



GT COGEN SOLAR

“Inserção da Energia Solar no Brasil”

**Relatório Final
Maio/2012**

(versão revisada em Julho/2012)

Colaboração do Grupo de Trabalho COGEN Solar



Apoio Técnico

PSR

INSERÇÃO DA ENERGIA SOLAR NO BRASIL

Preparado para
COGEN

Julho de 2012



PSR

Sumário

1	Objetivo.....	6
1.1	Os grandes números.....	6
1.2	Distribuição geográfica da irradiação solar.....	7
1.3	Radiação solar no Brasil.....	8
1.4	Aplicações da energia solar.....	9
1.4.1	Aquecimento d'água.....	10
1.4.2	Produção de energia elétrica.....	10
1.5	Sistemas fotovoltaicos.....	12
1.5.1	Módulos.....	13
1.5.2	Inversores.....	17
1.5.3	Cabos.....	17
1.5.4	Controladores de carga e baterias.....	17
1.5.5	Estrutura de suporte.....	18
2	Panorama do mercado.....	20
2.1	Produção.....	20
2.2	Preços.....	21
2.3	Mercados.....	21
2.4	Futuro.....	23
3	Células FV e medição da irradiância solar.....	25
3.1	O efeito fotovoltaico.....	25
3.1.1	Semicondutores tipo-n e tipo-p.....	26
3.2	Princípio básico das células.....	27
3.2.1	Limite de Shockley-Queisser.....	28
3.2.2	As células fotovoltaicas modernas.....	28
3.2.3	Primeiras aplicações e evolução.....	29
3.3	Pesquisas tecnológicas.....	31
3.3.1	Células sensibilizadas por corante.....	32
3.3.2	Energia fotovoltaica concentrada.....	32
3.4	Medidas da irradiância solar.....	33
4	Análise econômica e de mercado.....	36
4.1	Radiação solar.....	36
4.2	Transformação da irradiação solar em eletricidade.....	37
4.3	Custos dos Componentes.....	38
4.3.1	Módulos.....	38

4.3.2 Inversores.....	38
4.3.3 Demais custos.....	39
4.3.4 Custos nacionalizados.....	39
4.3.5 Custo de produção de sistemas fotovoltaicos.....	41
4.4 Mapa do custo de produção da energia solar.....	43
4.5 Tarifas de energia elétrica.....	44
4.5.1 Consumidores conectados na baixa tensão	44
4.5.2 Consumidores conectados na Alta Tensão	45
4.6 Indicador de viabilidade da energia fotovoltaica	46
4.6.1 Viabilidade para clientes na baixa tensão.....	47
4.6.2 Sensibilidade sobre custo dos sistemas instalados.....	48
4.6.3 Viabilidade para clientes na alta tensão	50
4.7 Usinas solares.....	50
4.7.1 Irradiação.....	51
4.7.2 Parâmetros considerados na análise.....	51
4.7.3 Resultados.....	53
4.8 O Futuro.....	54
4.8.1 Curva de aprendizado tecnológico.....	54
4.8.2 Preços esperados.....	55
4.8.3 Discussão	56
5 Estratégias de Inserção.....	59
5.1 Indústria fotovoltaica nacional	59
5.2 Aceleração da Demanda	61
5.2.1 Leilão Específico	61
5.2.2 Geração Distribuída	62
5.2.3 Ajustes regulatórios.....	63
5.2.4 Modelos comerciais.....	71
5.2.5 Linhas de Financiamento e Incentivos Tributários.....	73
5.2.6 Normas Técnicas e Qualificação de Equipamentos	74
5.2.7 Agenda Nacional	77
5.3 Recomendações.....	77

Agradecimentos

Este trabalho contou com a valiosa colaboração de Leonidas Andrade, Carlos Evangelista, Rodolfo Molinari, Niels Kleer, Ildo Bet, Catia Stoyan, Mauricio Moszkowicz, Roberto Barbieri, Newton Lavieri, Adriane Silva, Guilherme Araújo, Fernando Camargo e Edgar Perloti que atuaram no âmbito do Grupo Setorial de Sistemas Fotovoltaicos da ABINEE - Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica. E com a colaboração de

Agradecemos ao Prof. Roberto Zilles (IEE/USP), Prof. Ricardo Rüther (UFSC) e Prof. Alexandre de Montenegro (UFSC) pela excelente revisão do texto.

Por último agradecemos aos Membros do GT COGEN Solar, abaixo relacionados, pelas contribuições e discussões travadas nas diversas reuniões de trabalho que tivemos:

Empresa	Representantes
Atiaia Energia	Francisco Andrade
	Luiz Otavio Koblitz
Brennand Energia	Mozart Siqueira
	Luiz Godoy
BTG Pactual	José Manoel Biagi Amorim
CSN	Marcelo Alves
	Carolina Barbosa
Cesp	Sergio Ishida
	Carlos David Barbosa
	Mituo Hirota
	Antonio Celso
CPFL Comercialização Brasil	Marco Antonio Siqueira
	Rodrigo Mello
	Jorge Manoel Pinheiro
	Gustavo Vajda
	Rodrigo De Lima Guedes
	Daniel Marrocos Camposilvan
CPFL Renováveis	Rodolfo Molinari
	Marcio Severi
	Fernando Elias
Elecnor	Marcelo Vinícius
GE	Jose Hamilton
	Karin Happke
	Marcelo Prado
Isolux	Ricardo Pyramo
	Carlos Vera
	Dominguez
Light Esco	Marco Antônio Donatelli
	Cláudio Moisés de Oliveira
	Flavia Lanzetti
Odebrecht Energia	Fernando Chein Muniz
	Ivan Engler

Empresa	Representantes
	Armando Lazzatta
Powerhouse	Alberto Bianchi
Promon	Andre Martini
	Jose Roberto Ruschel
	Rodrigo Oliveira
Renova Energia	Tiago Ferreira
	Eduardo Abreu
	Leandro Borgo
Siemens	Newton Jose Duarte
	Gilberto Schaefer
	Paulo Roberto Costa
Safira	Fábio Luiz Cuberos
	Alessandro Ikeuchi
Tractebel Energia	Carlos Gothe
	Levi Souto Jr
Weg	Anderson Fernandes
	Rogério Ferráz
	Martin Brand
	Sergio Esteves
	Sinesio Tenfen
COGEN	Carlos Roberto Silvestrin
	Valter Yoshida
	Leonardo Caio Filho

A troca com estes grupos enriqueceu e trouxe robustez ao trabalho.

Rafael Kelman
04 de julho de 2012.

1 OBJETIVO

1.1 Os grandes números

O interesse na energia solar pode ser resumido nos dois números a seguir: (i) a energia da radiação solar que atinge a atmosfera a cada ano é $1,52 \times 10^{18}$ kWh; e (ii) o consumo primário anual de energia no mundo (2010)¹ é $1,40 \times 10^{14}$ kWh. Isto significa que:

Um aproveitamento de apenas 0,01% da radiação solar seria suficiente para suprir toda a demanda energética mundial. Ou, equivalentemente, uma hora de energia solar incidente sobre o planeta equivale ao consumo energético mundial anual.

Parte desta energia não atinge a superfície terrestre. As “perdas” variam espacialmente (em função da altitude, latitude, entorno, etc.), temporalmente (mês do ano e horário do dia) e em função das condições atmosféricas (chuvas, nebulosidade, particulados liberados por “queimadas” etc.). Dessa maneira, são definidas as seguintes medidas:

Irradiância solar: é uma unidade de *densidade de potência*, usualmente expressa em W/m^2 ou kW/m^2 . Trata-se de uma “fotografia”. Por exemplo: a irradiância solar de um local é maior ao meio dia num dia de céu claro no verão. A constante solar² é um exemplo da irradiância solar. O citado valor ($1,52 \times 10^{18}$ kWh) é o produto desta constante pelo número de horas do ano e pela área da seção transversal do planeta. **Irradiação solar:** é uma unidade de *densidade de energia*, usualmente expressa em $kWh/m^2/dia$ ou $kWh/m^2/ano$. Trata-se do valor da energia solar ao longo de certo período (ex: em base diária, mensal, anual, etc.).

A próxima questão é estimar quanto da radiação que atinge a camada superior da atmosfera chega à superfície. A figura a seguir mostra esta proporção para cada comprimento de onda - supondo que o sol está “a pino” e que não há nuvens.

1 BP - Statistical Review of World Energy 2011.

2 De fato, não se trata de uma constante, mas um valor medido. Até recentemente, a melhor estimativa era 1.366 W/m². Mais recentemente este valor foi revisto para baixo: 1.361 W/m² Fonte: Geophysical Research Letters, Vol. 38, L01706, 2011 - A new, lower value of total solar irradiance: Evidence and climate significance Kopp & Lean.

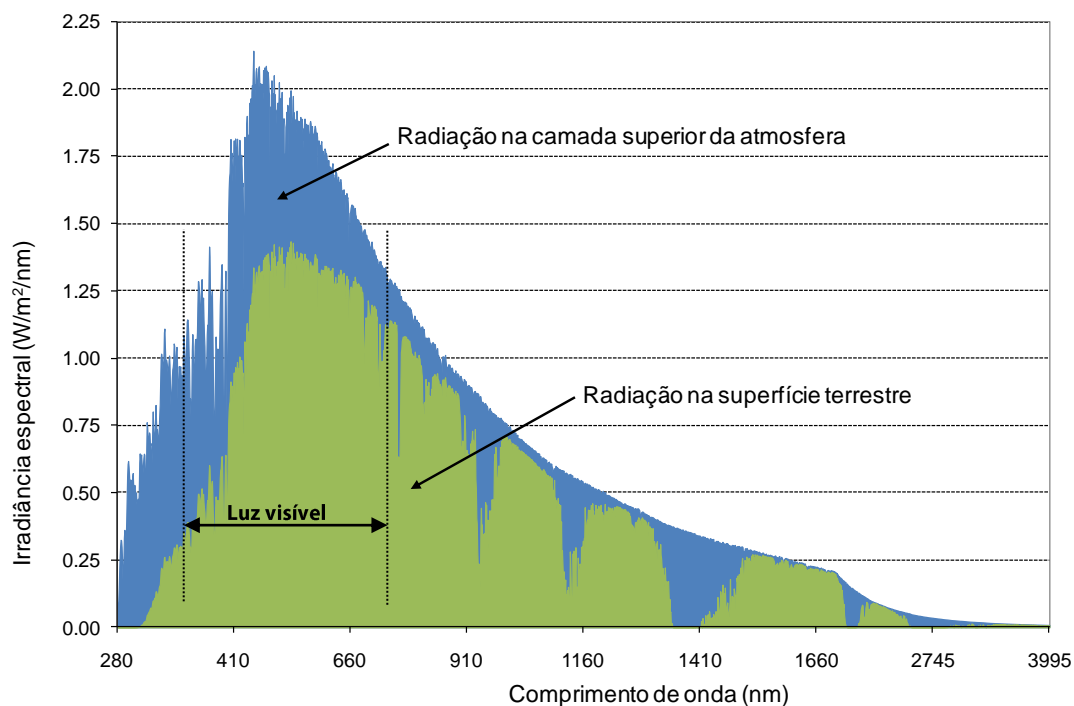


Fig. 1.1 – Radiação espectral (fonte: NASA)

Observa-se inicialmente que cerca de metade da radiação está na faixa de comprimento de onda conhecida como luz visível. Isto não é coincidência, e sim consequência do processo evolutivo dos organismos que, ao longo de centenas de milhões de anos, levou à otimização da eficiência dos fotorreceptores. Outra observação interessante é que há comprimentos de onda quase totalmente absorvidos pelas moléculas da atmosfera, tais como CO_2 e vapor d'água.

A razão entre a energia do espectro de radiação que atinge a superfície e a energia que chega à parte superior da atmosfera é aproximadamente 73%. Multiplicando-se a constante solar por 0,73, chega-se a aproximadamente 1.000 W/m^2 , que é um número fácil de guardar e conhecido como *um sol*.

Levando ainda em conta a variação de intensidade de irradiância ao longo do dia (que inicia bem baixa ao nascer-do-sol, atinge o máximo ao meio-dia, e depois volta a diminuir até ficar nula após o por-do-sol), a irradiação diária média é de 6 kWh/m^2 , o que corresponde a uma irradiância diária média ao nível do mar de aproximadamente 250 W/m^2 ($6.000 \text{ Wh}/24\text{h}$). Ou seja, entre a irradiância incidente na parte superior da atmosfera (1.361 W/m^2) e a irradiância média diária (250 W/m^2), há uma perda de aproximadamente 80%.

1.2 Distribuição geográfica da irradiação solar

A Figura 1.2 ilustra a distribuição da insolação média global. Observa-se que as áreas contíguas situam-se nas regiões desérticas ou semi-áridas da África (ex: Saara), na região Andina (ex: deserto do Atacama), Austrália e Península Arábica. No Brasil, como esperado, as cores mais quentes estão no semi-árido nordestino.

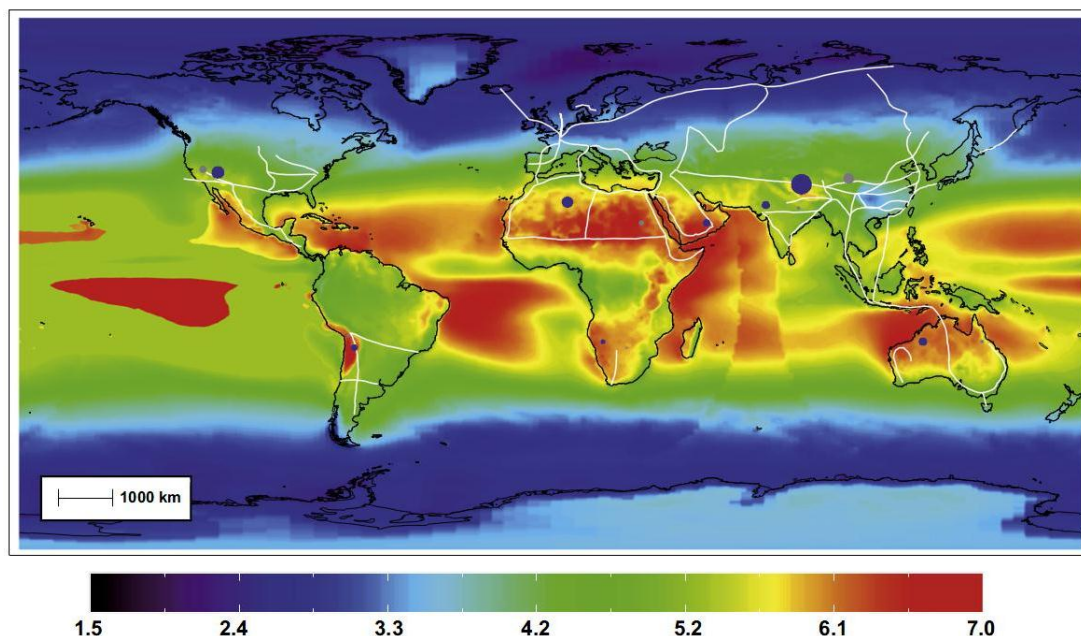


Fig. 1.2 – Irradiação média anual em plano horizontal (kWh/m²/dia) – Fonte: (NASA, <http://eosweb.larc.nasa.gov/sse/>). Energy Policy 41(2012) 561–574 A global renewable mix with proven technologies and common materials (sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421511008950)

1.3 Radiação solar no Brasil

Os mapas de irradiação solar para o território brasileiro e a América do Sul foram obtidos com o uso de modelo desenvolvido pelo INPE em parceria com o LABSOLAR/UFSC no âmbito do projeto *Solar and Wind Energy Resource Assessment (SWERA)* que visava fazer o levantamento a respeito dos recursos de energia solar no território brasileiro. O projeto teve como objetivo fundamental facilitar a inclusão de fontes de energia renováveis na matriz energética de um grupo de países selecionados. A coordenação das atividades no Brasil e América Latina ficou com o Centro de Previsão do Tempo e Estudos Climáticos (CPTEC/INPE).

Em 2006, o INPE publicou no Brasil, como um dos resultados do projeto SWERA, o "Atlas Brasileiro de Energia Solar". Os dados e mapas atualizados do projeto SWERA estão disponíveis para consulta em <http://en.openei.org/apps/SWERA/>. Para acessar os dados do nosso país, basta clicar na opção de interesse abaixo do mapa global e, em seguida, no mapa do Brasil.

O mapa a seguir apresenta a radiação solar global (média anual) do Brasil. Observa-se que o país possui boa irradiação solar por sua localização tropical.

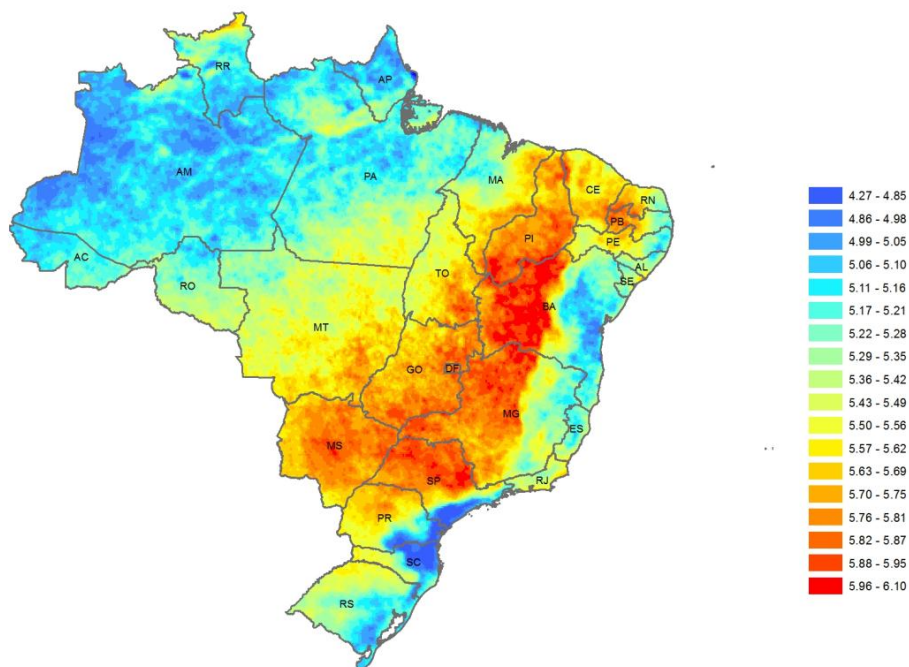


Fig. 1.3 – Irradiação total em plano cuja inclinação é igual a latitude do local. Mapa elaborado pela PSR com dados do projeto SWERA. Fonte: brazil_solar_tilted_10km.shp. O arquivo “shapefile” apresenta os dados de radiação solar em kWh/m²/dia para células 10km x 10km.

A seguir apresentamos histograma gerado com a mesma informação primária do mapa anterior. Observa-se concentração de irradiação média diária entre 4,8 e 6,0 kWh/m²/dia, enquanto que na Alemanha o valor máximo é 3,4 kWh/m². Ou seja, o local com menor insolação no Brasil é melhor ao de maior insolação na Alemanha, sendo este o país com maior capacidade instalada em energia fotovoltaica.

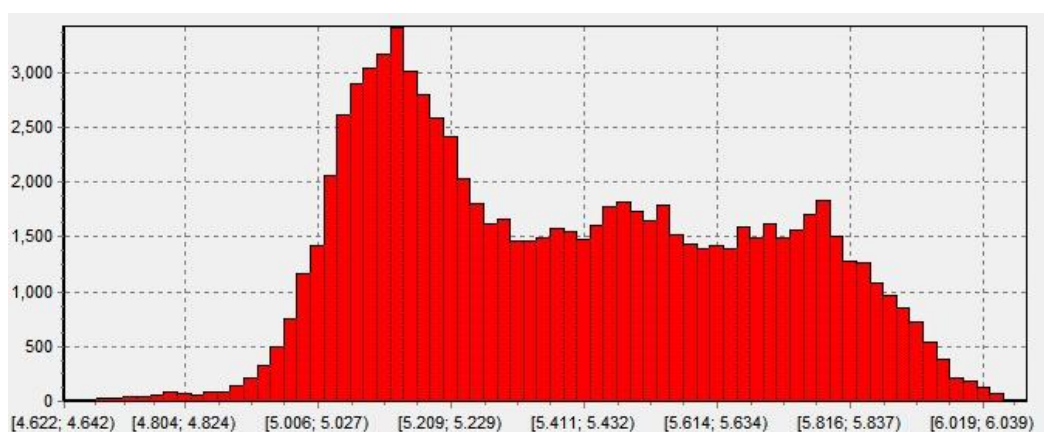


Fig. 1.4 – Histograma com irradiação em plano inclinado igual à latitude do local. Observa-se grande ocorrência de irradiação em nível superior a 4,8 kWh/m²/dia. Fonte: SWERA.

