um fator de capacidade de 12% estaria associado a uma baixa insolação, de somente $8760 \cdot 0,12 / 0,75 = 1402$ kW/m²/ano, ou 3,84 kWh/m²/dia (típica da região Amazônica). Já um fator de capacidade de 18% estaria associado a uma instalação em local com alta irradiação, igual a 2000 kWh/m²/ano ou 5,85 kWh/m²/dia representativa das regiões mais favoráveis do país de acordo ao mapa da SWERA.

3.1.3 Custos dos componentes

3.1.3.1 Módulos

Levantamento sobre preço de mercado feito pela publicação *PHOTON International* indica que o preço médio do módulo fotovoltaico de origem asiática vendido na Alemanha (maior mercado comprador) rompeu a barreira de 1 €/Watt, numa amostra de 7.153 modelos. Os preços seguem trajetória declinante, como indicado no gráfico abaixo. Há uma dispersão de valores em torno do valor médio 0,98 €/Watt, com módulos variando entre 0,70 e 1,25 €/Watt.

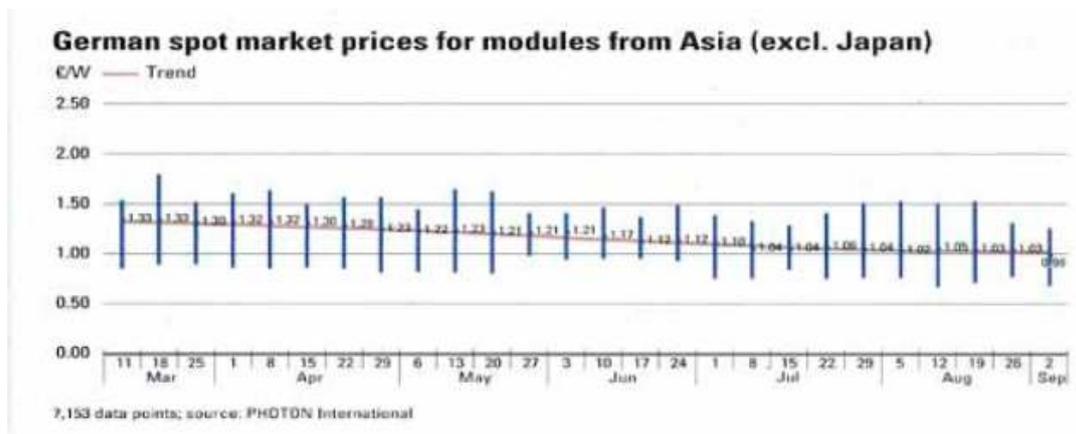


Gráfico10 Preço dos módulos (euros por Watt).

Fonte: PHOTON International, 2011

3.1.3.2 Inversores

A amostra levantada pela *PHOTON International* conta com 1.301 modelos levantados no mercado alemão. Observa-se clara dispersão neste item, como indicado a seguir, com preços ao início de setembro na faixa de 0,19 €/Watt para inversores maiores (acima de 10 kW), com variação entre 0,11 €/Watt e 0,24 €/Watt.

sistema solar fotovoltaico é da ordem de 2,34 €/W, ou 5,73 R\$/W para câmbio de 2,45 Reais por Euro.

Este valor é próximo ao divulgado em artigo de Paula Scheidt (GIZ/Instituto Ideal) na *Revista Brasil Energia* no. 373 (dezembro de 2011, p. 85). Neste artigo, menciona-se 2,19 €/W para sistemas de até 100 kWp, segundo dados da Indústria Solar da Alemanha (BSW) para o segundo semestre de 2011.

3.1.4 Custos nacionalizados

O Quadro 5 estima o custo nacional de um sistema de 100 kWp empregando módulos e inversores importados. O Quadro exhibe o valor dos diversos tributos e, em cada caso, a base sobre a qual são aplicados, de maneira a ser didática. Observações:

- Como premissa, o preço dos equipamentos importados é adquirido aos valores médios mencionados da seção anterior;
- Incidência de imposto de importação (II) sobre módulos (NCM 8541.40.32) igual a 12% e inversores importados (14%);
- A alíquota do Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI) incidente sobre módulos fotovoltaicos (NCM 8541.40.32) continua sendo de 0%, conforme Tabela de Incidência do Imposto sobre Produtos Industrializados (TIPI) anexa ao Decreto nº 7.660, de 23/12/2011. Há, entretanto, incidência de alíquota de IPI de 15% sobre os inversores importados. Os inversores nacionais recebem redução no IPI, como parte dos incentivos da Lei da Informática, que pode chegar a 100% sob alguns condicionantes;
- Incidência de ICMS sobre inversores (alíquota variando por Estado);

- Incidência de PIS (1,65%) e COFINS (7,6%) sobre os módulos e inversores “por dentro”, ou seja, com efeito combinado de 1 / (1-0,0165-0,076) = 10,2%;
- Utilização de valores representativos de serviços aduaneiros;
- Aquisição de projetos e demais componentes nacionais (estrutura de fixação de módulos, disjuntores, cabos etc.). Cabe ressaltar que há produção nacional de inversores, com alíquota nula sobre o IPI e,
- Dependendo do Estado, existe também isenção de ICMS para equipamentos fotovoltaicos.

Os demais custos que compõe as instalações fotovoltaicas serão somados a estes. São diferenciados três casos, de acordo ao tipo de aplicação:

Quadro 5 Custo estimado dos tributos nacional de um sistema de 100 kWp

PREÇOS GERAÇÃO DC	MÓDULOS	INVERSORES
Capacidade de um container de 40 pés (Watts)	130.000	
FOB (eur/Wp)	0,98	0,19
FOB (eur)	127.400,00	24.700,00
FRETE + SEGURO INTERNACIONAL (eur)	5.200,00	2.000,00
CIF (eur) = FOB + FRETE + SEGURO	132.600,00	26.700,00
(A) = I (12% DO VALOR CIF P/ MÓDULOS E 14% P/ INVERSORES)	15.912,00	3.738,00
(B) = IPI (0% P/ MÓDULO E 15% INVERSORES) INCID. CIF + (A)	-	4.565,70
(C) = PIS (1,65% "POR DENTRO", APLICÁVEL A CIF + (A) + (B)	2.700,22	636,43
(D) = COFINS (7,6% "POR DENTRO", APLICÁVEL A CIF + (A) + (B)	12.437,37	2.931,44
(E) = ICMS, 12%* INCIDENTE SOBRE CIF + (B)	-	7.918,18
(F) Total Impostos (eur) (A+B+C+D+E)	31.049,59	19.789,75
(G) Taxas diversas (Siscomex, AFRMM, Armaz etc.) = 12%F	3.725,95	2.374,77
(H) Despachante (Importadora)	1.200,00	1.200,00
(I) CUSTOS DE INTERNALIZAÇÃO (F+G+H)	35.975,54	23.364,52
CUSTOS FINAIS	MÓDULOS	INVERSORES
CUSTO (eur) (CIF + I)	168.575,54	50.064,52
TAXA CAMBIO (R\$/eur)	2,30	
CUSTO (R\$)	387.723,74	115.148,39
CUSTO (R\$/W)	3,87	

* Alíquota de ICMS varia de acordo com o Estado.

Sistemas Fotovoltaicos: Contextualização e Perspectivas para sua massificação no Brasil

- Instalação de 3 kW (residencial);
- Instalação de 30 kW (comercial);
- Instalação de 30 MW (usina).

Os resultados finais são exibidos a seguir:

Quadro 6 Custos dos componentes de uma instalação FV.

APLICAÇÃO	Residencial	Comercial	Usina
CAPACIDADE (kW)	3	30	30.000
CUSTO DOS MÓDULOS E INVERSORES (R\$)	11.605	116.047	116.047.414
CUSTO DE CABOS E PROTEÇÕES (R\$)	2.250	18.000	13.100.000
CUSTO DO SISTEMA FIXAÇÃO (R\$)	3.750	24.000	14.000.000
DEMAIS CUSTOS (CONEXÃO, PROJETO ETC.) (R\$)	3.750	30.000	18.000.000
TOTAL (R\$)	21.359	188.047	161.147.414
TOTAL (R\$/W)	7,12	6,27	5,37

Observa-se que a estimativa de custo total de instalação deste sistema – supondo que a compra e importação dos módulos e inversores e dos demais equipamentos e serviços seja feita pelo usuário final, sem intermediários, é de **7,12 R\$/W** para instalações residenciais, **6,27 R\$/W** para instalações comerciais e **5,37 R\$/W** para usinas de 30 MW. No último caso, há ainda outros custos que precisam ser considerados na análise para determinar o valor de venda da energia produzida.

3.1.4.1 Custo de produção de sistemas fotovoltaicos

O custo de produção (CP) de um sistema fotovoltaico, expresso em R\$ por kWh produzido¹² pode ser calculado pela seguinte fórmula:

Sistemas Fotovoltaicos: Contextualização e Perspectivas para sua massificação no Brasil

$$CP = [CAPEX + VP(OPEX)] / VP(EP)$$

Onde:

CP = Custo de produção (R\$/kWh)

CAPEX = Custos de investimento do sistema fotovoltaico (R\$)

VP(OPEX) = Valor presente de custos de operação e manutenção ao longo da vida útil da instalação (R\$)

VP(EP) Valor presente da energia produzida ao longo da vida útil da instalação (kWh)

O cálculo do custo de produção considera tanto os investimentos iniciais quanto uma previsão sobre custos de operação e manutenção ao longo da vida útil da instalação.

Os seguintes parâmetros típicos serão utilizados na análise do custo de produção:

- Vida útil da usina: **25 anos**;
- O custo de investimento (CAPEX): **parametrizado**;
- Custo de O&M (OPEX): estimado como sendo 1% do CAPEX ao ano¹³;
- Eficiência das células: redução de **0,75%/ano** sobre valor original (100%);
- Taxa de desconto (i.e. valor ponderado do custo de capital¹⁴): **7,5%**;
- A irradiação solar e sua conversão em energia elétrica foram combinadas no **fator de capacidade** da usina, parametrizado entre **12% e 20%**.

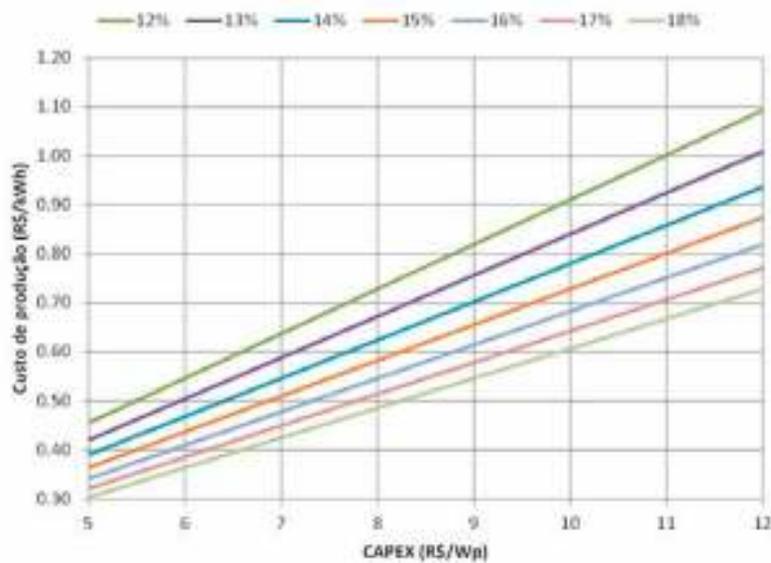


Gráfico 12 Custo de produção de energia (R\$/kWh) para faixas de custo instalação (eixo X) e “famílias” de curvas com fatores de capacidade variando entre 12% e 18% (legenda na parte superior do gráfico)

Do Gráfico 12 percebe-se que numa instalação com 15% de fator de capacidade (referência nacional) e custo de instalação de 7,12 R\$/Wp (referência do CAPEX para instalação residencial, vide seção anterior) acrescido de 12% (valor presente do OPEX), verifica-se que o custo de produção de energia é inferior a 0,60 R\$/kWh. Este valor é da ordem de grandeza da tarifa de energia de clientes residenciais de diversas concessionárias no Brasil, incluídos os impostos e encargos. É usual também o uso da sigla WACC, do original em inglês *Weighted Average Cost of Capital*.