1.4 Aplicações da energia solar

Com exceção da energia maremotriz e da geotérmica, as demais fontes renováveis podem ser vistas como usos indiretos da energia solar. Por exemplo, a bioeletricidade depende da conversão da energia solar em biomassa através da fotossíntese; a energia eólica decorre de gradientes

de temperatura entre massas de ar aquecidas de forma não homogênea; e, finalmente, as usinas hidrelétricas dependem do ciclo da água, cujo “motor” é a energia solar.

Por sua vez, há duas classes principais de uso direto da radiação solar: (i) aquecimento de água; e (ii) produção de eletricidade.

1.4.1 Aquecimento d'água

Em sua versão mais simples e usual, a água é aquecida pela energia solar através de coletores presos aos telhados das residências. A água mais quente sobe do coletor para o tanque e a água mais fria desce deste para o coletor por convecção.



Fig. 1.5 – Esquerda: o aquecimento solar baseia-se na convecção natural da água. Direita: emprego de coletores planos num conjunto habitacional no Brasil. Abaixo, sistema mais popular na China com o coletor plano sendo substituído por tubos de vidro evacuados, mais adequados a climas temperados.

1.4.2 Produção de energia elétrica

De forma simplificada a energia solar pode ser convertida em eletricidade de duas maneiras: (a) através do efeito fotovoltaico, no qual células feitas de um material semicondutor, por exemplo, o silício, ao ser exposto à luz (fótons) produz uma corrente elétrica ou (b) concentração da energia solar através de espelhos, de forma a aquecer um fluido de trabalho (gás ou líquido pressurizado, que no caso de torres termossolares pode ser até mesmo água do mar) para produzir vapor a elevadas temperaturas (150 a 1000 °C). O vapor é utilizado para mover turbinas conectadas a geradores elétricos. São os chamados sistemas CSP - Concentrated Solar Power, que podem ser do tipo parabólico, refletor *Fresnel*, prato *Stirling* ou torre termo solar.

A Fig. 1.6 exibe, na parte superior, um conjunto de módulos de silício monocristalino utilizados para produzir energia elétrica através do emprego direto do efeito fotovoltaico. No centro, um exemplo de instalação CSP na qual milhares de espelhos são posicionados para concentrar a energia solar na forma de calor para produção de vapor, que é utilizado como em uma usina

termoelétrica convencional. Nos sistemas CSP há *heliostatos* (dispositivos que incluem espelhos) que acompanham o movimento aparente do sol no céu de forma a manter a reflexão dos raios solares apontada sempre para o mesmo ponto. Na parte inferior exemplo de usina CSP próxima de Sevilha, Espanha. Cabe destacar que em algumas aplicações de CSP, tem-se buscado empregar sal fundido, composto de nitrato de potássio e nitrato de sódio, tanto como fluido de transferência de calor como armazenamento térmico. A possibilidade de armazenar energia permite que a produção seja concentrada no período de maior consumo de energia elétrica, quando o preço da energia é maior, o que pode perfeitamente ocorrer à noite.



Fig. 1.6 – Aplicações da energia solar na produção de energia elétrica.

1.5 Sistemas fotovoltaicos

Sistemas fotovoltaicos são compostos por módulos, inversores, dispositivos de proteção, sistema de fixação e suporte dos módulos, cabos e, opcionalmente, baterias e controladores de carga – mas que são usuais em sistemas isolados.

Cabe destacar que existem fabricantes nacionais e internacionais estabelecidos no Brasil para baterias, controladores de carga e inversores, como ABB, CP Eletrônica, Eltek, Enertec, Moura, PHB, Santerno, Tudor, Unitron, WEG, entre outras. Para módulos fotovoltaicos, 2011 marca o início do funcionamento da fábrica da Tecnometal, em Campinas, que utiliza componentes nacionais e importados (e entre estes as células). Ainda não há produção nacional de células fotovoltaicas em escala industrial.

Sistemas isolados utilizam baterias (e, conseqüentemente, também equipamentos de controle de carga/descarga de baterias) por precisarem armazenar a energia elétrica gerada (a parte dela que não for consumida no instante da geração) para uso à noite e em outros horários com baixo nível de irradiância solar. Portanto, eles precisam ser superdimensionados, já que têm que atender à demanda nos períodos críticos, que são períodos com maior diferença entre um baixo nível de irradiação solar e um alto perfil de consumo (na base diária, semanal ou mensal, conforme o critério de dimensionamento necessário para as condições de irradiância x perfil de consumo do local). Com isso, esses sistemas desperdiçam energia na forma de calor, principalmente nos períodos de verão, quando a geração supera o consumo.

No caso de um sistema interligado à rede que pretende deixar a edificação autossuficiente, este não precisa ser superdimensionado como nos sistemas isolados. O dimensionamento é feito para que a energia fotovoltaica gerada na base anual seja igual ao consumo anual. De forma geral, considerando a existência de um mecanismo internacionalmente conhecido como *net metering*: (i) O sistema injetaria energia na rede nos meses com geração maior que consumo, gerando um "crédito energético" na conta de energia; (ii) esse "crédito" seria utilizado nos meses com consumo maior que geração. O objetivo final, para uma edificação autossuficiente, é que ao fim do ano, este "crédito energético" esteja o mais próximo de zero possível.

Apresentamos a seguir uma breve descrição dos componentes, relacionados esquematicamente na figura abaixo.

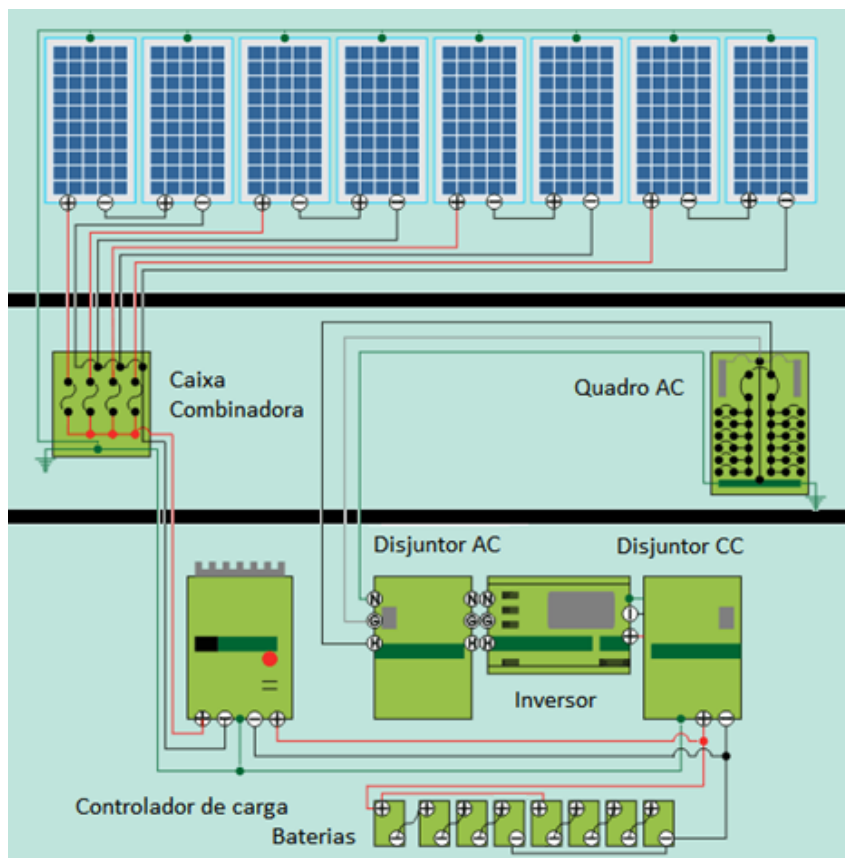


Fig. 1.7– Componentes de um sistema fotovoltaico isolado.

1.5.1 Módulos

A tensão de circuito aberto de cada célula fotovoltaica é pequena, da ordem de 0,5-0,6 Volts para células de silício cristalino. Assim, um módulo de silício cristalino de 30 Volts é constituído, por exemplo, por 60 células de 0,5 Volts conectadas em série³. O número de módulos é definido de maneira a atingir a potência desejada. Os módulos podem ser ligados em série e/ou em paralelo dependendo da corrente e tensão desejadas. A tensão e correntes resultantes das ligações dos módulos precisam ser definidas observando-se a faixa operativa dos inversores.

A potência nominal de uma célula ou módulo solar fotovoltaico é a potência de pico (ou potência máxima) obtida sob condições padrão de teste (CPT). Daí vem o fato de se incluir o sufixo “pico” (ou “p”) à unidade de potência utilizada.

As unidades comumente usadas são: watt-pico (Wp) e quilowatt-pico (kWp). As CPT para células e módulos fotovoltaicos são⁴:

³ Em alguns modelos de módulos, principalmente nos de grandes dimensões, há arranjos de células em série e em paralelo, de acordo com a tensão de circuito aberto e corrente de curto circuito, e, conseqüentemente, tensões e correntes de operação que se queiram atingir.

⁴ Fonte: NBR 10899:2006.

- (a) temperatura da junção da célula fotovoltaica = $(25 \pm 2)^{\circ}\text{C}$;
- (b) irradiância = 1.000 W/m^2 , normal à superfície de ensaio, e;
- (c) espectro solar = AM1,5⁵.

Curva $I \times V$

As medidas de tensão e corrente de um módulo podem ser desenhadas em uma curva característica ($I \times V$) do módulo, como a ilustrado no próximo gráfico. Observa-se que a corrente (eixo Y à esquerda) é bastante influenciada pela irradiância como indicam as curvas para 600, 800 e 1.000 W/m^2 . Quando a tensão é nula, temos o valor de corrente de curto-circuito (I_{sc}). Quando a corrente é nula, temos a tensão de circuito aberto (V_{oc}).

A potência elétrica, produto entre tensão e corrente, é exibida no eixo Y à direita do gráfico. No exemplo, o ponto de potência máxima ocorre para 1.000 W/m^2 , tensão igual a 30 Volts e corrente de 7,5 Ampères, resultando em 225 Wp.

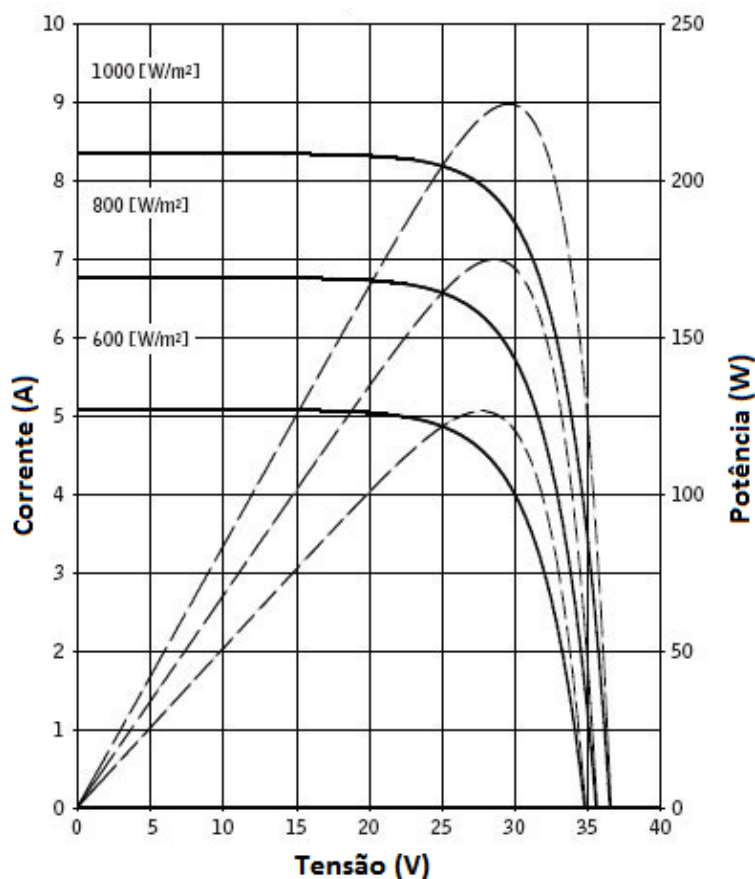


Fig. 1.8 - Curva característica de módulo fotovoltaico.

⁵ O espectro da radiação solar é alterado pela interação com a atmosfera. Fora desta o Air Mass (AM) é nulo, por isso denominado AM0. O espectro da radiação solar perpendicular à superfície terrestre, com os raios solares atravessando uma atmosfera é denotado AM1. AM 1,5 é o espectro da radiação solar que interage com uma espessura de 1,5 atmosferas, o que equivalente a um ângulo de zênite de 48 graus.

Efeito da Temperatura

A tensão é mais influenciada pela temperatura que a corrente: a tensão diminui significativamente com o aumento da temperatura enquanto a corrente sofre pequena elevação. O aumento da intensidade da luz incidente no módulo aumenta a temperatura das células, diminuindo sua eficiência.

Os fabricantes dos módulos fotovoltaicos indicam os coeficientes de temperatura para potência máxima, tensão de circuito aberto e corrente de curto circuito. Valores típicos são exibidos a seguir:

Coeficiente (% / °C)	<i>mono-c</i>	<i>poli-c</i>	<i>s-amorfo</i>
P _{mpp}	-0.38	-0.45	-0.21
V _{oc}	-0.29	-0.32	-0.38
I _{sc}	0.05	0.06	0.10

No Brasil, as células podem facilmente alcançar 70 °C, o que implica, com base nos coeficientes anteriores, em redução na potência máxima de cerca de 20% para os módulos policristalinos e de 10% para os módulos de silício amorfo.

Componentes de um módulo fotovoltaico

Os módulos fotovoltaicos protegem as células solares – que são conectadas em série, e às vezes também em paralelo, por pequenas tiras metálicas⁶ que fornecem também contatos externos – encapsulando-as em materiais plásticos, normalmente EVA (acetato de vinil-etila). O lado exposto ao sol é coberto com vidro temperado e anti-reflexivo e a parte posterior com plástico Tedlar®, vidro ou outro substrato. Uma caixa de junção é localizada normalmente na parte posterior do módulo. Finalmente, o módulo é emoldurado com uma estrutura de alumínio anodizado, que lhe dá rigidez e proteção contra as intempéries. Normalmente os fabricantes dão garantia de 90% da potência inicial com 10 anos de uso e 80% após 25 anos.

⁶ No caso de módulos de filmes finos, a conexão é feita por óxidos transparentes condutivos – TCO, da sigla em inglês.

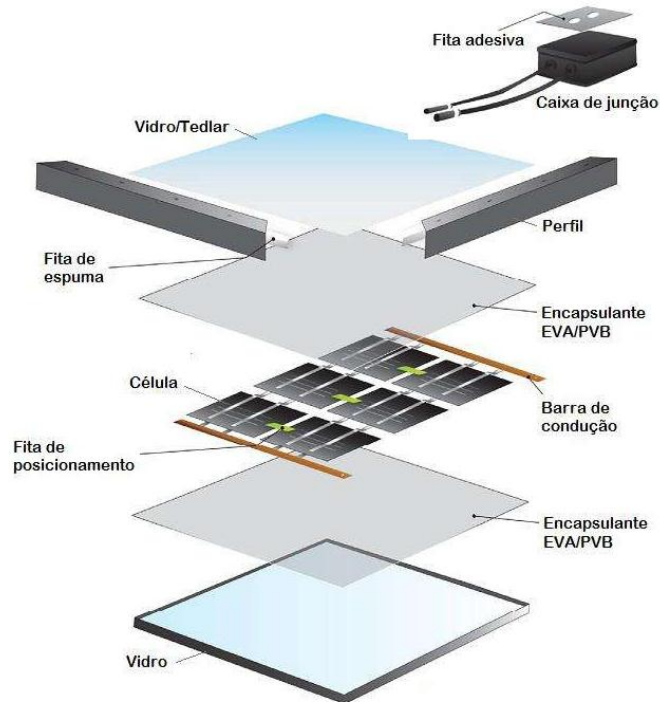


Fig. 1.9 Componentes de um módulo fotovoltaico de silício cristalino. Adaptado de Homero Schneider, Inova FV (2011). Há módulos de filmes finos sem molduras, em sanduíche vidro-vidro.

Tipos de módulos

Os materiais mais utilizados hoje para a fabricação das células fotovoltaicas são o silício monocristalino (31%) e policristalino (57%) e os chamados filmes finos: silício amorfo e silício micro-cristalino ($\mu\text{c-Si}$) (a-Si + $\mu\text{c-Si}$: 3,4%), telureto de cádmio (CdTe) (5,5%) e (dis)seleneto de cobre (gálio) e índio (CIS e CIGS) (2,4%).

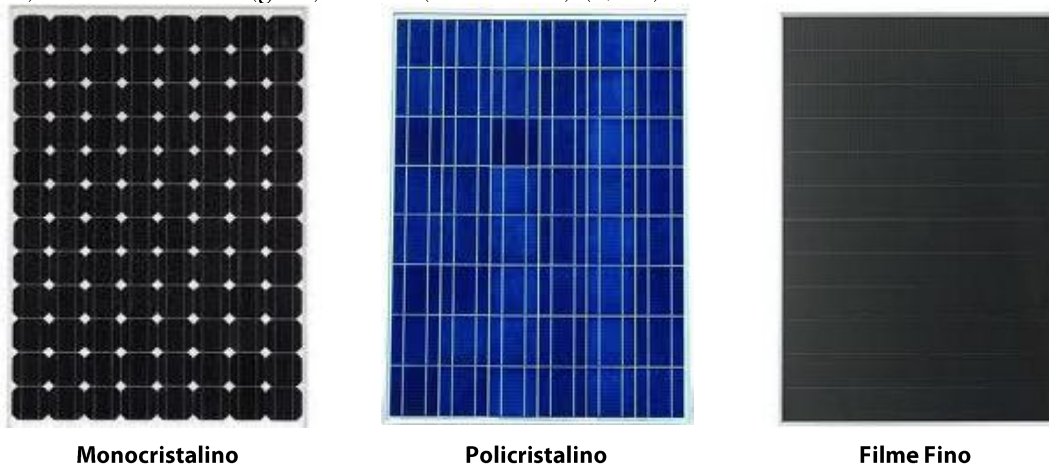


Fig. 1.10– Módulos fotovoltaicos mais comuns. O corte nas células de silício monocristalino tem formato circular, porém, o ideal é que ocupem a maior área possível. Por isso pequenos cortes são feitos, de modo que a célula redonda se assemelhe a um octógono (esq.). Ao centro, módulos policristalinos com tradicional aspecto azulado. A escassez de silício entre 2005 e 2009 e o surgimento de empresas com linhas de produção para células de filme fino trouxeram rápida expansão desta tecnologia (direita).

1.5.2 Inversores

São dispositivos elétricos ou eletromecânicos capazes de converter um sinal elétrico CC (corrente contínua) variável produzido pelos módulos em sinal elétrico CA (corrente alternada), em tensão adequada (a mesma da rede elétrica) e com frequência e formato de onda o mais próximos da corrente da rede elétrica, no caso de sistemas interligados. Muitos inversores oferecem sistemas de medição com envio de dados por rádio ou cabo para um servidor e deste para a Internet.



Fig. 1.11 – Inversor de 5.000 W. Na parte inferior um dispositivo para desconectar a entrada CC.

1.5.3 Cabos

São dimensionados de forma a reduzirem as perdas de potência nas instalações em função da distância entre as cadeias dos módulos fotovoltaicos e o inversor, tensão e/ou corrente. No lado da corrente contínua os cabos geralmente têm seção transversal pequena, tipicamente entre $2,5 \text{ mm}^2$ e 10 mm^2 . Entre os módulos e os inversores e entre os inversores e o quadro de força devem existir **esquemas de proteção**, que são disjuntores, chaves seccionadoras etc., empregados para proteger e isolar o sistema fotovoltaico para execução de reparos ou manutenção.