Sistemas Fotovoltaicos: Contextualização e Perspectivas para sua massificação no Brasil

3.1.4.2 Mapa do custo de produção da energia solar

A partir dos parâmetros relacionados a seguir e dados de irradiação em plano com a inclinação igual à latitude de cada local (mapa da SWERA, com grid de 10 km x 10 km) é possível – com o auxílio de uma ferramenta de sistema geográfico de informações – estimar o custo de produção da energia solar fotovoltaica no Brasil:

- Custo do sistema fotovoltaico (CAPEX): R\$ 7,12/Wp (residencial);
- Custo fixo de O&M: 1% CAPEX /ano;
- Vida útil: 25 anos;
- Taxa de desconto anual: 7,5%;
- Eficiência global da conversão DC-AC: 78%;
- Perda de eficiência dos módulos: -0,75%/ano.

O mapa a seguir exibe a paleta com cores indicando o resultado do custo de produção da energia fotovoltaica de cada local.

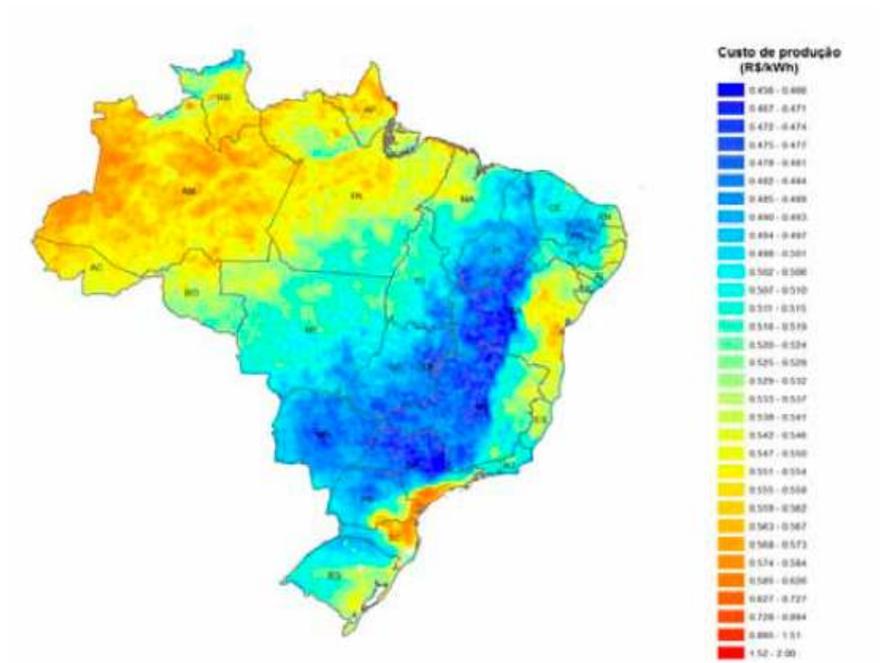


Figura 4 Custo de produção de energia (R\$/kWh). Quanto mais fria a cor, menor o custo. Observam-se regiões propícias na faixa mais central do país cobrindo oeste dos Estados de SP, MG e BA; todo o PI, leste de TO, MA, e GO, além de faixa no sertão do CE, PB RN, e RN

O efeito da temperatura sobre a eficiência dos módulos fotovoltaicos foi capturado por uma função que relaciona a temperatura ambiente média anual de cada local (disponível no site do INPE) com a temperatura das células. O excesso com relação ao valor 25°C (valor da temperatura dos ensaios nas

condições “STC”) degrada a eficiência das células. Admitiu-se uma redução de eficiência de 0,45% para cada grau acima de 25°C, típica de células fotovoltaicas de silício cristalino.

3.1.4.3 Tarifas de energia elétrica para consumidores conectados na baixa tensão

Para consumidores residenciais e pequenos comércios, a tarifa de energia elétrica consiste num valor único (R\$/kWh) aplicado ao consumo de eletricidade mensal (kWh) e sobre o qual incidem impostos federais (PIS e COFINS) e estaduais (ICMS), sendo este último variável de acordo com o Estado, tipo de cliente e consumo. Por exemplo, um cliente no Rio de Janeiro com consumo mensal superior a 300 kWh recolhe 30% de ICMS e 18% até 299 kWh. Para a verificação da competitividade da energia solar com relação “conta de luz” paga à concessionária, assumimos como única a maior alíquota de ICMS por Estado correspondente aos clientes de baixa tensão com maior consumo de energia, como indicado a seguir:

Tabela 1 Alíquota de ICMS recolhida em cada Estado brasileiro.

	RESIDENCIAL	INDUSTRIAL
kWh	>500	>1.000
AC	25%	25%
AL	25%	17%
AM	25%	25%
AP	12%	17%
BA	27%	13%
CE	27%	27%
DF	25%	21%
ES	25%	25%
GO	29%	29%
MA	30%	30%

MG	30%	18%
MS	25%	17%
MT	30%	30%
PA	25%	25%
PB	27%	25%
PI	25%	25%
PR	27%	27%
RJ	30%	30%
RN	25%	17%
RO	17%	17%
RR	17%	17%
RS	25%	17%

Tabela 1 (Conclusão)

SC	25%	25%
SE	27%	17%
SP	25%	18%
TO	25%	25%

ICMS por Estado. Fonte: Abradee Jul/2007

A figura a seguir mostra as tarifas com impostos para clientes de baixa tensão (clientes residenciais) por Estado da federação, obtidos das resoluções específicas da ANEEL dos anos 2010 e 2011 (variando por concessionária), sobre as quais foram acrescidos os impostos mencionados “por dentro”, como indicado a seguir:

$$\text{TARIFA COM IMPOSTOS} = \text{TARIFA DISTRIBUIDORA} / (1 - \text{PIS})$$



- COFINS - ICMS)

Figura 5 Tarifa de energia com impostos para clientes na baixa tensão

Fonte: ANEEL (agosto de 2011)

Observa-se grande dispersão de resultados, com a relação entre os valores finais superando um fator de dois (0,35 a 0,70 R\$/kWh), com AES SUL, COPEL, CERON, CEB, CAIUA e CPFL entre as menores tarifas finais e CELTINS, ENERGISA/MG, CEMAR e CEMAT entre as maiores tarifas finais.