Caixas combinadoras permitem inclusão de dispositivos de segurança por cadeia de módulos, permitindo que uma manutenção seja feita em determinada parte do sistema.

1.5.4 Controladores de carga e baterias

Os controladores são dispositivos eletrônicos que operam a corrente contínua com a função primordial de administrar a carga e a descarga das baterias. São normalmente empregados em sistemas isolados, controlando a geração fotovoltaica, que é armazenada nas baterias durante o dia (carga), e a descarga da bateria para atendimento ao consumo durante o dia e à noite.



Fig. 1.12 –Controlador de carga (esquerda) e banco de baterias (direita).

1.5.5 Estrutura de suporte

Normalmente estruturas metálicas (alumínio anodizado ou aço inox) são utilizadas para a fixação dos módulos nos telhados ou no solo.



Fig. 1.13 – Sistema de fixação em telhado plano. A distância entre as fileiras é definida a partir do trade-off entre perdas por sombreamento e área aproveitada.

Em alguns casos – normalmente em usinas de maior capacidade – os suportes podem estar acoplados a dispositivos projetados para acompanhar o movimento aparente do sol no céu para maximizar a produção de energia. O ganho econômico decorrente do aumento na produção de energia deve superar o incremento no custo decorrente da instalação de eixos móveis (um ou dois eixos) somado ao incremento no custo de operação e manutenção do sistema.

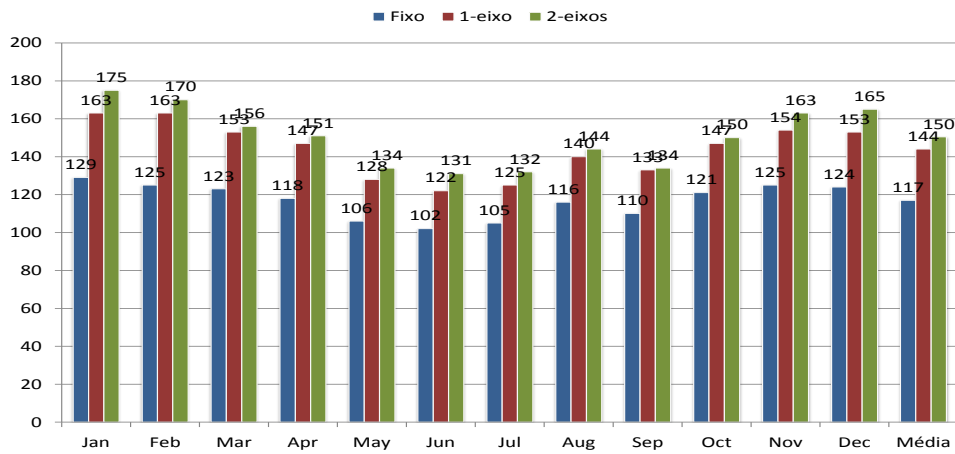
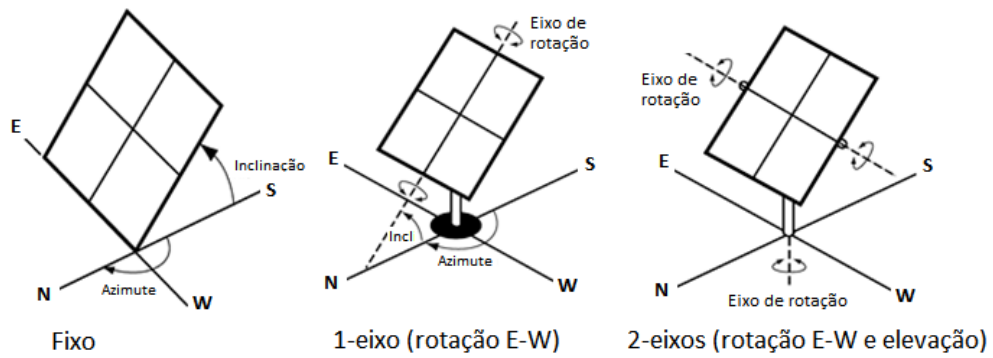


Fig. 1.14 – Acima: sistema fixo, com rastreamento de um e dois eixos. Abaixo: correspondente produção de energia fotovoltaica (Wh) para instalação de 1000 Wp no RJ. Há ganho de +23% e 28% na produção anual de energia para rastreadores com rotação de 1 e 2 eixos, respectivamente.

2 PANORAMA DO MERCADO

2.1 Produção

A crescente demanda por fontes renováveis de energia e proliferação de programas de incentivos em diversos países faz com que a produção de células fotovoltaicas avance a ritmo acelerado. A Revista *PHOTON International* estimou em 37,2 GW a produção de células fotovoltaicas em 2011 (Fig. 2.1). Este valor é 36% superior à produção do ano anterior (2010) e cerca de 130 vezes a produção do ano 2000.

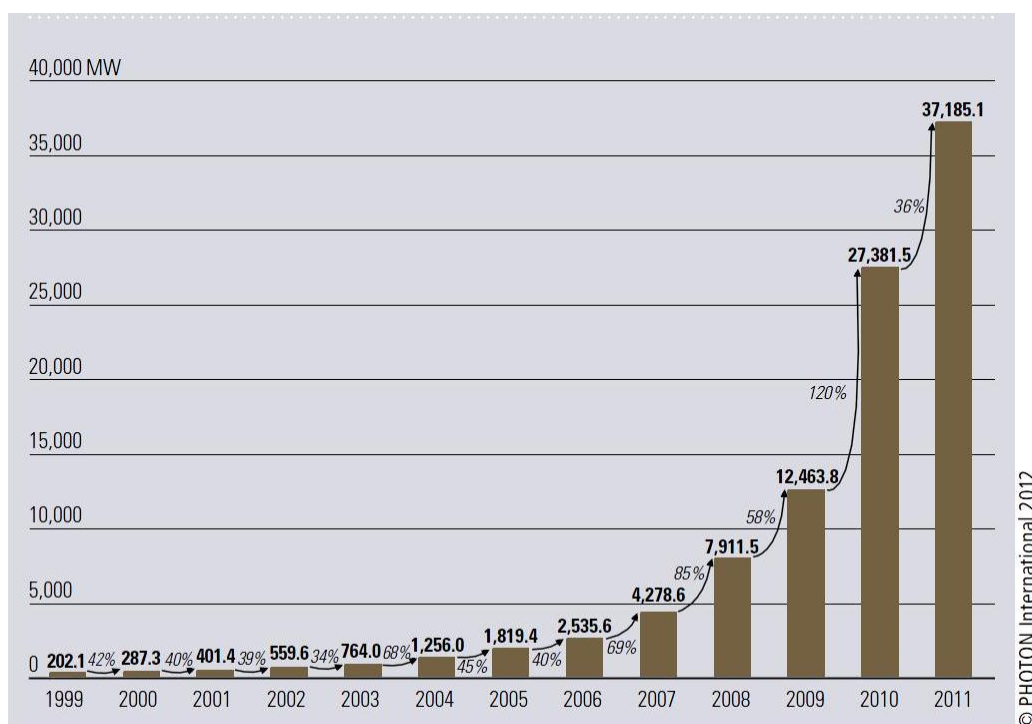


Fig. 2.1 – Produção mundial de células fotovoltaicas (MW). Fonte: PHOTON 2012-03.

Ao final de 2011 a capacidade de produção de células fotovoltaicas era de 57,9 GW/ano (PHOTON 2012). As taxas de crescimento anual nos últimos cinco anos situam-se entre 36% e 120% com maior crescimento na produção na Ásia: China e Taiwan já respondem juntas por 68% da produção mundial de 2011. Um aumento massivo da capacidade produtiva está ocorrendo. Estima-se que, ao final de 2012, a produção mundial de células fotovoltaicas seja de 52,5 GW/ano, com correspondente capacidade de produção de 69,0 GW/ano (PHOTON 2012).

Mesmo nas previsões de crescimento de mercado mais otimistas, o acréscimo da capacidade instalada será bem superior ao crescimento do mercado. Como consequência, e ainda com os cada vez mais baixos preços praticados pela China, a pressão para que os preços continuem baixos será mantida – uma característica típica de mercado com excesso de capacidade, o que provavelmente acelerará a consolidação da indústria de energia fotovoltaica (com muitas quebras, fusões e aquisições de empresas esperadas para o futuro próximo).

Atualmente (2011), cerca de 88% da produção de módulos utiliza tecnologia de silício cristalino baseado em *wafers*⁷. Uma vantagem dessa tecnologia é que linhas completas de produção podem ser compradas, instaladas e tornarem-se operacionais em curto espaço de tempo. A previsão da oferta de silício para aplicações solares em 2012 varia entre 250 e 400 mil toneladas. A produção das células dependerá da quantidade de material utilizado por Wp. Atualmente são necessários 6 a 8 gramas por Wp. Espera-se que este consumo possa ser reduzido para algo como 4 a 5 gramas por Wp em alguns anos.

A energia solar fotovoltaica tem atributos que a tornam única. O fato de ser possível incrementar a produção tão rapidamente e a tecnologia se desenvolver a partir de infraestrutura existente faz com que a taxa de inovação da energia solar fotovoltaica seja muito maior que a dos demais setores de energia. Na realidade, esta taxa situa-se mais próxima de setores como TI, com suas mudanças constantes.

Existe muita pesquisa em novas tecnologias, ainda não comerciais, mas ao mesmo tempo há grandes inovações acontecendo na indústria, que busca novas formas para fabricar, financiar, empacotar, vender e instalar a energia solar utilizando as tecnologias disponíveis comercialmente hoje.

2.2 Preços

Os preços dos módulos continuam em declínio e os inventários aumentando por conta dos elevados investimentos na oferta, não acompanhados pela demanda.

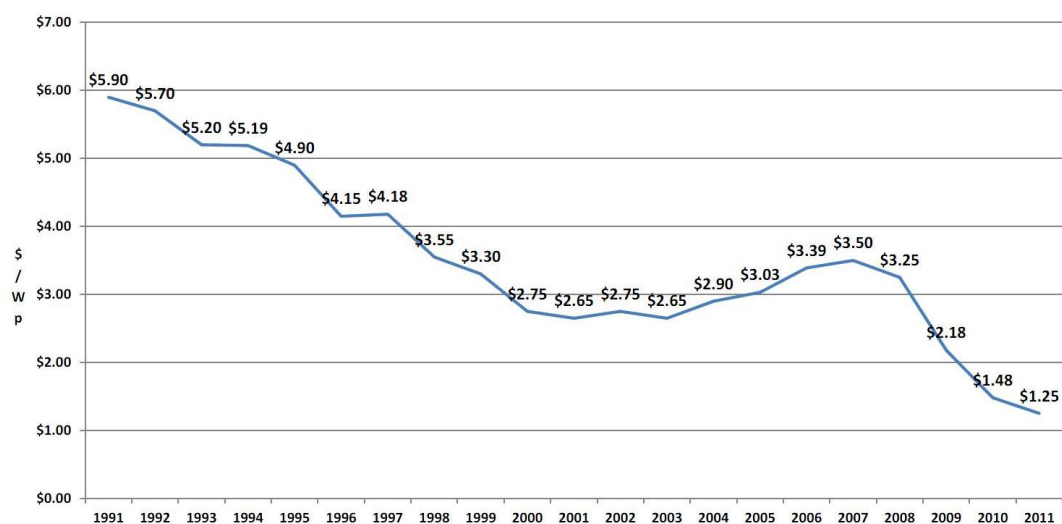


Fig. 2.2 – Preço médio dos módulos fotovoltaicos. Fonte: Navigant Solar Outlook 2012-1 (Fev.2012).

2.3 Mercados

Os principais mercados mundiais em 2011 continuam na Europa, como indicado no gráfico a seguir. A Alemanha mantém a liderança mundial em instalações solares.

⁷ Ou “fatias”, bloco fundamental da célula fotovoltaica.

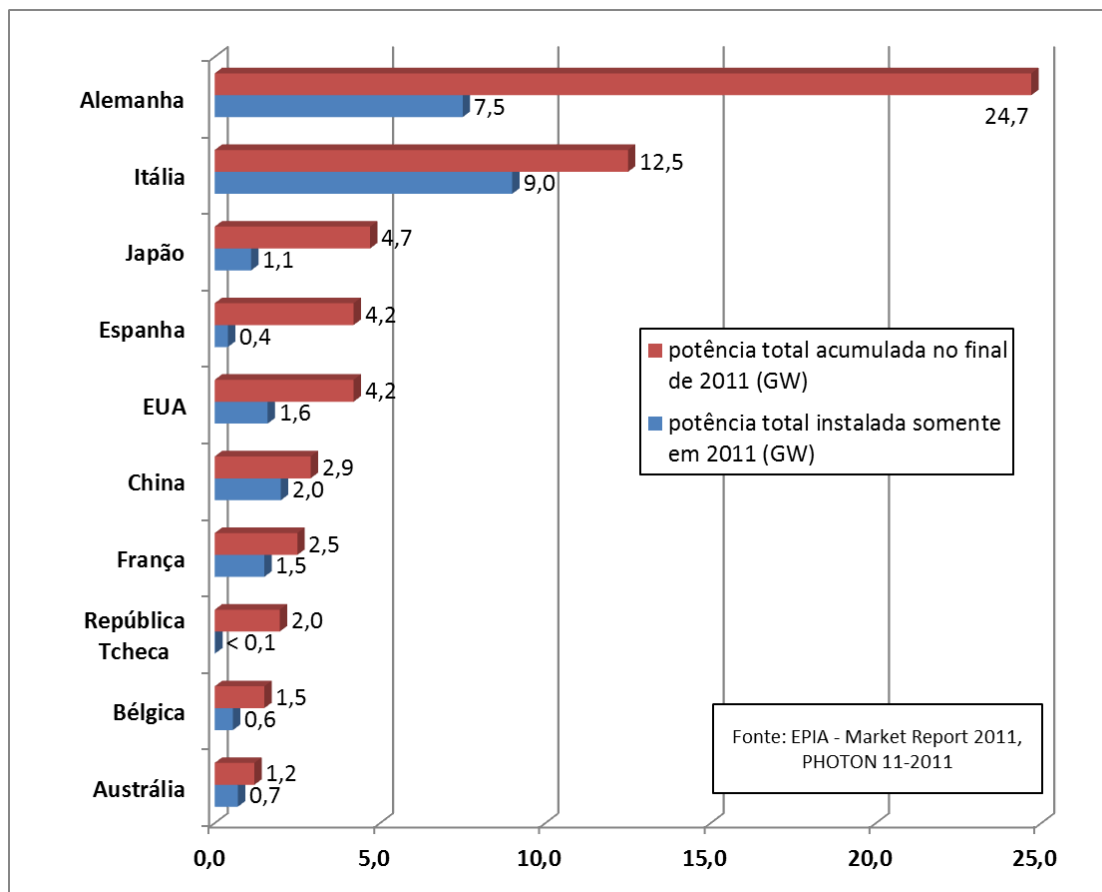


Fig. 2.3 – Principais mercados mundiais em 2010 (GWp instalados). Fonte: EPIA – Market Report 2011, PHOTON 11-2011.

Os mercados europeus aparecem em 2011 em baixa com relação ao ano anterior, principalmente em função da crise na Europa, que levou a uma redução nos programas de incentivo devido à contenção de gastos. A demanda na China e nos Estados Unidos cresce, mas não a ponto de compensar a queda europeia. Como resultado, o preço de módulos cristalinos ao final de 2011 se aproxima de US\$1 por Wp.

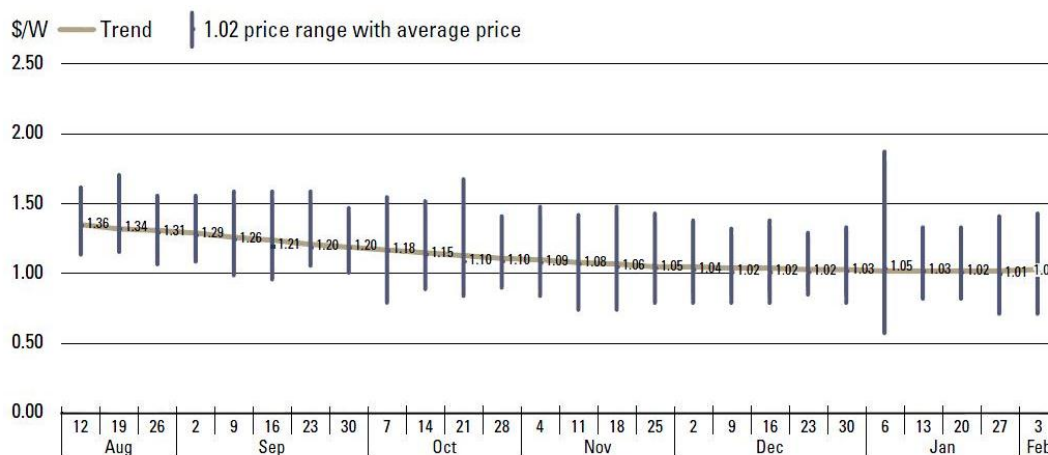


Fig. 2.4 – Preço de módulos cristalinos na porta da fábrica (PHOTON, 2012-03).

2.4 Futuro

A energia fotovoltaica é uma importante opção tecnológica na transição para um fornecimento de energia com aumento da participação de fontes renováveis em nível global. De acordo com o relatório REN 21, somente 19% da eletricidade produzida mundial em 2010 provém de fontes renováveis, dos quais 16% se devem à hidroeletricidade e pouco mais de 3% às “novas renováveis”, entre as quais a geração eólica, a biomassa e solar. Estas fontes são as que apresentam maior ritmo de crescimento nos últimos anos, algo típico de tecnologias ainda marginais em estágios iniciais de inserção.

O recurso solar é abundante e melhor distribuído geograficamente que o petróleo, que é controlado por um grupo pequeno de países produtores. A queda de preços esperada nos próximos anos é de tal ordem que muitos especialistas, como o prêmio Nobel Paul Krugman acreditam que esta forma de produzir energia será competitiva contra as tradicionais formas de produção, tais como as que utilizam carvão ou gás natural.

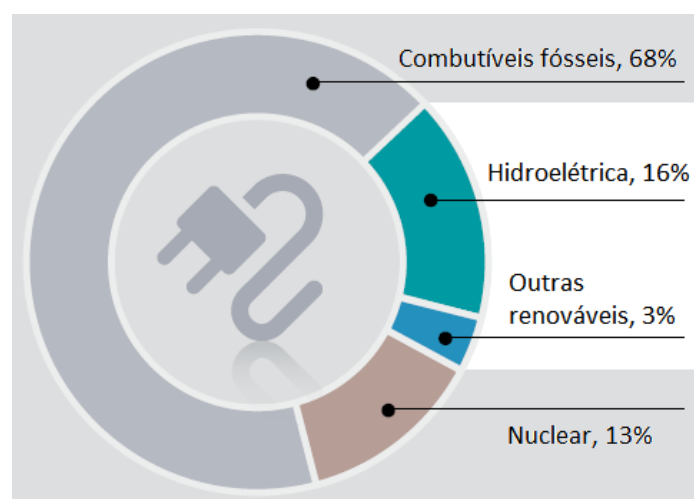


Fig. 2.5 – Participação de fontes renováveis na produção de eletricidade global em 2010, adaptado do relatório REN21 - Renewables 2011 Global Status Report.

Paul Krugman, em artigo intitulado “*Here comes the Sun*” publicado no New York Times em 6 de novembro de 2011, faz uma analogia (tirada de um artigo do *Scientific American*) entre a famosa “Lei de Moore”⁸ e a evolução de preços da indústria fotovoltaica. O autor argumenta que estamos próximos de uma transformação energética impulsionada pela queda vertiginosa de preços da energia solar. Por fim, Krugman conclui, de forma semelhante ao que exhibe o gráfico abaixo, que: “se a tendência de queda de preços continuar – e parece que de fato está se acelerando –, em poucos anos atingiremos o ponto em que a eletricidade gerada pelos módulos solares se torna mais econômica que a eletricidade gerada pela queima de carvão”.

⁸ Grosseiramente, a cada 18 meses o preço por capacidade processamento computacional era reduzido a 50%. Na realidade, a lei se referia ao aumento da capacidade computacional dado pelo maior número de transistores por área ao custo aproximadamente igual, daí a queda de preço por unidade de processamento.

É importante não confundir o amadurecimento rápido de uma tecnologia com sua participação no mercado. A transição de tecnologia de produção de eletricidade, hoje marginal, em principal, se dará em espaço de algumas décadas, não anos.

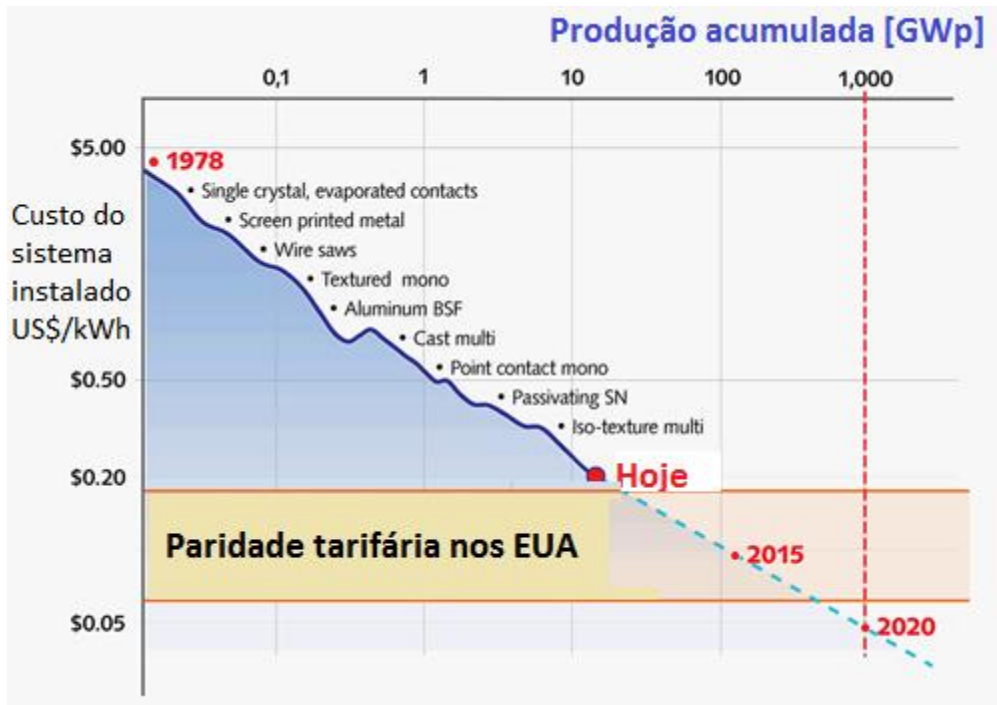


Fig. 2.6 – Evolução de preço da energia fotovoltaica (US\$/kWh) em função do total produzido acumuladamente. Gráfico adaptado do Prof. Emanuel Sachs, MIT. No curto prazo (<10 anos) a energia fotovoltaica supera a paridade com formas convencionais de energia baseadas em combustíveis fósseis. O limite superior da banda de paridade representa o custo de produção de térmicas a gás natural para atendimento da demanda de ponta, enquanto que o limite inferior representa o custo de produção de usinas térmicas a carvão que despacham “na base”.

3 CÉLULAS FV E MEDIÇÃO DA IRRADIÂNCIA SOLAR⁹

3.1 O efeito fotovoltaico

O efeito fotovoltaico foi verificado pela primeira vez pelo físico francês Alexandre-Edmond Becquerel em 1839 num eletrodo imerso em líquido condutor¹⁰. Embora o efeito fotovoltaico esteja diretamente relacionado com o efeito fotoelétrico, trata-se de processos diferentes. No efeito fotoelétrico, elétrons são ejetados de um material após sua exposição à radiação e consequente absorção de energia eletromagnética. Já no efeito fotovoltaico, os elétrons gerados são transferidos entre bandas diferentes (i.e., das bandas de valência para bandas de condução) dentro do próprio material, resultando no desenvolvimento de uma tensão elétrica entre dois eletrodos.

Em 1883 foi construída a primeira célula fotovoltaica por Charles Fritts, que revestiu selênio (material semiconductor) com uma camada fina de ouro. A eficiência do dispositivo na conversão de energia solar em eletricidade era somente de 1%.

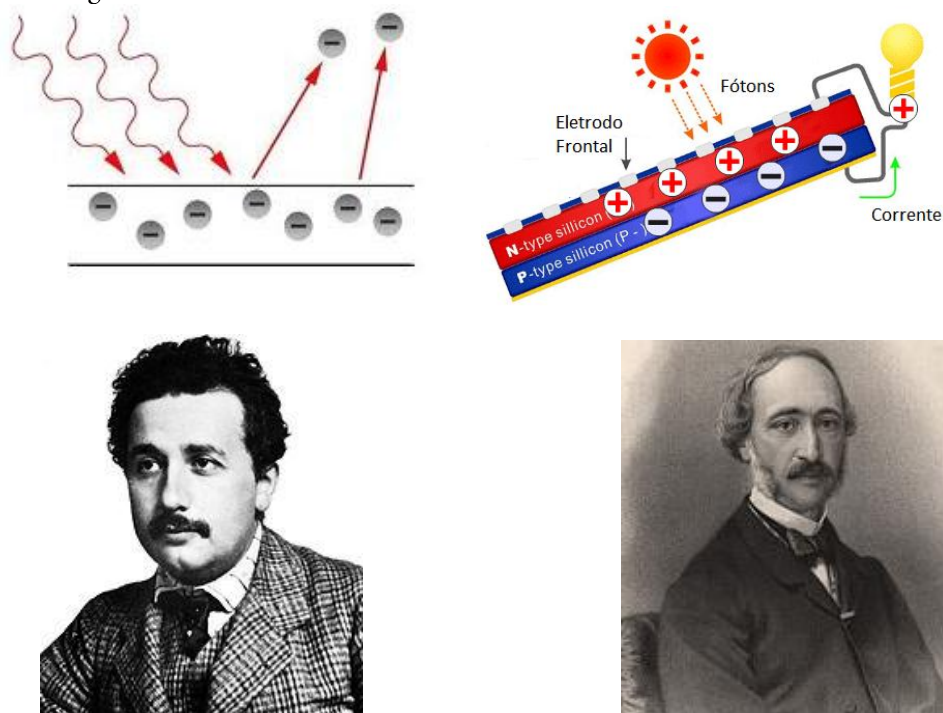


Fig. 3.1 – Ilustração do efeito fotoelétrico (esquerda, superior) e fotovoltaico (direita, superior.) Abaixo à esquerda, Albert Einstein, que em 1905 explicou matematicamente o efeito fotoelétrico, que lhe rendeu o prêmio Nobel de Física de 1921 e à direita A. E. Becquerel, primeiro a verificar o efeito fotovoltaico.

⁹ Aos leitores interessados no tema, sugerimos leitura complementar dos artigos <http://www.aps.org/publications/apsnews/200904/physicshistory.cfm> e Solar photovoltaic electricity: Current status and future prospects, Solar Energy, Vol. 85, No. 11 (Agosto 2011).

¹⁰ A verificação foi feita em conjunto com seu pai, Antoine César Becquerel, cientista com importantes contribuições para eletroquímica, bioquímica e outros. Seu filho, Antoine Henri Becquerel descobriu a radioatividade dos sais de urânio (1896) em conjunto com o casal Pierre e Marie Curie, o que rendeu o Nobel de Física de 1903 aos três pesquisadores.

De forma bem simplificada, as células fotovoltaicas funcionam da seguinte forma:

1. Fótons da luz do sol atingem o módulo solar e são absorvidos por materiais semicondutores, como o silício.
2. Elétrons são liberados das bandas de valência para bandas de condução (dentro do próprio material semiconductor), resultando no desenvolvimento de tensão elétrica entre dois eletrodos e fluindo através dos terminais elétricos conectados ao material, produzindo eletricidade. Devido à composição especial de células solares, os elétrons se movem num único sentido.
3. Num módulo fotovoltaico, uma sequência de células solares conectadas em série (e certos casos também em paralelo, para aumentar a corrente) converte a energia solar numa quantidade útil de eletricidade.

3.1.1 Semicondutores tipo-n e tipo-p

Um material semiconductor é dito ser do tipo n quando contém excesso de elétrons, isto é, quando é portador de uma carga elétrica negativa. É obtido dopando-se (contaminando) o silício com algum elemento químico com mais elétrons em sua banda de valência que o silício. O átomo de fósforo, por exemplo, possui cinco elétrons na banda de valência (um a mais que o silício). Quando um átomo de silício é substituído por um átomo de fósforo um elétron é “solto” e fica relativamente livre para se mover no cristal de silício. Por isso o fósforo é comumente utilizado para a produção de semicondutores tipo-n.

Um semiconductor é dito ser do tipo-p quando contém excesso de lacunas (ausência de elétron em local que deveria existir, resultando em “carga positiva”). É obtido dopando-se o silício com algum elemento com menos elétrons em sua banda de valência que o próprio. O átomo de boro, por outro lado, tem três elétrons na camada de valência (um a menos que o silício). Quando substitui o silício, produz uma “lacuna” (falta de elétron) que pode se mover livremente no cristal de silício. Se, partindo de um silício puro, forem introduzidos átomos de boro em uma metade e de fósforo na outra, será formado o que se chama junção pn, que é central para o funcionamento da célula fotovoltaica.

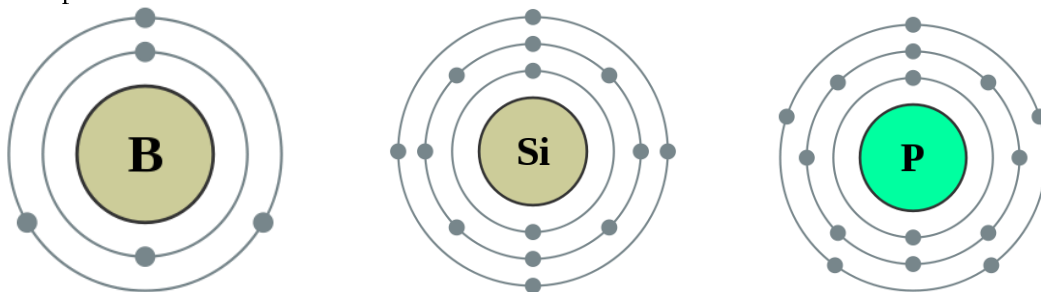


Fig. 3.2 – Célula de boro (esq.), silício (centro) e fósforo (dir.) com número de elétrons na banda de valência, respectivamente igual a 3,4, e 5. Isto explica porque o boro é utilizado como dopante para formar o semiconductor tipo-p e o fósforo para formar o semiconductor tipo-n de uma célula de silício.

3.2 Princípio básico das células

Introduzido o conceito dos semicondutores p e n, é apresentar uma explicação mais detalhada do funcionamento básico das células fotovoltaicas:

1. Quando um fóton atinge o silício, três situações podem acontecer: (a) O fóton passa direto, geralmente porque tem baixa energia (maior comprimento de onda); (b) O fóton reflete na superfície do silício; (c) O fóton é absorvido pelo silício. Neste caso sua energia deve ser superior ao valor do *gap de energia* do silício para formar um par elétron-lacuna.
2. Quando um fóton é absorvido (caso c), sua energia é transferida a um elétron do cristal de silício. Geralmente esse elétron está na banda de valência do átomo, ou seja, bem preso em ligações covalentes¹¹. A energia transferida pelo fóton o "excita", permitindo que vença o gap de energia¹² do semicondutor e penetre na banda de condução, onde pode se movimentar livremente.
3. A ligação covalente da qual o elétron fazia parte agora tem um elétron a menos ou uma lacuna. Isto permite que os elétrons ligados a átomos vizinhos nas ligações covalentes se movimentem para ocupar essa lacuna, deixando outra para trás. Assim, pode-se dizer que os fótons absorvidos nos semicondutores criam pares móveis de elétrons-lacunas.
4. Para induzir uma corrente elétrica na célula, duas camadas diferentes de silício são postas em contato (uma do tipo p e outro do tipo n), formando uma junção pn. O que ocorre nessa junção é que elétrons livres do lado n passam ao lado p onde encontram os buracos que os capturam; isto faz com que haja um acúmulo de elétrons no lado p, tornando-o negativamente carregado e uma redução de elétrons do lado n, que o torna eletricamente positivo.
5. As cargas aprisionadas dão origem a um campo elétrico permanente que dificulta a passagem de mais elétrons do lado n para o lado p; este processo alcança um equilíbrio quando o campo elétrico forma uma barreira capaz de barrar os elétrons livres remanescentes no lado n.
6. Se uma junção pn for exposta a fótons com energia maior que o *gap*, ocorrerá a geração de pares elétron-lacuna; se isto acontecer na região onde o campo elétrico é diferente de zero, as cargas serão aceleradas, gerando assim, uma corrente através da junção; este deslocamento de cargas dá origem a uma diferença de potencial. Se as duas extremidades estiverem conectadas por um fio, haverá uma circulação de elétrons.

11 Nas ligações covalentes átomos vizinhos dividem pares de elétrons.

12 Gap de energia é o intervalo de energia num sólido sem a presença de elétrons. Geralmente se refere à diferença de energia entre a parte superior da banda de valência e a parte inferior da banda de condução. É interessante notar que os materiais condutores (metais, por exemplo) possuem intercessão entre a banda de valência e a de condução. Os materiais isolantes possuem grandes gaps de energia, dificultando o movimento de elétrons. Os materiais semicondutores situam-se entre os dois casos anteriores. Sob certas condições, como na incidência de radiação solar com um fóton transferindo energia maior que 1,1 eV (gap de energia do silício) a um elétron da camada de valência, este migrará para a banda de condução.

3.2.1 Limite de Shockley-Queisser

O limite de Shockley-Queisser (SQ) dá a máxima eficiência possível de uma célula solar com uma única junção *pn* como função da banda de energia dos semicondutores. Se a banda de energia for muito alta, a maior parte dos fótons não é absorvida; se for muito baixa, a maioria dos fótons tem mais energia que a necessária para excitar elétrons, e o restante é desperdiçado. Não é coincidência que os semicondutores mais empregados possuam banda de energia próxima ao ponto máximo da curva de SQ. Como exemplo, citamos as células de silício (1.1eV) e de telureto de cádmio (1.5eV).

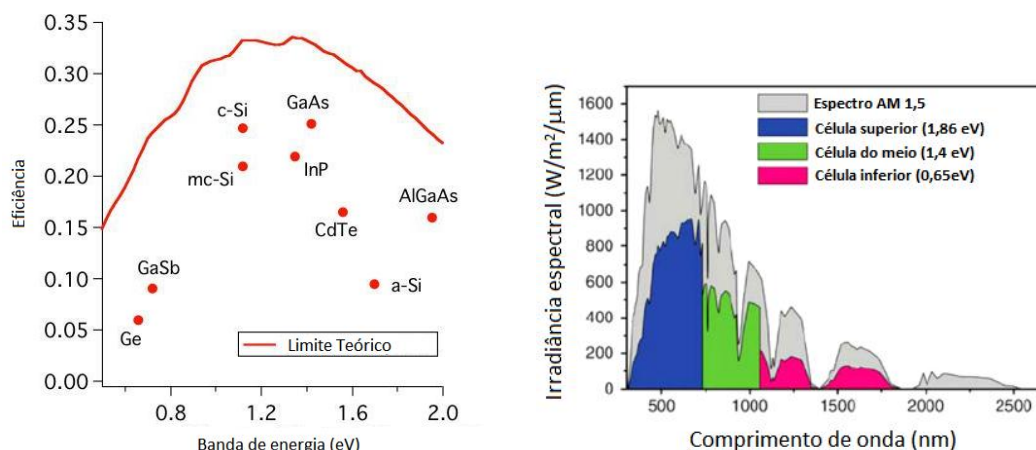


Fig. 3.3 – Curva de eficiência de Shockley-Queisser (SQ) e máxima eficiência de células com única junção *pn* (à esquerda). Várias técnicas têm sido pesquisadas para aumentar a eficiência das células solares, tais como uso de células com *múltiplas junções pn* (ou em tandem) que buscam aproveitar maior faixa do espectro da energia solar (à esquerda).

3.2.2 As células fotovoltaicas modernas

Em 1953, o engenheiro do Bell Labs, Daryl Chapin tentava desenvolver uma fonte de energia para eletrificar sistemas de telefonia em locais remotos e úmidos, onde as baterias degradavam rapidamente. Chapin investigou algumas alternativas, mas apostou suas fichas na energia solar. Enquanto isto, um químico (C. Fuller) e um físico (G. Pearson) trabalhavam para controlar as propriedades de semicondutores através da introdução de impurezas.

Fuller entregou a Pearson um pequeno pedaço de silício com impurezas de gálio. O Pearson mergulhou-o em lítio, criando assim uma *junção p-n*. Quando Pearson projetou luz sobre este pedaço de silício, percebeu espantado, que havia um salto na medição do amperímetro. A partir deste momento Pearson - que conhecia o trabalho de Chapin - sugeriu que este não perdesse seu tempo com as células de selênio e trabalhasse com as células de silício. Os três acabaram trabalhando juntos por diversos meses, buscando melhorar as células. Por exemplo, o lítio era problemático porque, à temperatura ambiente, acabava deslizando pelo silício, fazendo com que a junção *p-n* se afastasse da luz solar. Para resolver este problema, tentaram diversas outras impurezas e, finalmente, decidiram pelo uso de arsênio e boro que mantinham a junção *p-n* próxima à superfície.



Fig. 3.4 - Inventores Gerald Pearson, Daryl Chapin e Calvin Fuller (esq. para direita) em 1954

Após este e diversos outros aperfeiçoamentos, conectaram diversas células e assim criaram o primeiro módulo solar, na época batizado pelos pesquisadores de “bateria solar”. O Bell Labs anunciou o invento em 1954. A primeira demonstração pública foi para carregar um pequeno brinquedo elétrico e um transmissor de rádio. Estas células originais tinham uma eficiência de 6%.

3.2.3 Primeiras aplicações e evolução

As células fotovoltaicas do *Bell Labs* tiveram pouca aplicação prática nos anos iniciais. A principal razão foi o fato de que a potência elétrica por ela produzida era duas ordens de grandeza mais cara que a produzida por usinas convencionais. A grande mudança se deu a partir da ideia de utilização das células fotovoltaicas para gerar energia para o satélite *Vanguard I* e assim ser possível recarregar as baterias, previstas no projeto original.



Fig. 3.5 – Solar Radiation and Climate Experiment (SORCE) é uma missão da NASA, que em 2003 lançou um satélite para fazer medições detalhadas da radiação solar e outras grandezas. Reparem nos módulos fotovoltaicos utilizados pelo satélite.

A motivação era aumentar a vida útil do satélite, uma vez que as baterias se esgotavam rapidamente. O impacto no projeto seria pequeno porque as células fotovoltaicas ficariam presas à parte exterior da fuselagem. Houve grande ceticismo, mas a ideia se mostrou acertada e desde então as células solares passaram a fazer parte dos projetos dos satélites.

Melhorias nas células fotovoltaicas ocorreram lentamente nas décadas seguintes, mas a principal aplicação ainda era no setor espacial uma vez que a relação potência-peso era mais favorável que nas tecnologias alternativas. No entanto, este “sucesso” também teve efeito negativo: o foco estava em melhorar a relação potência/peso e havia pouca motivação para buscar soluções de menor custo de produção se esta implicasse perda de eficiência.

O preço das células foi determinado em grande parte pela indústria de semicondutores. A mudança para circuitos integrados na década de 1960 levou à disponibilidade de lingotes maiores a preços relativamente baixos. Os resultados, porém, foram limitados. Em 1971 o custo da célula foi estimado em US\$100/Watt.

O preço foi gradualmente reduzido por iniciativa de um grupo empresarial norte-americano que percebeu o elevado potencial de mercado para a energia solar fotovoltaica se o preço do Wp diminuísse de US\$100 para US\$20. A noção de que o silício destinado a aplicações eletrônicas era exageradamente puro para utilização como célula solar (i.e. pequenas imperfeições fatais às aplicações em eletrônica teriam efeitos desprezíveis na aplicação solar) foi o fundamental. Desta forma, as células poderiam ser feitas com material “descartado” por fabricantes do mercado eletrônico. Em 1973 os módulos já poderiam ser produzidos a US\$10/Wp, com preço de venda em torno de US\$20/Wp, uma queda de preços de cinco vezes em somente dois anos.