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

4.1 Indicador de viabilidade da energia fotovoltaica para clientes na baixa tensão

A viabilidade da energia solar será medida pela razão direta entre as tarifas de energia com impostos e o custo de produção da energia solar.

Indicador de viabilidade = Tarifa de energia com impostos / Custo de produção solar

- Uma relação superior a 1,0 indica, para as premissas utilizadas, que a energia solar fotovoltaica já é competitiva.
- Uma relação inferior a 1,0 indica, para as premissas utilizadas, que a energia solar fotovoltaica ainda não é competitiva.

A análise é feita para os mesmos resultados da seção anterior, tanto para clientes conectados na baixa tensão como na alta tensão. O resultado, de forma análoga, será um mapa do Brasil com as cores denotando a competitividade. A convenção destas é simples: quanto maior o indicador de viabilidade mais quente (vermelha) a cor. Quanto menor, mais fria a cor (azul).

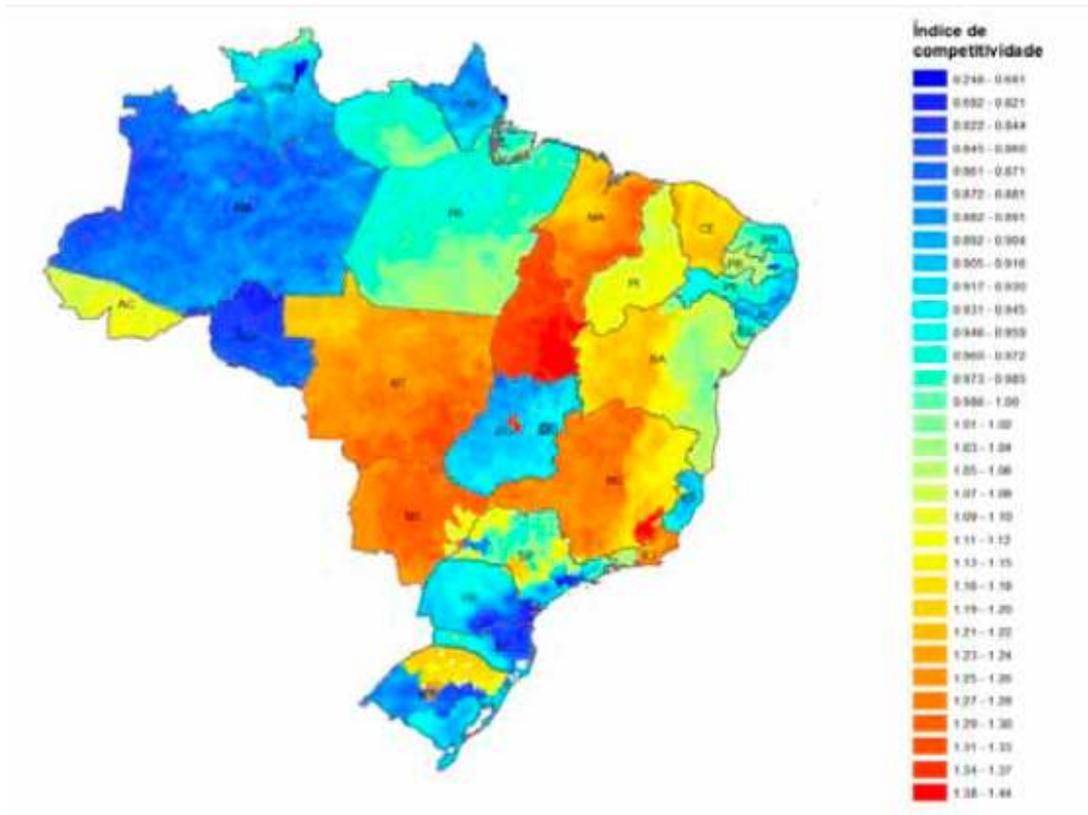


Figura 6 Indicador de viabilidade para clientes na baixa tensão

Observa-se no mapa que instalações fotovoltaicas já seriam competitivas para clientes cativos conectados na baixa tensão (residenciais) em boa parte das concessionárias. Esse resultado está em acordo com recente Nota Técnica 025 elaborada pela ANEEL sobre geração distribuída. Entre as concessionárias com indicador elevado destacam-se as ENERGISA (MG), CHESP (GO) e CELTINS (TO) e AMPLA (RJ) e regiões de concessionárias com maior cobertura, tais

como CEMAR (MA), CEMIG (MG), COELBA (BA), CEMAT (MT), COELCE (CE) e ENERSUL (MS).