A crise do petróleo de 1973 criou uma situação curiosa. As empresas petrolíferas estavam com muito caixa pela alta lucratividade durante a crise, mas tinham a visão de que precisariam ampliar seus negócios de origem para continuarem lucrativas. Nos anos seguintes, as principais empresas de óleo abriram diversas empresas de energia solar e por décadas foram as maiores fabricantes de módulos. Assim, empresas como Exxon, ARCO, Shell, BP e Mobil abriram uma divisão de energia solar nos anos 1970s e 1980s. Algumas empresas de tecnologia também investiram na energia solar, tais como GE, Motorola, IBM, Tyco e RCA.

Desde então, melhorias nos processos de fabricação de células e ganhos de escala trouxeram o custo de produção para abaixo de \$1/Wp, com preços para o varejo nos mercados internacionais ao final de 2011 pouco acima deste patamar.

O tamanho das células aumentou de 2 a 4 polegadas de diâmetro para 5 polegadas nos anos 1990 e 2000. Desde 2008 quase todos os módulos utilizam células de 6 polegadas. Avanços na fabricação de componentes, como as lâminas de vidro de alta qualidade que foram impulsionados pela indústria de TVs de tela plana do início dos 2000 também ajudaram na queda de preços. Atualmente, os sistemas fotovoltaicos vêm sendo utilizados em instalações remotas possibilitando vários projetos sociais, de irrigação e comunicações. As facilidades de sistemas fotovoltaicos como modularidade, baixos custos de manutenção e vida útil longa fazem com que sejam de grande importância para instalações em lugares desprovidos da rede elétrica.

3.3 Pesquisas tecnológicas¹³

A indústria avança rapidamente, com inovações tecnológicas surgindo a todo tempo. A espessura dos *wafers* de silício, por exemplo, diminui continuamente e ainda existe muita “gordura para queimar”. Estima-se que a espessura dos *wafers* poderia baixar dos atuais 180 *microns* para menos de 80 *microns*.

O professor Ely Sachs (MIT), propõe uma forma direta da transformação do silício com nível de pureza de semicondutor em *wafers* (bloco fundamental da célula fotovoltaica). A abordagem simplifica o procedimento atual, eliminando vários passos intermediários no processo, o que permite grande redução nas perdas do silício e potencialmente reduzir à metade o custo das células, se for possível aumentar a escala do processo. Cabe observar que cerca de metade do silício com alto grau de pureza virá pó, literalmente, no processo atual.

Células compostas de outros materiais semicondutores também têm sido estudadas, com os melhores resultados até hoje obtidos para as células de CIGS e CdTe, que compõem a “segunda geração” de células solares. O silício é estudado há mais tempo devido a suas aplicações eletrônicas, e possui a vantagem de ser um material abundante na crosta terrestre; mas as células a CIGS e CdTe podem alcançar espessuras muito menores, e as células a CdTe possuem custo de fabricação significativamente mais baixo, apesar de menor eficiência.

As células de filme fino são depositadas diretamente sobre o substrato, que é vidro em 95% dos casos e lamela de aço em 5% dos casos. No primeiro caso, os módulos são acabados com a laminação de um segundo vidro com encapsulante EVA ou PVB. No segundo caso, é possível fazer módulos flexíveis, usando encapsulamento com materiais plásticos. Portanto, a menor espessura das células ($\sim 3\mu\text{m}$) abre possibilidades de aplicações arquitetônicas (BIPV).

Os filmes finos têm a vantagem teórica de produzir mais energia em condições de baixa irradiação ou de altas temperaturas quando comparados às células de silício.

Os módulos com as melhores eficiências são geralmente obtidos com técnicas de deposição dos materiais sob vácuo, que são específicas de cada tecnologia (a-Si, CdTe ou CIGS). As tecnologias de CdTe e CIGS são proprietárias e não estão disponíveis ainda em *turn key*, enquanto a tecnologia de silício cristalino já é uma “commodity” acessível a todos. Isto explica, em grande parte, a supremacia asiática (principalmente chinesa) no setor.

Como já mencionado, uma tecnologia que tem sido utilizada para aumentar o limite de eficiência das células solares são as células multijunção (*tandem*). Outras aplicações de alta tecnologia têm sido discutidas, em grande parte ainda no âmbito teórico – tais como células de pontos quânticos (quantum dots) ou com portadores de carga quentes (hot carriers). Embora essas aplicações de alta tecnologia possam alcançar rendimentos muito elevados, sua fabricação é complexa e cara, inviabilizando a fabricação de módulos como conhecemos hoje.

¹³ *Solar photovoltaic electricity: Current status and future prospects, Solar Energy* Vol. 85, No. 11 (Agosto 2011).

3.3.1 Células sensibilizadas por corante

Uma nova geração de células solares está começando a surgir no mercado, depois de décadas de pesquisa e desenvolvimento, como por exemplo, as células sensibilizadas por corante (*dye-sensitized cells* – DSC). A eficiência das DSC ainda é bem inferior à das células solares convencionais, e ainda há incertezas quanto à sua vida útil, que parece ser inferior às células de gerações anteriores. Porém, o baixo custo de produção e o rápido desenvolvimento em um curto espaço de tempo tornam esta tecnologia bastante promissora. Tal como as células de CIGS e Cd-Te ou a-Si, as DSC têm a vantagem de produzirem energia em condições de baixa irradiação (o que potencialmente amplia o universo de aplicações) e respondem bem a altas temperaturas.

Um dos maiores apelos das DSC é que podem ser fabricadas utilizando-se técnicas de impressão convencionais em substratos flexíveis, o que representa uma oportunidade de alternativa mais econômica para células solares dentro dos próximos anos. Entretanto, progressos significativos na eficiência, estabilidade e vida útil das células serão necessários para permitir uma utilização em larga escala de DSC, tanto em aplicações conectadas à rede como em sistemas isolados. Há discussão, por exemplo, se a DSC precisa oferecer o mesmo tempo de vida útil das células de silício (>20 anos) para uma utilização econômica ou se o mercado aceitaria um produto com vida útil menor, porém com custo de produção bem reduzido. Empresas do porte da Sony estão investindo nesta tecnologia visando à sua produção em massa.

3.3.2 Energia fotovoltaica concentrada

A energia fotovoltaica concentrada (CPV), embora seja um mercado ainda incipiente, teria grande sinergia com essa futura geração de células. Há duas faixas principais de aplicação: alta concentração (superior a 300 sóis) e baixa concentração, com um fator de 2 a 300 sóis; e os sistemas CPV também se diferenciam entre os que utilizam espelhos ou lentes. Os benefícios da CPV são maximizados em locais com elevada irradiação direta. O mercado de CPV ainda é pequeno, mas a tecnologia de concentração se beneficia de aplicações atuais de geração de eletricidade com energia solar térmica, e um número crescente de empresas está se concentrando em CPV.



Fig. 3.6 Sistema concentrado fotovoltaico (CPV) utilizando espelhos parabólicos.



Fig. 3.7 Sistema concentrado fotovoltaico (CPV) com emprego de lentes de Fresnel.

As principais partes de um sistema como este são: as células (usualmente de alta tecnologia, como descrito anteriormente), os elementos ópticos (espelhos e/ou lentes) e os dispositivos de rastreamento. O crescimento recente do CPV é baseado em melhorias significativas em todas estas áreas, bem como na integração do sistema; mas a tecnologia ainda está apenas no início de uma curva de aprendizagem da indústria, e possui um potencial considerável para melhorias técnicas e de custos.

3.4 Medidas da irradiância solar

A irradiância direta em determinado local é aquela medida por um elemento na superfície terrestre perpendicular aos raios do sol excluindo a insolação difusa que é aquela refratada ou refletida por componentes atmosféricos (nuvens, neblinas etc.).

A irradiância direta é o resultado da constante solar menos as “perdas” que ocorrem pela absorção e espalhamento da luz. Enquanto a constante solar varia (levemente) com a distância Terra-Sol e o ciclo de atividade solar, as perdas dependem da hora do dia, local, ângulo de elevação solar, cobertura de nuvens, umidade etc.

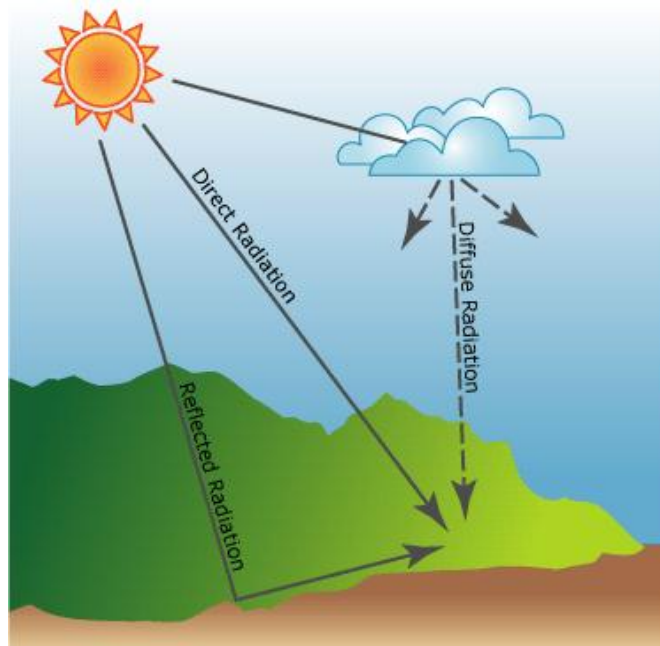


Fig. 3.8 – Radiação direta e difusa

A medição da irradiância direta ou difusa é extremamente importante para os estudos de viabilidade de instalações de sistemas solares fotovoltaicos. Para tanto, certos instrumentos são utilizados, como os piranômetros e os pireliômetros.

Os piranômetros medem a irradiância total (direta + difusa), cobrindo com resolução constante um amplo espectro da radiação solar. Empregam uma termopilha que mede a diferença de temperatura entre uma superfície pintada de preto e outra de branco, ambas igualmente iluminadas. A expansão sofrida pelas superfícies provoca uma diferença de potencial que indica o valor da energia solar.

Já os pireliômetros medem somente a irradiância direta. A luz entra no instrumento através de uma janela frontal, sendo também direcionada a uma termopilha. Esta converte calor em sinal elétrico, que é traduzido pelo equipamento para uma medida da insolação direta (Watts/m^2). Os pireliômetros são bastante utilizados em sistemas que rastreiam o movimento solar de forma a maximizar a energia recebida.



Fig. 3.9 – Piranômetro (esquerda) e pireliômetro (direita). Abaixo rastreador utilizando os dois equipamentos. A haste escura mantém o piranômetro sombreado de forma a medir somente a radiação difusa. A radiação total neste arranjo é obtida somando-se a medição dos dois equipamentos.

4 ANÁLISE ECONÔMICA E DE MERCADO

Este capítulo aprofunda a discussão sobre os aspectos econômicos e financeiros da geração de energia elétrica a partir da fonte fotovoltaica, avaliando a viabilidade de sistemas fotovoltaicos de diferentes portes. Adicionalmente é realizada uma simulação de preços para um possível leilão específico para a fonte, com diversos cenários. Por fim é realizada uma avaliação prospectiva dos preços e custos com base nas curvas de aprendizagem do setor.

4.1 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 SWERA¹⁴ em parceria entre o CPTEC/INPE e UFSC e o *Atlas Solarimétrico do Brasil*, desenvolvido através do convênio FA-DE-UFPE / CEPEL.

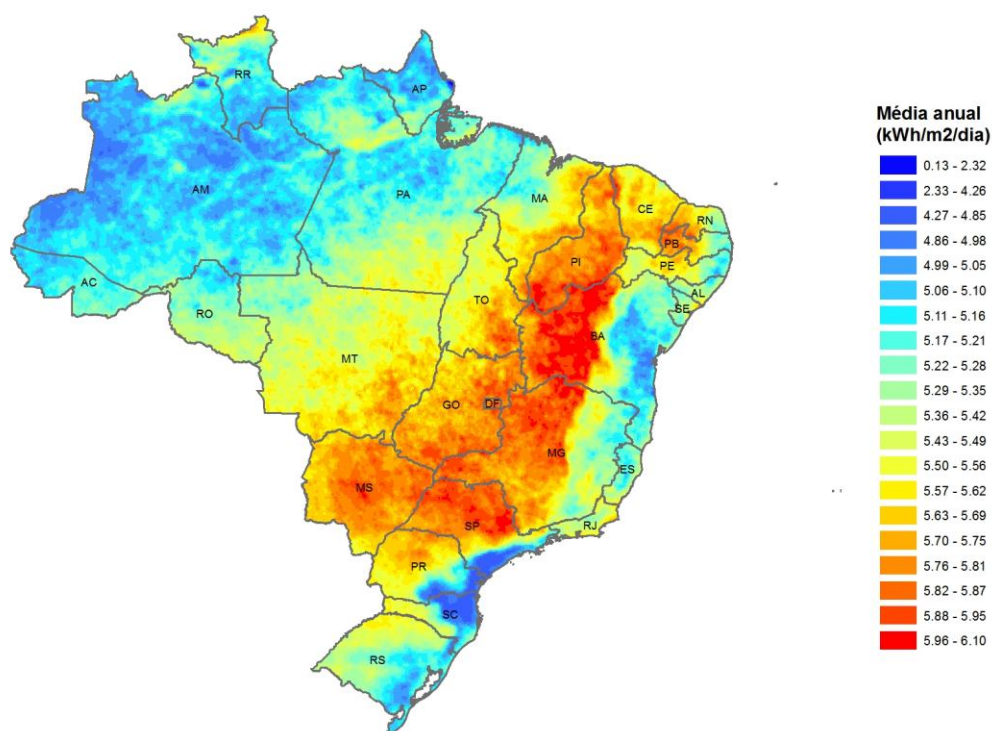


Fig. 4.1 – Irradiação total em plano cuja inclinação é igual a latitude do local. Mapa elaborado pela PSR com dados do projeto SWERA. Fonte: brazil_solar_tilted_10km.shp. O arquivo “shapefile” apresenta os dados de radiação solar em kWh/m²/dia para células 10km x 10km.

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 concomitante-

¹⁴ Solar and Wind Energy Resource Assessment.

mente, sazonalidade inferior¹⁵. 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.

A figura a seguir ilustra dois dias de produção numa instalação fotovoltaica do Arizona, EUA. A figura à esquerda representa um dia ensolarado (1º/05/2008). A figura à direita, por sua vez, apresenta a produção num dia parcialmente nublado (25/03/2008).

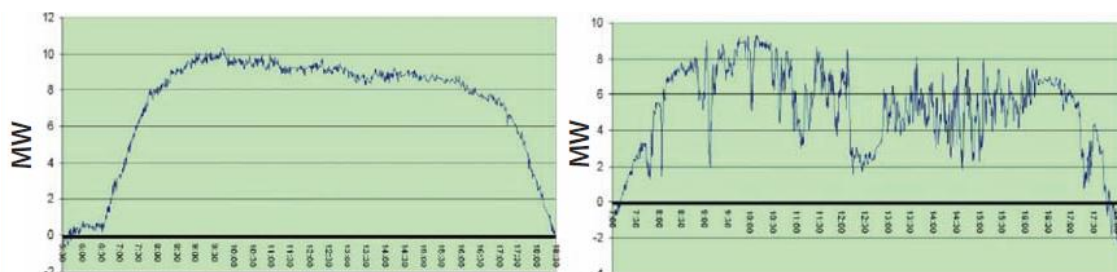


Fig. 4.2 – Produção de usina solar fotovoltaica no Arizona. Fonte: The Future of the Electric Grid - An interdisciplinary MIT study, disponível em <http://web.mit.edu/mitei/research/studies/the-electric-grid-2011.shtml>.

4.2 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 (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*¹⁶, 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:

1. Perdas nos inversores de energia de CC para CA;
2. Eventuais sombreamentos na instalação;

¹⁵ O artigo “Solar energy scenarios in Brazil, Part one: Resource assessment” (Energy Policy 36 (2008) 2853-2864) apresenta uma estimativa do recurso solar do Brasil.

¹⁶ Comumente chamada de PR ou *Performance Ratio* do sistema.

3. Eventual acúmulo de poeira ou sujeira nos módulos, reduzindo a capacidade de absorção da irradiação;
4. Perdas (ôhmicas) nos cabos, tanto no lado CC como CA da instalação;
5. Redução de eficiência dos módulos fotovoltaicos decorrente de temperaturas mais elevadas que as utilizadas no ensaio e informadas pelo fabricante (células a 25 graus);
6. Indisponibilidade do sistema fotovoltaico, seja por paradas forçadas (quebras de componentes) ou desligamentos para manutenções;
7. 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 $8760 \times 0,12 / 0,75 = 1402 \text{ kW/m}^2/\text{ano}$, ou $3,84 \text{ KWh/m}^2/\text{dia}$ (típica da região Amazônica). Já um fator de capacidade de 18% estaria associado a uma instalação em local com alta irradiação, igual a $2102 \text{ kWh/m}^2/\text{ano}$ ou $5,85 \text{ kWh/m}^2/\text{dia}$ representativa das regiões mais favoráveis do país de acordo ao mapa da SWERA.

4.3 Custos dos Componentes

4.3.1 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.

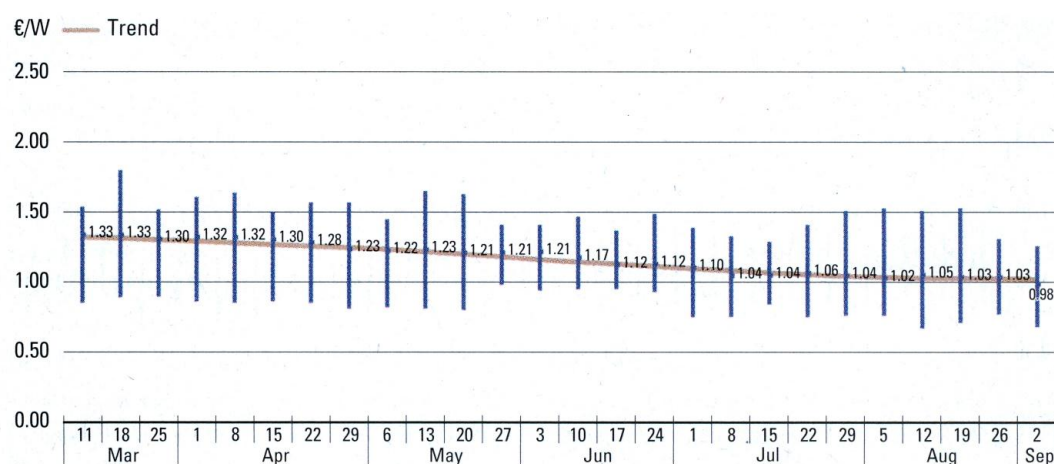


Fig. 4.3 – Preço dos módulos (euros por Watt). Fonte: Photon International, 2011

4.3.2 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.

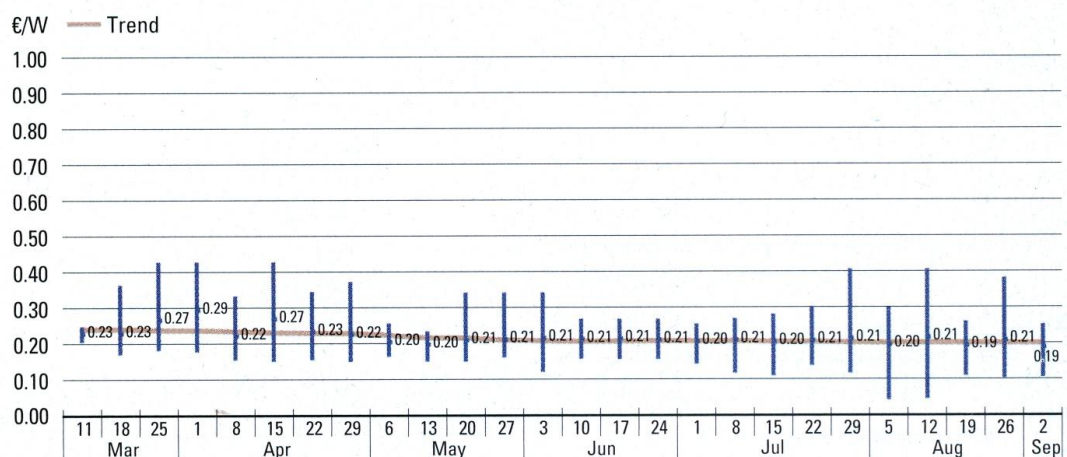


Fig. 4.4 – Preço dos inversores (euros por Watt). Fonte: Photon International, 2011.

4.3.3 Demais custos

Os demais itens de custo que compõem sistemas fotovoltaicos são relacionados:

- a) Equipamentos: estruturas metálicas para fixação dos módulos, cabos, disjuntores, quadros elétricos;
- b) Serviços: o projeto básico e executivo de engenharia, autorização na ANEEL, licenciamento e instalação do projeto;
- c) Aquisição de terras.

O custo destes componentes obviamente depende das condições específicas de cada instalação. Entretanto, como ordem de grandeza, supomos como estimativa geral representarem custo igual à soma do custo dos módulos e inversores ($€0,98/W + €0,19/W = €1,17/W$). Como resultado, o custo do sistema solar fotovoltaico é da ordem de $€2,34/W$, ou R\$ 5,73/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* n.º 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.

4.3.4 Custos nacionalizados

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

- (i) Como premissa, o preço dos equipamentos importados é adquirido aos valores médios mencionados da seção anterior;

- (ii) Incidência de imposto de importação (II) sobre módulos (NCM 8541.40.32) igual a 12% e inversores (14%) importados; Quanto aos Ex Tarifários que reduzem as alíquotas do Imposto de Importação de 12% para 2% para alguns modelos específicos de módulos fotovoltaicos (NCM 8541.40.32), o Ex 001 era válido somente até 31/10/2010 e não foi renovado (ou seja, foi extinto) e os Ex 002 a 008 foram revogados pela resolução CAMEX nº 10, de 10/02/2012.
- (iii) 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 estão isentos de IPI;
- (iv) Incidência de ICMS sobre inversores (alíquota variando por Estado);
- (v) Incidência de PIS (1,65%) e COFINS (7,6%) sobre os módulos e inversores “por dentro”, ou seja, com efeito combinado de $1 / (1 - 0,0165 - 0,076) = 10,2\%$;
- (vi) Utilização de valores representativos de serviços aduaneiros;
- (vii) 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.

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) = II (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	

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

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

Os resultados finais são exibidos a seguir:

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 (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 (ver seção 5.2.3.2 que trata dos sobre leilões de energia).

4.3.5 Custo de produção de sistemas fotovoltaicos

O custo de produção (CP) de um sistema fotovoltaico, expresso em R\$ por kWh produzido¹⁷ pode ser calculado pela seguinte fórmula:

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

Onde:

CP Custo de produção (R\$/kWh)

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

VP(OPEX) Valor presente dos custos de O&M para vida útil da instalação (R\$)

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

¹⁷ Comumente denominado Levelized cost of electricity (LCOE).

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 ano¹⁸;
- Eficiência das células: redução de 0,75%/ano sobre valor original (100%);
- Taxa de desconto (i.e. valor ponderado do custo de capital¹⁹): 7,5%;
- A irradiação solar e sua conversão em energia elétrica foram combinadas no fator de capacidade da usina, parametrizado entre 12% e 20%.

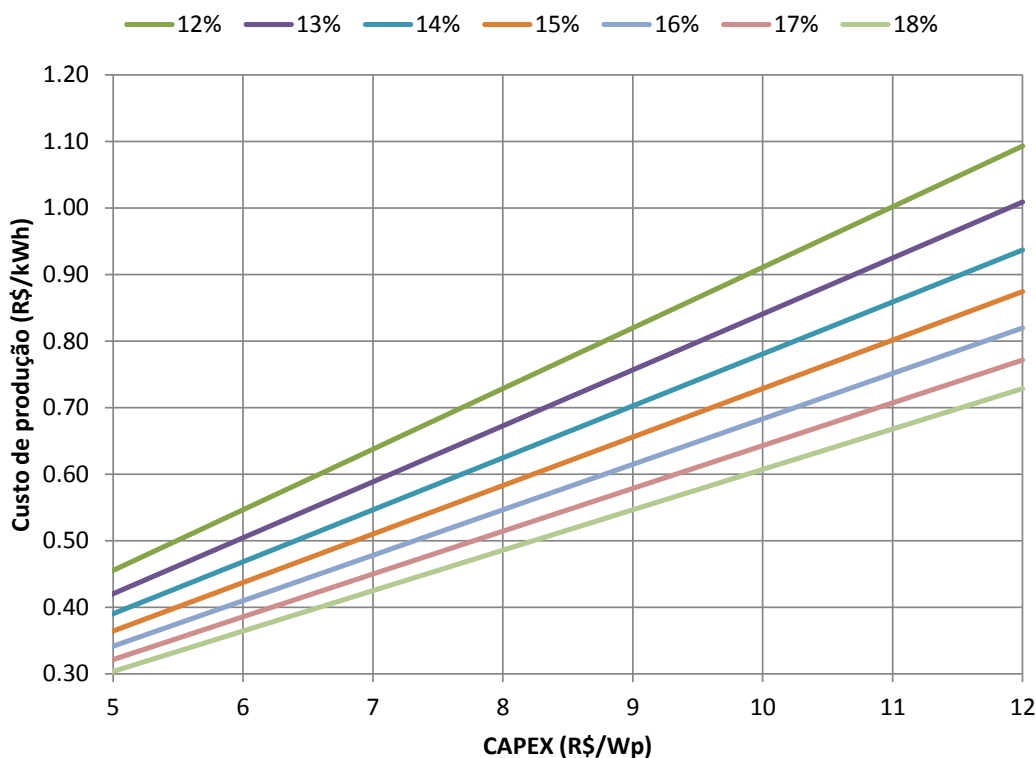


Fig. 4.5 – Custo de produção de energia (R\$/kWh) para faixas de custo instalação (eixo X) e “famílias” de curvas com fatores de capacidade variando entre 12% e 18% (legenda na parte superior do gráfico).

Do gráfico 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.

¹⁸ Uma estimativa comum para o custo anual de operação nas análises é de 1% do CAPEX; se descontado a 7,5% ao ano, este custo – ao longo da vida útil de 30 anos equivale a 12% do CAPEX ou cerca de 10% do custo total.

¹⁹ É usual também o uso da sigla WACC, do original em inglês *Weighted Average Cost of Capital*.

4.4 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.

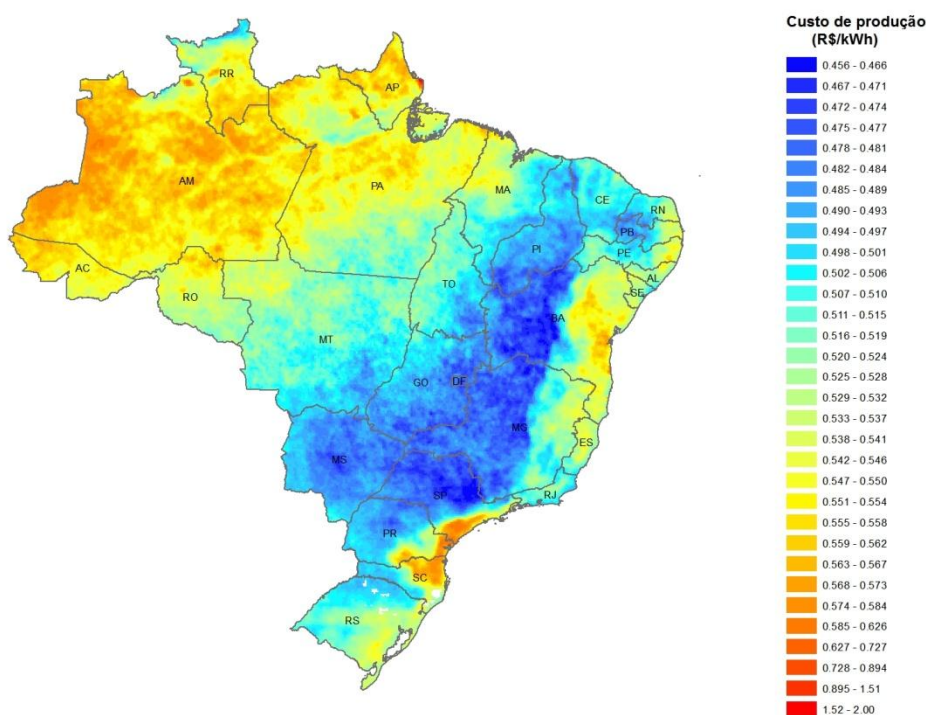


Fig. 4.6 – Custo de produção de energia (R\$/kWh). Quanto mais fria a cor, menor o custo. Observam-se regiões propícias na faixa mais central do país cobrindo oeste dos Estados de SP, MG e BA; todo o PI, leste de TO, MA, e GO, além de faixa no sertão do CE, PB RN, e RN.

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.

4.5 Tarifas de energia elétrica

4.5.1 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 299kWh. 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 baixa tensão com maior consumo de energia, como indicado a seguir:

	RESIDENCIAL (> 500 kWh)	INDUSTRIAL (> 1.000 kWh)
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%
PE	25%	25%
PI	25%	25%
PR	27%	27%
RJ	30%	30%
RN	25%	17%
RO	17%	17%
RR	17%	17%
RS	25%	17%
SC	25%	25%
SE	27%	17%
SP	25%	18%
TO	25%	25%

Fonte: ICMS por Estado - Dados 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 acrescentados os impostos mencionados “por dentro”, como indicado a seguir:

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



Fig. 4.7 - Tarifa de energia com impostos para clientes na baixa tensão. Fonte: Anel (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.

4.5.2 Consumidores conectados na Alta Tensão

Procedimento análogo foi feito para clientes na alta tensão (grupo A4), resultando no mapa a seguir:



Fig. 4.8 - Tarifa de energia acrescida de impostos para clientes na alta tensão.

4.6 Indicador de viabilidade da energia fotovoltaica

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).

4.6.1 Viabilidade para clientes na baixa tensão

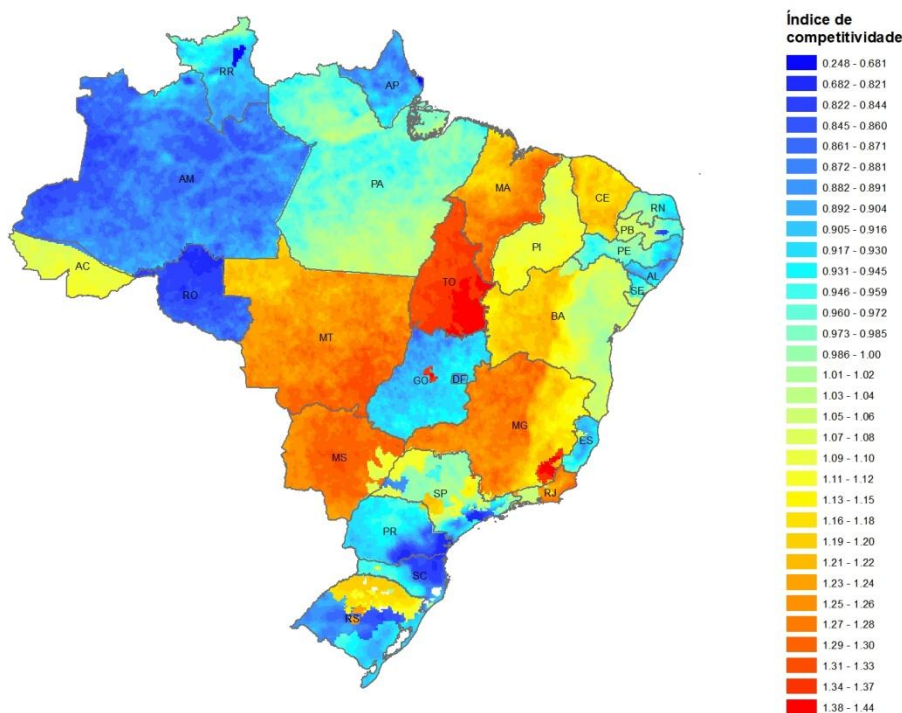


Fig. 4.9 – Indicador de viabilidade para clientes na baixa tensão.

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:

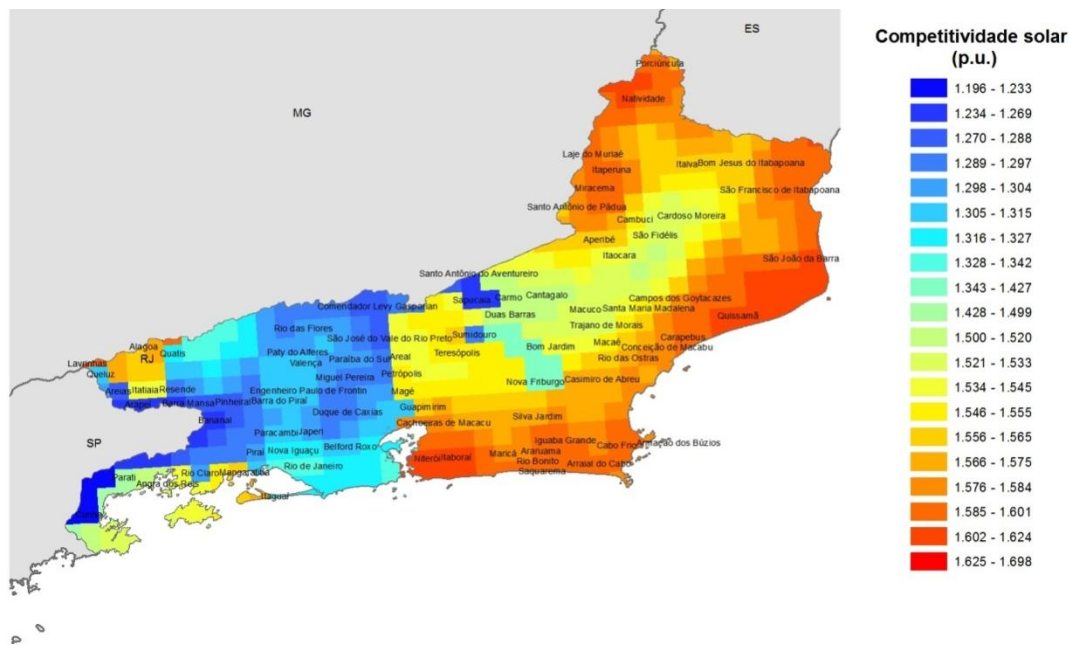


Fig. 4.10 – Detalhe do indicador de viabilidade para clientes na baixa tensão do Estado do RJ.

4.6.2 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:

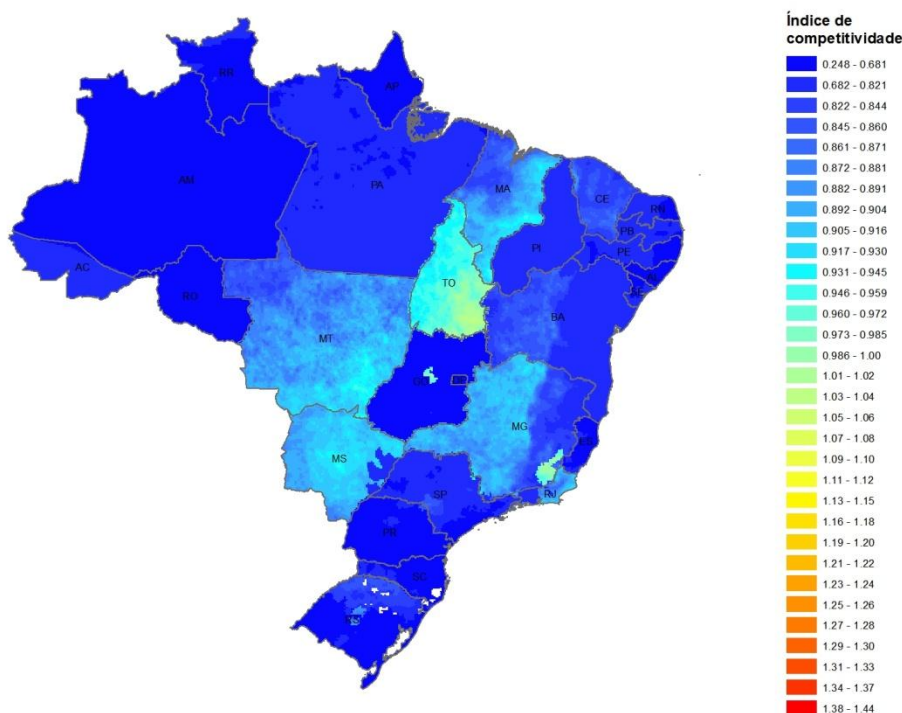


Fig. 4.11 – Indicador de viabilidade para clientes na baixa tensão com custo do sistema ao usuário final igual a R\$ 10/W.

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:

- 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.

4.6.3 Viabilidade para clientes na alta tensão

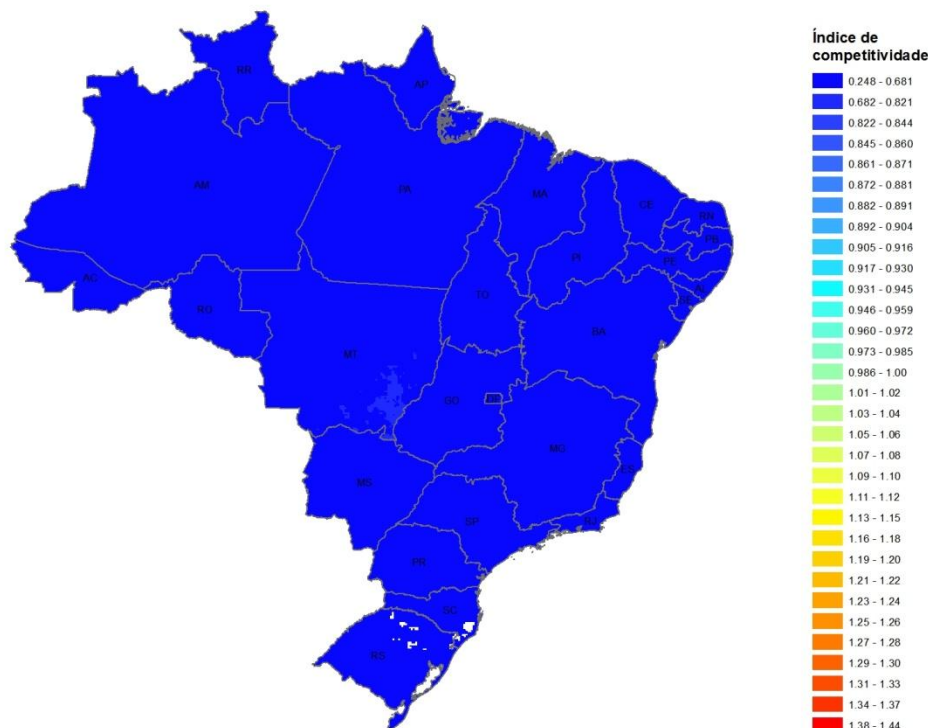


Fig. 4.12 – Indicador de viabilidade para clientes na alta tensão.

Observa-se no mapa da que instalações fotovoltaicas ainda não seriam competitivas para clientes cativos conectados na alta tensão (grupo A4), pois em todos os casos o indicador de competitividade é inferior a 1,0. As concessionárias CEMAT (MT) e AMPLA (RJ) são as que mais se aproximam da viabilidade com as premissas utilizadas, mesmo assim ainda um pouco distantes (abaixo de 0,80).

Conclui-se que será necessária uma queda ainda maior no custo dos sistemas fotovoltaicos (da ordem de 30%) para que o mercado de shopping centers, supermercados, hospitais, resorts, pequenas instalações industriais, entre outros. Como as tarifas são ainda menores para clientes com tensão mais elevada, em geral grandes indústrias dos grupos tarifários A3, A3a e A2, demorará um tempo ainda maior para que a energia solar seja competitiva neste caso. As seções subsequentes buscam analisar qual o tempo necessário para que se atinja esta competitividade e quais os mecanismos de fomento que poderiam tornar o processo mais célere e perene.