Observa-se ainda que esta competitividade depende menos do recurso primário e mais da diferenciação de tarifas das concessionárias. O caso do Estado do Rio de Janeiro é ilustrativo, apesar de existir uma irradiação solar razoavelmente uniforme nas regiões do Estado menos sujeitas à nebulosidade, o indicador de viabilidade da energia solar sofre grandes alterações, como indicado no detalhe a seguir:

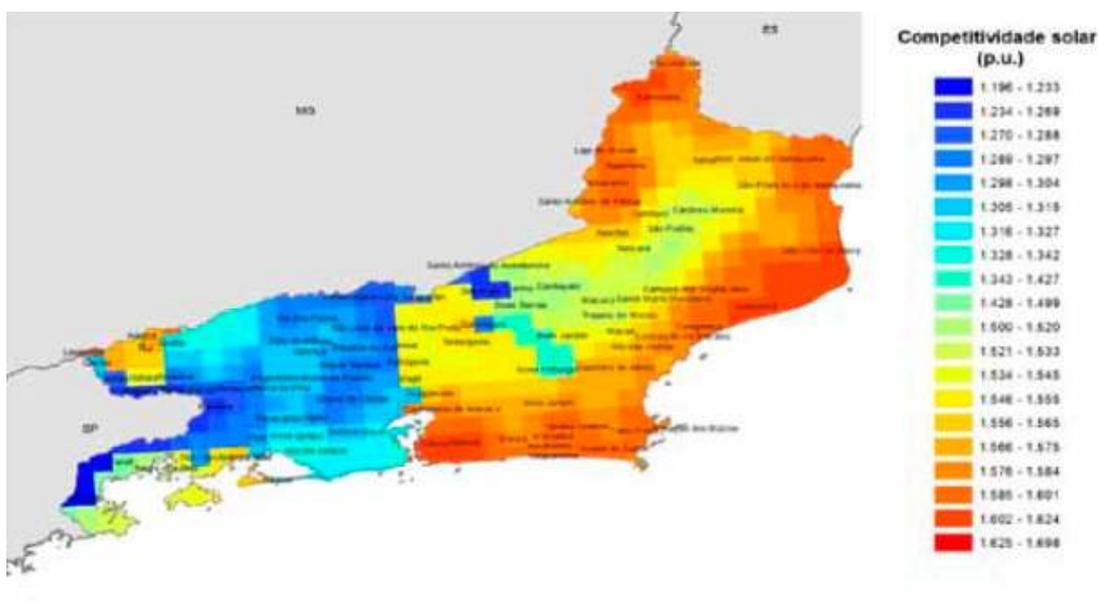


Figura 7 Detalhe do indicador de viabilidade para clientes na baixa tensão do Estado do RJ

4.2 Sensibilidade sobre custo dos sistemas instalados

Os resultados anteriores indicam uma competitividade quase total para clientes residenciais para os parâmetros utilizados. Há, entretanto, certo descasamento entre os custos de produção apresentados e os percebidos, pelas seguintes razões:

- O valor do CAPEX dos sistemas fotovoltaicos das análises até o presente momento assumia que autoprodutor seria o responsável pela compra dos equipamentos, inclusive os importados. Na prática, usuários menores contratarão empresas integradoras para que estas desenvolvam seus projetos, ajudem com o registro na ANEEL e interface com as distribuidoras, comprem equipamentos e serviços de terceiros, inclusive instalação e comissionamento do sistema. Os produtos e serviços são empacotados em contratos *turn key*, que embutem a margem destas empresas integradoras e impostos, que incidem em “cascata” aumentando o valor ao cliente final.
- Se imaginarmos uma margem líquida (após impostos) de 15% para a empresa integradora e alíquota de imposto em regime de lucro presumido, o preço da instalação é majorado em 42%. Como consequência, no mercado é mais usual a existência de custos instalados da ordem de R\$ 10/Wp.

O resultado está exibido a seguir:

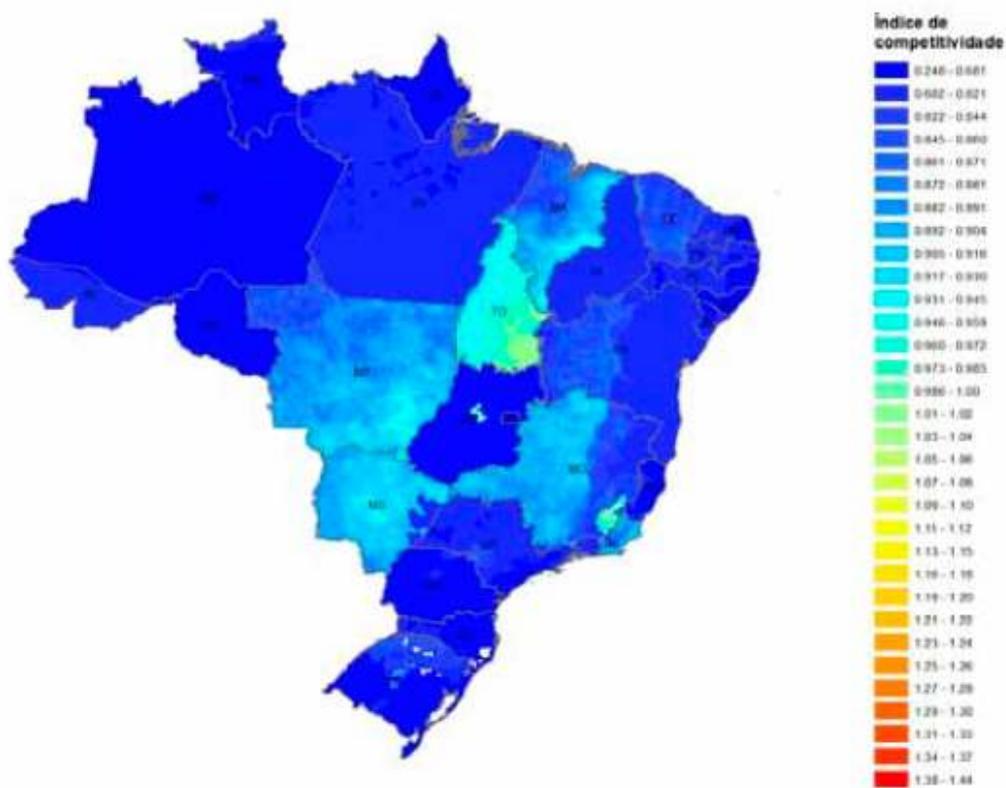


Figura 8 Indicador de viabilidade para clientes na baixa tensão com custo do sistema ao usuário final igual a R\$ 10/W

Observa-se que nas condições apresentadas, o efeito das margens das empresas integradoras e impostos faz com que a energia solar fotovoltaica não seja ainda competitiva na maior parte do Brasil. Adicionalmente à queda dos componentes principais (módulos fotovoltaicos e inversores) observada em escala global, os seguintes fatores contribuirão para a queda do custo de aquisição de autoprodutores proprietários de microgeradores fotovoltaicos conectados às redes de distribuição:

Sistemas Fotovoltaicos: Contextualização e Perspectivas para sua massificação no Brasil

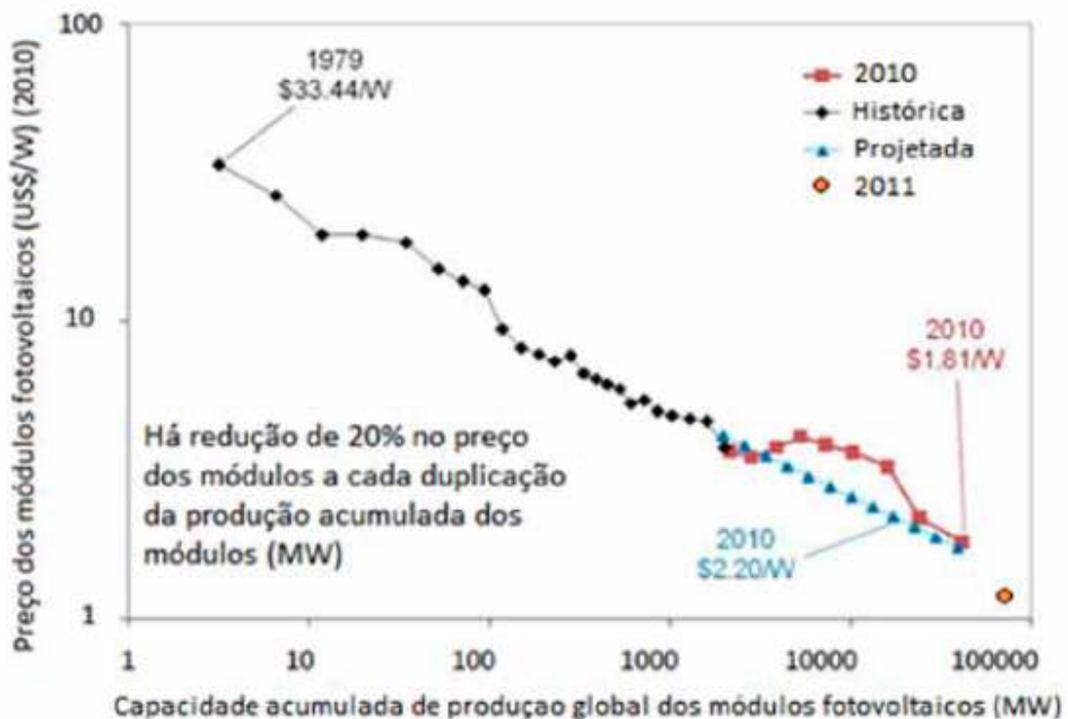
- Aumento do número de instalações feitas, fomentando o surgimento de maior número de empresas integradoras, formação de equipes especializadas, aumento da concorrência e redução de custos;
- Maior agilidade e simplicidade nos requisitos para registro como autoprodutor de energia e naqueles solicitados pela concessionária.
- Maior especialização de empresas que ofereçam soluções de componentes específicos de sistemas. Em mercados mais maduros, como Europa e EUA, existem empresas especializadas em estruturas metálicas que facilitam a fixação dos módulos fotovoltaicos, que podem ser instaladas em menor tempo em telhados ou lajes.
- Modelos de negócios que evitem impostos “em cascata” e capazes de transformar os elevados investimentos iniciais – por vezes proibitivos – em fluxos de pagamentos suaves mais aderentes às realidades financeiras dos usuários interessados.

4.3 O Futuro

4.3.1 Curva de aprendizado tecnológico

Nos últimos 30 anos, o preço dos módulos fotovoltaicos tem diminuindo a uma taxa média de 8% ao ano. Observa-se a razoável relação linear entre pontos de um gráfico (cada ponto corresponde a fotografia de um ano, com a série começando em 1979) com escala logarítmica para o preço unitário dos módulos (eixo das ordenadas) contra escala logarítmica da quantidade acumulada produzida no eixo das abscissas.

Se relacionarmos estas grandezas, é possível verificar empiricamente a seguinte regra, chamada *taxa da curva de aprendizado tecnológico*: a cada



duplicação da capacidade global produzida (produção acumulada), o preço dos módulos diminui em 20%.

Gráfico 13 Curva de aprendizado tecnológico para módulos fotovoltaicos

4.3.2 Preços esperados

A relação empírica anterior permite – com certo grau de incerteza, é claro, – extrapolar o preço unitário dos módulos fotovoltaicos em diferentes momentos no futuro, desde que cenários sobre a evolução da produção dos módulos sejam elaborados.

Na figura a seguir, três cenários do incremento do consumo dos módulos foram considerados, admitindo taxa de crescimento anual de 5%, 10% e 15%. Em cada um dos casos, tabula-se a quantidade acumulada de módulos (função do tempo), e aplica-se a regra empírica sobre a curva de aprendizado tecnológico (queda de 20% a cada duplicação da quantidade acumulada produzida).