4.7 Usinas solares

A imprensa, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) está concluindo estudo sobre a introdução da energia solar na matriz energética nacional que será ao Ministério de Minas e Energia (MME)²⁰. O estudo é dividido em duas partes – uma relacionada à introdução da energia solar

²⁰ A entrada da fonte nos leilões de energia nova depende do MME.

descentralizada e outra sobre a contratação através de leilões de maneira concentrada. O presidente da EPE, Mauricio Tolmasquim, salientou que é a favor de uma contratação de energia solar em pequenas quantidades: "Então, temos que começar de hoje, claro não contratando em grandes quantidades, mas contratando uma quantidade que permita formar uma massa crítica no setor".

Nesta seção avaliaremos a competitividade da energia solar fotovoltaica produzida em usinas com capacidade instalada na casa de alguns megawatts (enquanto que a geração distribuída tem capacidades típicas de 1 a 300 kW).

4.7.1 Irradiação

O mapa de irradiação média anual do projeto SWERA permite que sejam identificadas as regiões brasileiras com maior irradiação em plano inclinado, locais candidatos à instalação de usinas fotovoltaicas, na ocorrência de leilões de energia. O mapa a seguir destaca regiões da Bahia com essa característica. Na avaliação desta seção, a elevada insolação é traduzida em alto fator de capacidade igual a 18,5% (i.e. uma usina com 10 MW_p produzirá $0,185 \times 10 \times 8.760 = 162$ MWh/ano).

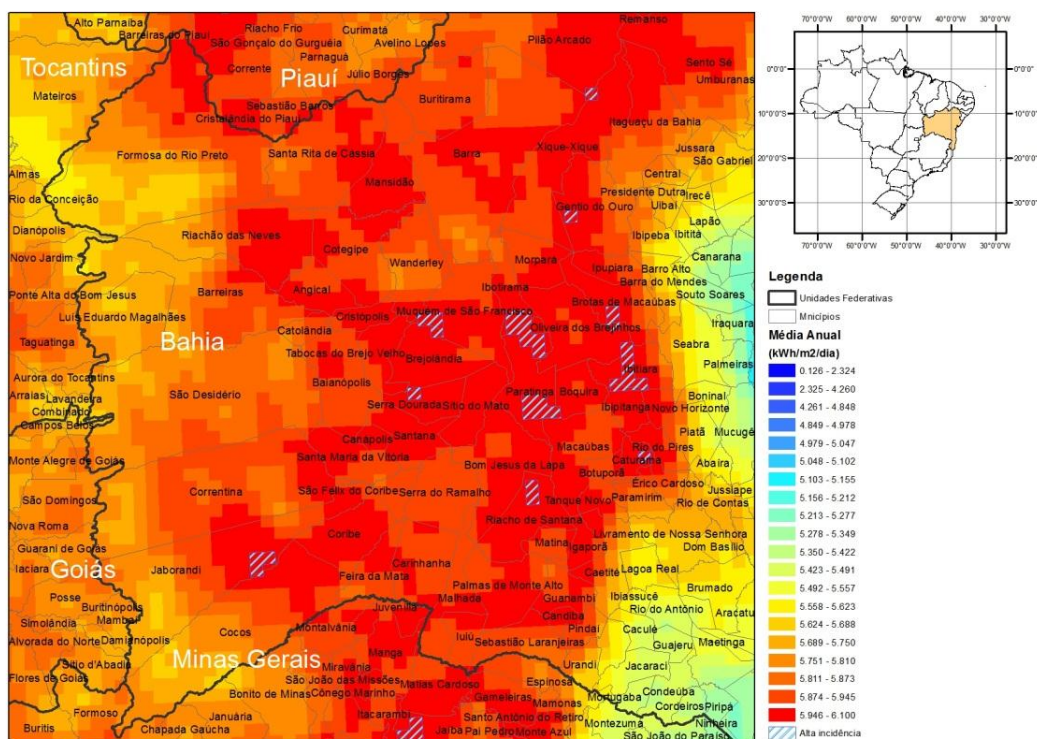


Fig. 4.13 – Hachuras do mapa indicam regiões com alta irradiação.

4.7.2 Parâmetros considerados na análise

a) Financiamento

- Juros: TJLP (0,5% ao mês) + 2,5% de spread de risco + 0,9% de remuneração básica do BNDES.

- Carência: 12 meses.
- Amortização: 15 anos SAC
- Desembolso: “pari passu”
- Limite: 70% do CAPEX de forma a não violar o índice de cobertura.

b) Impostos

- Regime segue tributação sobre Lucro Presumido.
- IRPJ: 25% sobre Base de Cálculo (8% da receita bruta).
- CSLL: 9% sobre Base de Cálculo (12% da receita bruta).
- PIS/COFINS: 3,65% da Receita Bruta.
- Enquadramento no REIDI (isenção de PIS/COFINS para equipamentos)²¹
- ICMS: 0%.

c) Encargos Setoriais

- TFSEE: 385,73 R\$/kW Instalada * 0,5% * Potência Instalada.
- CCEE: 0,07 R\$/MWh.
- ONS: 0,41 R\$/kW Inst. Ano.
- TUST: 100% desconto.

d) Outros custos

- Seguro Garantia: 0,5% do Financiamento.
- Seguro Operação: 0,4% do Valor do Imobilizado.
- Custo de O&M: 0,5% do CAPEX.
- Custo de conexão em 69 kV circuito simples, supondo de 20 km de linha.
- Aquisição de terra, estudos e licenciamento ambiental (custos fixos).

²¹ Existem incentivos regionais, como o SUDENE, que oferece desconto sobre o imposto de renda incidente sobre o faturamento da energia comercializada para os primeiros anos de operação na região Nordeste. Entretanto, o mecanismo não tem sido utilizado pelas usinas eólicas (e por razões análogas provavelmente não seria utilizado no caso de usinas solares) porque só está disponível para empresas com regime de tributação de lucro real e as empresas desenvolvedoras obtêm vantagens fiscais que superam este benefício quando optam pelo regime de lucro presumido.

e) Contrato de venda de energia

- Duração: 25 anos
- Produção de energia assume redução de 1,4% sobre valor inicial e de 0,7% a cada ano subsequente (mecanismo de leilão de reserva já contempla)

f) Pontos qualitativos

O formato mais indicado seria o de leilões de reserva (LER) para geradores eólicos, com as seguintes premissas:

- Período de reconciliação contratual quadrienal.
- Banda contratual: manutenção de banda análoga à fonte eólica.
- Possibilidade de realocação contratual entre vendedores do leilão.
- Possibilidade de negociação de energia em caso de entrada em operação antecipada valorada ao preço de contrato (mecanismo dos leilões de reserva).

4.7.3 Resultados

O gráfico a seguir mostra o valor de venda da energia para contrato com duração de 25 anos com montante igual à energia produzida pela usina (geração média igual a 18,5% da capacidade instalada²²) para uma faixa de investimentos variando entre 4.000 R\$/kW e 6.000 R\$/kW. Considera duas hipóteses de taxas internas de retorno (TIR) real (ou seja, descontada a inflação) exigida pelos acionistas:

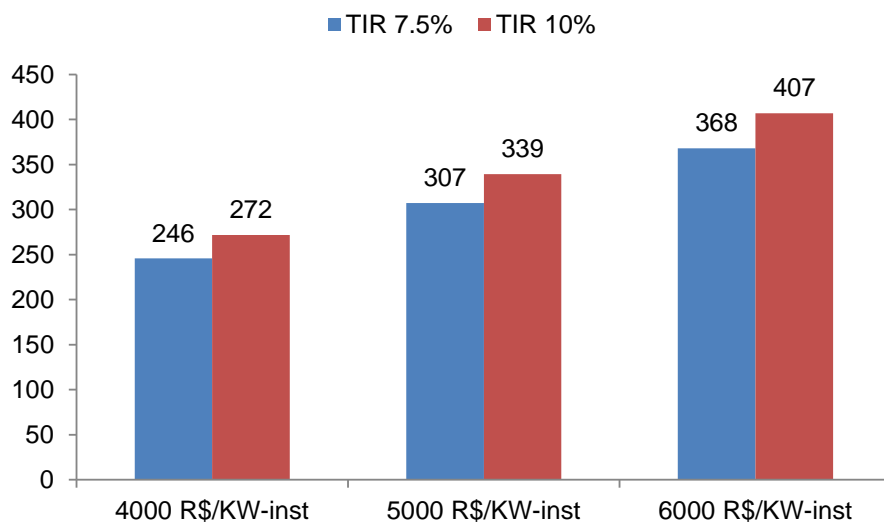


Fig. 4.14 – Preço de venda de contratos de 25 anos (R\$/MWh) com incentivos fiscais análogos aos oferecidos aos projetos de energia eólica. Amortização SAC.

²² Equivale a usina com índice de performance (PR) de 74% em região com irradiação de 6 kWh/m²/d.

Um sistema de amortização PRICE ao invés do SAC favoreceria a competitividade da energia solar. A redução do preço da energia com relação aos valores exibidos anteriormente seria de 4 a 11 R\$/MWh, dependendo do caso. A tabela a seguir ilustra o efeito da amortização pelo sistema PRICE.

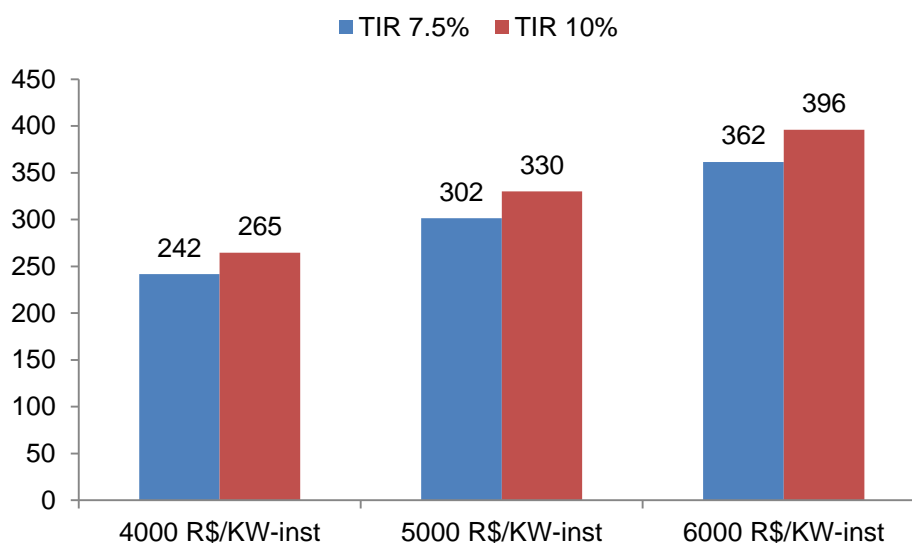


Fig. 4.15 – Preço de venda de contratos de 25 anos (R\$/MWh) com incentivos fiscais análogos aos oferecidos aos projetos de energia eólica. Amortização pelo sistema PRICE.

Um leilão específico para a energia solar fomentaria esta tecnologia no Brasil. Existem alguns atributos favoráveis podem ser mencionados.

- **Aprendizado tecnológico:** o leilão permitira identificar as melhores alternativas tecnológicas ao Brasil e iniciaria um processo de “tropicalização” de equipamentos e soluções de engenharia.
- **Inserção regional:** os locais com grande irradiação via de regra são os mais carentes em projetos de infraestrutura (semi-árido).
- **Geração de empregos utilizando mão de obra local** (pela maior densidade de empregos por MW instalado, não se trata de simples transferência de empregos que seriam gerados com projetos de outras fontes), particularmente em regiões com baixo nível de crescimento e desenvolvimento.
- **Benefícios à cadeia produtiva nacional:** os leilões alavancariam fabricantes de inversores, cabos, disjuntores, estruturas metálicas, módulos e outros (inclusive serviços).
- **Repercussão positiva à imagem do Brasil internacional e de suas lideranças políticas.**

4.8 O Futuro

4.8.1 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 cor-

responde 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%.

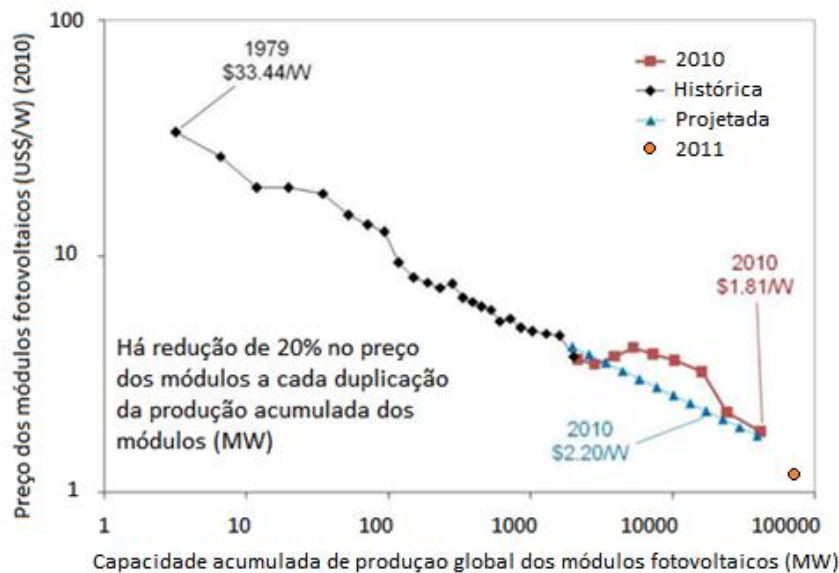


Fig. 4.16 – Curva de aprendizado tecnológico para módulos fotovoltaicos

4.8.2 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%.

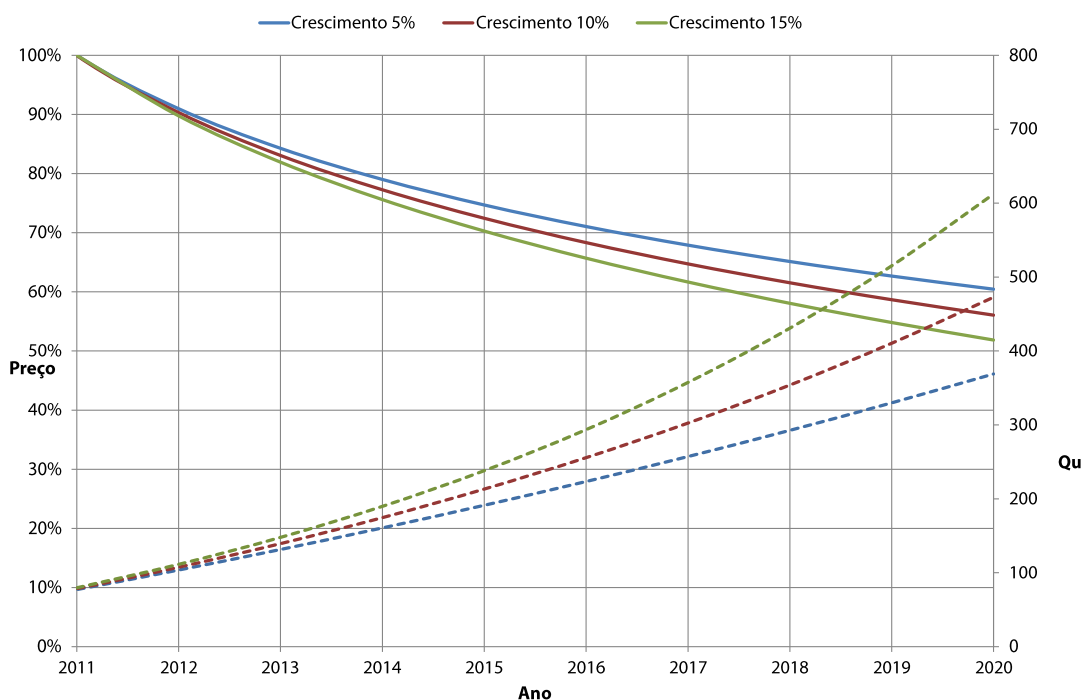


Fig. 4.17 – Curva de aprendizado tecnológico para módulos fotovoltaicos

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).

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;
- 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.

4.8.3 Discussão

Cabe aqui ressaltar dois seminários organizados por entidades diferentes nos Estados Unidos no segundo semestre de 2010 com objetivos bastante similares: discutir caminhos para a redução do custo dos sistemas fotovoltaicos.

O primeiro, pelo Departamento de Energia dos Estados Unidos, com o sugestivo título “Sistemas Fotovoltaicos a \$1/Watt”²³, foi aberto por Steven Chu, secretário de energia dos EUA, o que dá a dimensão do interesse do governo norte-americano neste tema. O seminário estabelecia como meta (ambiciosa) que este patamar de preços seja atingido no ano de 2017, portanto, alguns anos antes dos cenários deste estudo.

O segundo, promovido pelo *Rocky Mountain Institute* – renomada instituição na área de estudos para a eficiência energética – visava debater com especialistas da indústria fotovoltaica alternativas para que a queda de preços dos sistemas seja efetiva, o que obviamente dependerá tanto da redução de preço dos módulos como dos demais componentes, sendo estes últimos o foco do seminário²⁴.

O seminário resume as possibilidades de redução de custo dos componentes BOS no curto prazo no gráfico a seguir. As maiores oportunidades estão na redução de custos de estruturas de fixação dos módulos, nos chamados “processos” (permissões, estudos, papelada etc.) e nos componentes elétricos, com ganhos sinérgicos também no custo dos próprios módulos. Combinando tudo, seria possível atingir em curto prazo o patamar de \$ 0,68/W para o BOS, que somado a \$0,60/W o custo dos módulos, representaria custo dos sistemas fotovoltaicos de \$1,28/W.

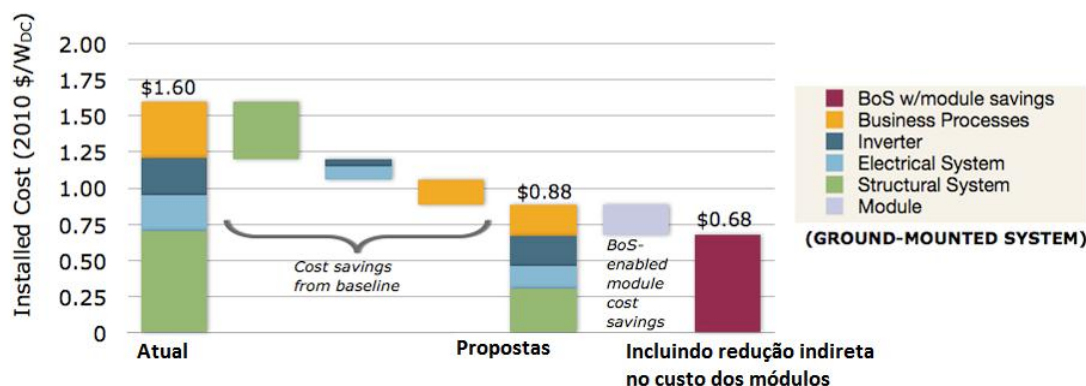


Fig. 4.18 – Redução no custo do chamado “BOS”, que incluem todos componentes (inclusive serviços) com exceção dos módulos. Fonte: Rocky Mountain Institute.

Os dois estudos explicitam de forma bastante objetiva o enorme potencial de redução de custos dos sistemas fotovoltaicos no curto prazo (10 anos ou menos), a partir do qual os sistemas poderão atingir patamares de cerca de \$1/W.

Se isto ocorrer e o governo brasileiro incentivar a cadeia através dos mecanismos citados anteriormente (i.e incentivos fiscais sobre o CAPEX) na forma apresentada na seção, as melhores regiões de irradiação do Brasil poderão atingir o patamar de custo de produção de

²³ \$1/W Photovoltaic Systems Workshop, ocorrido entre 11 e 22 de agosto de 2010. Resumo disponível em http://www1.eere.energy.gov/solar/sunshot/pdfs/dpw_summary.pdf.

²⁴ Um sumário executivo pode ser acessado na página <http://www.rmi.org/Content/Files/BOSExecSummary.pdf>. O seminário se intitulou “Achieving Low-Cost Solar PV: Industry Workshop Recommendations for Near-Term Balance of System Cost Reductions”. Cabe aqui observar que “Balance of System Costs” são aqueles relacionados a todos os componentes de instalações fotovoltaicas, excetuando os módulos.