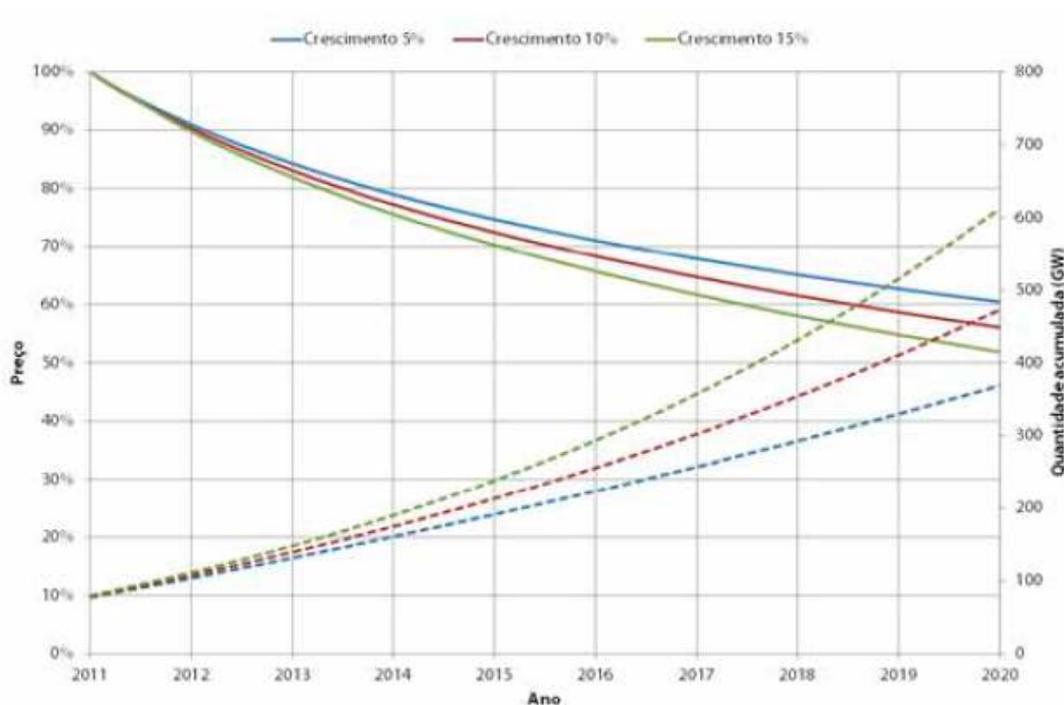


Gráfico 14 Curva de aprendizado tecnológico para módulos fotovoltaicos

Os resultados do exercício indicam que:

- Em 2020 o consumo anual dos módulos variará entre 39 GW/ano e 97 GW/ano. Este último valor é 50% maior ao consumo acumulado até o presente momento;

Sistemas Fotovoltaicos: Contextualização e Perspectivas para sua massificação no Brasil

- Em 2020 o consumo acumulado variará entre 369 GW e 612 GW, uma diferença de 66% entre o cenário de maior e menor crescimento;
- A queda esperada de preços com relação aos atuais variará menos, entre 40% e 50%. Isto significa módulos fotovoltaicos da ordem de \$0,5/W e sistemas instalados da ordem de \$1/Watt, se os demais componentes seguirem trajetória similar de queda de preços.

5 CONCLUSÃO

O cenário atual desta fonte no mercado nacional ainda está longe de sua maturidade, e a sociedade brasileira ainda esperará por algumas décadas para ter o acesso em massa à energia Fotovoltaica.

É de extrema importância que sejam apresentados de maneira clara os benefícios da utilização da energia Fotovoltaica e o potencial brasileiro para a sua aplicação. Dessa forma, será possível quebrar os paradigmas que freiam a inserção dessa fonte renovável de energia na matriz energética brasileira e com isso, estimular a criação de um mecanismo de incentivo que a contemple. Políticas para acelerar a aplicação das energias renováveis no mercado energético dos países em desenvolvimento, em especial o Brasil, poderiam seguir experiências que obtiveram sucesso nos países desenvolvidos. As experiências obtidas com as primeiras instalações seriam fundamentais para que os mesmos erros não fossem repetidos e para que se pudessem seguir as melhores estratégias adotadas.

[Citar a redução das tarifas em 2013 e seu impacto na viabilidade.](#)

REFERÊNCIAS

AITKEN, D., STADEN, R. The renewable energy transition. Energy & Transport, SDI 14, 2005. Disponível em: <<http://www.sustdev.org>>

AMARANTE, O. A. C.; BROWER, M.; ZACK, J.; SÁ, A. L. Atlas do Potencial Eólico Brasileiro,

CEPEL, 2012. Disponível em: <www.cresesb.cepel.br>

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, 2012. Disponível em: <www.aneel.org.br>

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, 2009b. BIG – Balanço de informação de gestão. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp>>

BIODISEL. Disponível em:<<http://www.biodiesel.gov.br/>>

BMU - *Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit*, 2012. Disponível em:<<http://www.bmu.de/allgemein/aktuell/160.php>>

BNDS – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, 2012. Disponível em: <<http://www.bndes.gov.br>>

Sistemas Fotovoltaicos: Contextualização e Perspectivas para sua massificação no Brasil

CBEE - Centro Brasileiro de Energia Eólica, 2012. Disponível em:
www.eolica.org.br

CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, 2012. Disponível em:
<http://www.cepel.br/>

CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. Seminário de divulgação do manual de inventário hidroelétrico, 2008. Disponível em:
http://www.cepel.br/seminario/arquivos/apresentacoes12_12/Institucional-12-12-2007.pdf

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, 2012. Disponível em:
www.ccee.org.br

CNE - Comisión Nacional de la Energia. Disponível em:
<http://www.cne.es/cne/Home>

ELETROBRÁS - Relatório de Desempenho Operacional (RDO), Divisão de Planejamento e Operação de Sistemas Isolados (DESI) do Departamento de Sistemas Isolados e Combustíveis (DES), Janeiro de 2008.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética, 2012. Disponível em:
www.epe.gov.br/default.aspx

EPIA - *European Photovoltaic Industry Association*, 2012. Disponível em:
<http://www.epia.org>

EPIA - *European Photovoltaic Industry Association: Solar Generation V – 2008. Solar electricity for over one billion people and two million jobs by 2020 Competitiveness*. Disponível em:
http://www.epia.org/fileadmin/EPIA_docs/documents/EPIA_SG_V_ENGLISH_FULL_Sept2008.pdf

HAAS, R. *The value of photovoltaic electricity for society*. *Solar Energy*, v. 54, p. 25-31, 1994.

HAAS, R. *Building PV markets: the impact of financial incentives*. *Renewable Energy World*, v. 5, n. 4, 2002.

HOFFMANN, W., *Interview with Winfred Hoffmann*, ASE, March, 2001

Sistemas Fotovoltaicos: Contextualização e Perspectivas para sua massificação no Brasil

HOFFMANN, W. *PV solar electricity industry: Market growth and perspective*. Solar Energy Materials & Solar Cells v. 90, p. 3285–3311, 2006.

IBGE - Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 2012. Disponível em: <www.ibge.gov.br>

IEA – *Internacional Energy Agency*, 2012. Disponível em: <www.iea.org>

JACOBSSON, S.; LAUBER, V. *The politics and policy of energy system transformation: explaining the German diffusion of renewable energy technology*. Energy Policy, v. 34. p. 256-276, 2004.

JANNUZZI, G. M. *Power Sector Reforms in Brazil and its Impacts on Energy Efficiency and Research and Development Activities*. Energy Policy, v. 33, p. 1753-1762, 2005.

JARDIM, C. S.; RUTHER, R.; SALAMONI, I. T.; VIANA, T.; REBECHI, S. H.; KNOB, P. *The strategic siting and the roofing area requirements of building-integrated photovoltaic solar energy generators in urban areas in Brazil*. Energy and Buildings, v. 40, p. 365-370, 2007.

JRC – *Joint Research Centre*, 2009. Disponível em: <<http://ec.europa.eu/dgs/jrc/index.cfm>>

JRC – *Joint Research Centre. Research, Solar Cell Production and Market Implementation of Photovoltaics. PV Status Report 2008*. Disponível em: <<http://re.jrc.ec.europa.eu/refsys/pdf/PV%20Report%202008.pdf>>

KESHNER, M. S., ARYA, R. 2003. *Study of potential cost reductions resulting from super large scale manufacturing of PV modules*. Disponível em: <<http://www.nreal.gov>>

KRAUTER, C. W., KISSEL, M. *RE in Latin America*. REFOCUS magazine, 2/2005.

MME – Ministério das Minas de Energia. Balanço Energético Nacional (BEN), 2008. Disponível em: <www.mme.org.br>

Sistemas Fotovoltaicos: Contextualização e Perspectivas para sua massificação no Brasil

MME – Ministério das Minas de Energia. Plano Nacional de Energia Elétrica 2030, 2007. Disponível em: http://www.epe.gov.br/PNE/20080512_1.pdf

MME – Ministério das Minas de Energia. Programa de incentivo às fontes alternativas de energia elétrica. Apresentação: Laura Porto: COPPE, 2004.

MOORE, C.; IHLE, J. Renewable energy policy outside the United States. Renewable Energy Policy Project REPP, Issues Brief No. 14, October, 1999. Navigant Consulting: Analysis of Worldwide Markets for Photovoltaic Products & Five – year Application Forecast 2007-2008. Disponível em: <http://www.navigantconsulting.com/>

NUPAC – Núcleo de Pesquisas Antárticas e Climáticas. Disponível em: www.ufrgs.br/antartica/antartica-antartida.html

PEREIRA, E. B; MARTINS, F.R.; ABREU, S.L. e RÜTHER, R. - Atlas Brasileiro de Energia Solar, INPE, 2006.

PEREIRA, O. S. – Comunicação Pessoal, 2008.

PHOTON Internacional, 2009.

POPONI, D. *Analysis of diffusion paths for photovoltaic technology base don experiences curves*. Solar Energy, v. 74, p. 331-340, 2003.

PORTO, L. Energias Renováveis. MME, 24 de Abril de 2007. Apresentação disponível em: www.mme.gov.br/download.do?attachmentId=10883 Price Water House Coopers, 2009. Disponível em: <http://www.pwc.com/> Relatório Técnico GTZ. Fontes Renováveis de Energia Voltadas à Geração Distribuída de Energia para o Sistema Interligado Nacional, 2008.

REN21 – *Renewables 2007. Global Status Report, 2007*. Disponível em: http://www.ren21.net/pdf/RE2007_Global_Status_Report.pdf Renewable Energy Sources Act, 2000. Disponível em: <http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/res-act.pdf> Acesso em 2008. Renewable Energy Sources Act. 2008. Disponível em: http://www.bmu.de/english/renewable_energy/doc/6465.php

RÜTHER, R. Edifícios Solares Fotovoltaicos: o potencial da geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas e interligada à rede elétrica pública no Brasil. Editora UFSC/LABSOLAR. Florianópolis, 2004.

SALAS, V.; OLIAS, E. *Overview of the photovoltaic technology status and perspective in Spain*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v.13, 2009.

SAWIN, J. *National Policy Instruments: Policy Lessons for the Advancement & Diffusion of Renewable Energy Technologies Around the World. Thematic Background Paper*. Secretariat of the International Conference for Renewable Energies, Bonn, 2004.

SREA – *Spanish Renewable Energy Association*, 2004. Disponível em:
<<http://journeytoforever.org/energiaweb/2818.htm>>

STAISS, F., RAÜBER, A. Strategies in Photovoltaic Research and Development: Market Introduction Programs. Photovoltaics Guidebook, 2002.

THESOLARFUTURE. *Incredible growth in Spanish solar energy market spells good and bad news for PV industry*. Disponível em:
<<http://www.thesolarfuture.com/2009/01/21/incrediblegrowth-in-spanish-solar-energy-market-spells-good-and-bad-news-for-pv-industry/>>

VARELLA, F. Estimativa do índice de nacionalização dos sistemas fotovoltaicos no Brasil. Tese de doutorado, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2009.

ZILLES, R.; OLIVEIRA, F. H. S. *6,3kWp Photovoltaic Building Integration at São Paulo University*. In: 17th European Photovoltaic Solar Energy Conference. Munique, Alemanha, 2001.

ZILLES, R. Evolução da Regulamentação e Incentivos na Espanha para Instalações Fotovoltaicas Conectadas à Rede. 2º Reunião do Grupo de Trabalho GT-GDSF, 2009.

WOYTE, A.; NIJS, J.; BELMANS, R. Partial shadowing of photovoltaic arrays with different system configurations: literature review and field test results. Solar Energy, n.74, p. 217-213, 2003.

Sistemas Fotovoltaicos: Contextualização e Perspectivas para sua massificação no Brasil