125 R\$/MWh²⁵, já bastante próximos a valores competitivos atualmente para fontes de geração concentrada e um valor muito menor que as tarifas finais de energia praticadas no Brasil.

Esta tendência de queda de preços só reforça a tese de que o Brasil precisa se preparar para a penetração da energia solar, alterando sua regulamentação, adequando seus procedimentos de rede, fomentando a indústria através de mecanismos fiscais, financeiros e regulatórios, de forma a se posicionar como um país pioneiro em termos de energia solar.

²⁵ Este custo de produção admite um fator de capacidade de 20% para o sistema fotovoltaico e um CAPEX igual a 2.220 R\$/kW que é 1.850 R\$/kW (cambio de 1,85 R\$/US\$) vezes 1,18, que é multiplicador para nacionalização de componentes que considera alíquota de importação e outros custos, exceto PIS/COFINS e ICMS (hipótese de incentivos análogos aos projetos eólicos). Os demais parâmetros são mantidos, inclusive a de taxa de desconto real de 7,5%, que pode ser excessiva em alguns anos, quando ficar mais claro que instalações solares possuem menos elementos de risco que demais fontes de geração.

5 ESTRATÉGIAS DE INSERÇÃO

A fonte solar fotovoltaica vem ocupando posição de destaque entre as opções para geração com baixo impacto ambiental. O número de instalações tem crescido exponencialmente ao longo da última década e é cada vez maior o número de investidores interessados no desenvolvimento de projetos ligados à indústria fotovoltaica.

5.1 Indústria fotovoltaica nacional

No Brasil, distintamente dos países europeus, sabe-se que a matriz elétrica é historicamente “limpa”, baseada fortemente na fonte hidrelétrica e, mais recentemente, podendo contar cada vez mais com fontes diversificadas com origem em biomassa e energia eólica. Assim, o apelo ambiental se torna menos atrativo na discussão do planejamento elétrico brasileiro.

No entanto, vai se tornando cada vez mais clara a oportunidade de explorar a energia fotovoltaica no Brasil, não apenas pela alta incidência de irradiação, que é sem dúvida um fator relevante, mas também pela firme trajetória de aumento de eficiência e queda dos custos de implantação de módulos e sistemas fotovoltaicos em nível internacional e nacional. Some-se a estes fatores de atratividade a presença no Brasil de vasta disponibilidade de matérias-primas na base da cadeia fotovoltaica e o elevado potencial de mercado dadas as dimensões territoriais e as taxas de crescimento sustentáveis desde a estabilização política e econômica.

A observação da dinâmica recente da energia solar no mercado global revela a importância que a indústria fotovoltaica vem assumindo ao longo da última década. Uma diversidade de países vem se empenhando na estruturação de políticas que visam ao aumento da participação desta fonte de energia em suas respectivas matrizes elétricas. Nos Estados Unidos, uma enorme gama de políticas de incentivos, de cunho tributário e financeiro, vem sendo adotada desde 2001, resultando em um crescimento exponencial das instalações fotovoltaicas no país. Ao mesmo tempo, uma grande quantidade de plantas industriais, de todos os segmentos da cadeia, tem se instalado no país, com destaque para o Estado da Califórnia.

Na Ásia, a China se converteu em um dos principais mercados produtores de equipamentos para o setor, através do estabelecimento de uma agenda que inclui pesados investimentos em transferência e desenvolvimento tecnológico, elevado volume de subsídios e metas explícitas de crescimento. Como em quase todos os segmentos industriais em que atua, a indústria chinesa se beneficia de seu posicionamento global, do tamanho de sua economia e elevada disponibilidade de força de trabalho – além das características particulares de seu planejamento estatal –, o que garante uma escala produtiva que a torna altamente competitiva no âmbito global.

Também na Ásia, a Índia vem se firmando com rapidez como um dos protagonistas deste setor, a partir de um plano ambicioso baseado em metas de instalação de sistemas e leilões específicos com exigências de índices de nacionalização da ordem de 60%. Atraídos pelo potencial de mercado indiano e de olho no crescimento global deste segmento, empresas indianas que atuam em áreas correlatas (como a de equipamentos para a indústria eólica e fabricantes de componentes e materiais eletrônicos), bem como outros competidores globais, já se encontram em franco processo de expansão de sua capacidade de produção no país.

No Brasil, para além do potencial do mercado de energia fotovoltaica em si, há que se ressaltar a forte interação entre este setor e a cadeia de valor da indústria de componentes eletrônicos, sobretudo semicondutores, via associação direta na cadeia de purificação do silício. Assim, seria possível explorar um espaço de desenvolvimento de mercado ainda mais vasto do que se revelam as expectativas para o setor de energia solar se incluirmos os mercados de componentes eletrônicos – segmento, aliás, no qual a balança comercial brasileira é franca e crescentemente deficitária.

Dadas as magnitudes quase desprezíveis da demanda e das instalações fotovoltaicas atualmente no Brasil, salta à vista a necessidade de ações que permitam despertar os atores nacionais e globais para o elevado potencial de assimilação de tecnologia e geração de valor adicionado na produção local dos diversos elos desta cadeia, com respectiva expansão da geração de empregos qualificados, saldos comerciais (via exportações ou substituição de importações) e arrecadação de impostos e tributos. A importância fundamental do fator **escala produtiva** neste segmento nos leva a concluir que a inserção do Brasil neste setor apenas se dará com **incentivos paralelos à demanda** (via criação e contínuo aperfeiçoamento de um ambiente regulatório e comercial favorável à penetração da fonte fotovoltaica em instalações residenciais e comerciais – microgeração distribuída; abertura à participação em leilões de energia nova, em especial em leilões específicos num primeiro momento) e à **oferta**, via incentivos diretos à produção local da maior parcela possível de partes e componentes desta cadeia de valor, partindo de programas já existentes de política industrial e tecnológica e outros que serão sugeridos. Estes temas serão avaliados ao longo deste capítulo.

A análise de informações divulgadas pelo mercado mostra que o ritmo de crescimento da demanda nacional deverá continuar lento por uma diversidade de questões: apesar da redução de preços, o investimento para instalação de um sistema fotovoltaico é elevado, particularmente para os consumidores residenciais; os agentes distribuidores ainda possuem algumas restrições em relação à fonte, por conta de uma visão de que a geração distribuída resulta na redução de seu mercado cativo; falta de políticas específicas de financiamento e modelos de comercialização adequados, e; aspectos culturais, relacionados ao pouco conhecimento por parte do consumidor sobre a fonte fotovoltaica como opção de geração elétrica.

Assim sendo, permitir que o setor se desenvolva baseado somente nas forças de mercado existentes deverá resultar numa curva de crescimento bastante tímida. Os riscos associados a esta escolha estão relacionados principalmente à perda do *timing*. Como já salientado, os investidores globais estão se posicionando fortemente e a curva de aprendizado do setor é altamente acelerada. Neste ambiente, o Brasil corre o risco de perder a oportunidade de se posicionar como um ator dentro de uma indústria altamente estratégica (não só pelos atributos específicos da geração fotovoltaica, como também da potencial interação que os elos da cadeia produtiva apresentam com outros segmentos industriais, como a microeletrônica, elencada entre as prioridades setoriais da política industrial brasileira). Alguns analistas de mercado acreditam que o Brasil já está atrasado neste processo.

Outro aspecto negativo da escolha de um modelo de crescimento da demanda liderado somente por forças de mercado presentes é o provável não adensamento da cadeia produtiva

local. Dessa maneira, resulta-se em um desenvolvimento do mercado que não envolve transferência e desenvolvimento tecnológico, geração de empregos de alto nível de qualificação, além dos elementos multiplicadores da renda provocados pela movimentação de economias locais. O fato principal, apontado pela maior parte dos agentes que atuam ou potencialmente poderiam atuar no mercado nacional, é que a baixa demanda por sistemas fotovoltaicos não alcança a escala necessária para a instalação de plantas produtivas competitivas em nível global. Este modelo resultaria, portanto, em um provável crescimento das importações de equipamentos, que hoje chegam com preços muito mais baixos no Brasil, com efeitos bastante negativos sobre a balança comercial.

Por conseguinte, a atuação do setor público no sentido de se acelerar a demanda por sistemas fotovoltaicos teria como resultados positivos a possibilidade de inserção do Brasil como um ator no crescimento da indústria fotovoltaica mundial e o desenvolvimento de uma cadeia produtiva, altamente estratégica, com sinergias importantes com outros setores, também estratégicos, e seus resultados positivos, relativos à geração de emprego e renda no mercado nacional.

Restam então duas questões:

- **como acelerar a demanda doméstica** por sistemas fotovoltaicos (seção 4.2), e;
- **construir, a um só tempo, um modelo de crescimento que permita o adensamento da cadeia produtiva**, ou seja, a inclusão e envolvimento de produtores locais de componentes e equipamentos da cadeia fotovoltaica (seção 4.3).

5.2 Aceleração da Demanda

5.2.1 Leilão Específico

Uma vez definida esta agenda, trata-se de buscar resposta para a primeira questão proposta: como acelerar a demanda por sistemas fotovoltaicos.

Este processo, que ocorre de forma paralela às propostas para solução da segunda questão deixada em aberto, poderá ser gerenciado em duas frentes. Em primeiro lugar, seria desejável uma atuação direta do Ministério de Minas e Energia (MME) no sentido de realizar um leilão para a fonte fotovoltaica, com capacidade a ser contratada decidida pelo Governo como instrumento de política energética e industrial. Embora existam resistências com relação à realização de um leilão exclusivo para a fonte, principalmente por conta do preço estimado, como já abordado anteriormente, o volume de energia negociado funcionaria como uma garantia de demanda mínima para atendimento das exigências de escala para instalação local das unidades produtivas, principalmente de módulos.

O objetivo seria colocar o Brasil na “vitrine” da área solar, aproveitando-se deste período de retração do mercado, principalmente devido à crise na Europa. Os leilões serviriam principalmente para apontar as melhores tecnologias para o Brasil, isto é, aquelas capazes de produzir mais energia ao menor custo, com benefício direto aos consumidores brasileiros. Como visto anteriormente, a corrida tecnológica, tanto na melhoria dos processos de fabricação de células de silício, como na busca de materiais semicondutores mais econômicos ou soluções

“híbridas” tem se intensificado bastante nos últimos anos. A promoção de leilões seria objetiva na avaliação das alternativas mais adequadas ao Brasil e abriria também a perspectiva de uma “tropicalização” de componentes, além do incentivo aos fabricantes nacionais de inversores, estruturas metálicas, cabos, disjuntores, quadros elétricos e outros equipamentos utilizados nas usinas fotovoltaicas.

5.2.2 Geração Distribuída

Embora a realização do leilão possa ser um estímulo suficiente para dar início ao processo de aceleração da demanda, além de contribuir para a demanda mínima que permita a instalação de fábricas competitivas, este processo deve também envolver o estímulo ao mercado de geração distribuída.

Como discutido na seção anterior, as principais barreiras ao desenvolvimento da demanda doméstica por sistemas fotovoltaicos está na dificuldade de acesso ao produto final, por questões culturais e financeiras.

A queda de preços da energia solar fotovoltaica, em âmbito global, deixará para trás a barreira econômica para o uso de sistemas solares pelo lado da demanda. Por essa razão, torna-se crítico o Brasil estar preparado para aproveitar essa oportunidade, avançando desde já na revisão da regulamentação da pequena geração distribuída conectada para que o avanço não prejudique a operação das redes de distribuição.

Algumas medidas incluídas na Resolução Normativa ANEEL nº 482, de 17 de abril de 2012 serão fundamentais para incentivar e promover o uso da energia solar fotovoltaica na geração distribuída, dentre as quais:

- a) Sistema de compensação nas faturas de energia (conceito do *net metering*): nos meses com produção maior que a demanda haverá crédito de energia (não financeiro) a ser deduzido da próxima fatura;
- b) Simplificação do processo de registro de autoprodutor e as exigências atuais de licenciamento ambiental;
- c) Etapas “Acesso” e “Informação Acesso” não obrigatórias para mini e micro geração distribuída. Parecer de Acesso emitido pela distribuidora, sem ônus para o acessante. Redução do prazo para a distribuidora emitir o Parecer de Acesso e efetivação da conexão;
- d) Atribuição dada à distribuidora: responsabilidade pela coleta de informações de unidades geradoras junto aos micro e minigeradores e envio da ficha técnica e da declaração de operação da planta para a ANEEL, nos termos das Resoluções Normativas nos 390/2009 e 391/2009;
- e) Dispensa da celebração do CUSD e CCD para as centrais que participem do Sistema de Compensação de Energia da distribuidora local, bastando um Relacionamento Operacional para instalações até 100kW e um Acordo Operativo para as instalações entre 100kW e 1.000kW;
- f) Dispensa para centrais geradoras conectadas em baixa tensão da realização de estudos elétricos e operacionais para integração das plantas na rede até 100 kW. Exigência de

estudo de curto-circuito e de medidor de 4 quadrantes para instalações entre 100kW e 1.000kW. Caso necessários, estudos de integração da geração distribuída serão feitos pela distribuidora, sem ônus para o acessante;

- g) Permissão para que a distribuidora contabilize a energia gerada e consumida por pequenos autoprodutores (até 1 MW) em pontos distintos, desde que as unidades consumidoras tenham o mesmo titular e estejam dentro de sua área de concessão. A regulamentação permitiu que usuários com titularidades diferentes transfiram estes créditos entre si, o que ampliará a possibilidade de formação de grupos (cotistas) interessados em desenvolver projetos de energia fotovoltaica, como indicado abaixo:

IV - os montantes de energia ativa injetada que não tenham sido compensados na própria unidade consumidora poderão ser utilizados para compensar o consumo de outras unidades previamente cadastradas para este fim e atendidas pela mesma distribuidora, cujo titular seja o mesmo da unidade com sistema de compensação de energia elétrica, ou cujas unidades consumidoras forem reunidas por comunhão de interesses de fato ou de direito.

O prazo para a adequação das concessionárias de distribuição ao novo regulamento é de 240 dias contados a partir de 17 de abril de 2012.

5.2.3 Ajustes regulatórios

Para além das medidas listadas anteriormente, um conjunto de ajustes regulatórios são fundamentais para garantir o pleno desenvolvimento da geração fotovoltaica.

5.2.3.1 Geração solar de pequeno porte

- **Situação atual**

Para efeitos deste relatório, entendemos como geração solar de pequeno porte aquela composta por empreendimentos de até 5 MW, que não são objeto de autorização ou concessão, porém apenas de comunicação ao poder concedente.

Conforme antecipado no terceiro capítulo, os principais obstáculos regulatórios para a instalação de usinas solares deste porte decorrem justamente da ausência de regulamentação específica. Esta ausência de regulamentação específica, por sua vez, cria para os produtores desta escala, ao menos em princípio, exigências que a rigor só fazem sentido para produtores de maior porte. Além disso, ela impede a padronização de exigências (no caso das conexões), o que por sua vez não permite que se possam obter ganhos de escala que viriam de projetos padronizados. O mesmo ocorre com as exigências ambientais, que nesta escala dependem de legislação estadual ou mesmo municipal.

- **Ajustes sugeridos**

No caso particular da geração de pequeno porte, as regras propostas pela própria ANEEL na audiência pública parecem atender às necessidades prementes na área regulatória.

Com relação à questão do financiamento, o fato de que um empreendimento individual leva vários anos para se pagar torna a sua viabilidade em larga escala dependente da disponibilidade

de de formas específicas de financiamento. Este é um dos motivos apontados pelo deputado Felipe Bornier ao sugerir ao MME que a criação pelo BNDES de linha de crédito específica para o financiamento de investimentos em energia solar.

Instituir através do BNDES novas linhas de financiamento específicas para projetos solares, de ordem de R\$ 300 milhões por ano, até se atingir a geração de 3% da matriz elétrica brasileira. Atualmente, existe uma linha de financiamento de energia no BNDES para energias alternativas, todavia, não é específica para projetos solares, que têm características únicas.

Além destes ajustes já indicados, há uma mudança regulatória que tem como objetivo permitir uma avaliação adequada da competitividade da geração de origem solar. Trata-se da determinação do horário de ponta, que atualmente, no âmbito das distribuidoras, é decidido por cada distribuidora (sujeito à homologação da ANEEL), porém dentro de uma faixa limitada de horários, na qual a contribuição da geração solar no horário de ponta é ínfima, senão nula. No entanto, o horário de ponta efetivo evoluiu, e esta evolução foi bem mais acentuada em algumas distribuidoras e classes de consumo. A nova estrutura tarifária, a ser implementada pela ANEEL nas próximas revisões tarifárias²⁶, permite que:

- (i) As distribuidoras determinem seu horário de ponta (sujeito sempre à aprovação da ANEEL) sem maiores restrições;
- (ii) Consumidores de baixa tensão possam optar pela chamada “tarifa branca”, que tem custo diferenciado (maior) nos horários de ponta. Esta combinação de eventos deveria permitir, em princípio, uma competitividade maior para a geração solar, na medida em que distribuidoras adotassem horários de ponta coincidentes com os horários de maior disponibilidade de energia solar. No entanto, a eventual introdução em grande escala da geração solar distribuída poderá dificultar a própria modificação do horário de ponta, conforme assinalado na próxima seção.

- **Desafios**

A Resolução Normativa ANEEL 482/2012, introduziu excelentes oportunidades para a viabilização da energia solar em instalações de pequeno porte. Ela permite contornar questões tais como a do status do produtor de energia em pequena escala (se produtor independente ou autoprodutor), dispensa o registro perante instituições setoriais e evita o pagamento de tributos e encargos normalmente associados à produção independente e ao consumo de energia elétrica.

Uma padronização dos procedimentos de licenciamento ambiental e a criação de formas de financiamento adaptadas às características da geração solar de pequeno porte permitiriam a ampliação dessas oportunidades, dando a eles escala e com isso possibilitando a produção de equipamentos e a redução dos custos.

A par dessas oportunidades, existem riscos que devem ser objeto de atenção. Entre eles, cabe mencionar:

²⁶ REN nº 464, de 22 de novembro de 2011.

(i) Tarifas binômias

Atualmente, os consumidores de baixa tensão (Grupo B) possuem tarifas monômias. Isto significa que eles são cobrados apenas pelos kWh consumidos, e a distribuidora deve recuperar seus custos, tanto de aquisição de energia como os referentes aos investimentos realizados na rede de distribuição, através de uma tarifa que remunera apenas a energia consumida. Na medida em que esses consumidores necessitem de menos energia em função da produção de geração solar distribuída, haverá menos energia consumida para remunerar as despesas referentes à chamada parcela “fio”. Atualmente, a garantia que a distribuidora tem de que a parcela “fio” correspondente a esses consumidores será remunerada é a regra segundo a qual o consumo faturado de energia nunca pode ser inferior a 100 kWh em cada mês. No entanto, é possível que em algum ponto no futuro as tarifas passem a ser binômias, com esses consumidores pagando uma tarifa mensal fixa relativa aos investimentos realizados na rede, calculada com base em seu consumo máximo permitido, e uma tarifa de energia destinada a remunerar energia efetivamente consumida.

A tarifa binômica seria a mais correta no sentido estritamente técnico. No Brasil, ela não é adotada para consumidores do Grupo B (residenciais e demais consumidores de pequeno porte), porém em diversos países ela é paga por todos os consumidores²⁷. Uma tarifa binômica alteraria os cálculos apresentados na seção 4.6.1, que indicam a viabilidade de instalações solares para consumidores residenciais, já que uma parcela importante da despesa passaria a ser fixa, independentemente do volume de energia consumido. Cabe observar que a ABRADDEE sugeriu em sua contribuição à audiência pública que o faturamento das unidades consumidoras do Grupo B que venham a aderir ao sistema de compensação de energia seja realizado com aplicação de tarifas binômias.

(ii) Custos e confiabilidade da distribuição

A questão da tarifa binômica ilustra um aspecto mais amplo da introdução da geração distribuída na forma de microgeração. Trata-se da possibilidade de que, a par da redução das perdas em distribuição e, eventualmente, da redução dos investimentos em reforços na rede, a presença desses geradores acabe por criar problemas de confiabilidade que exijam maiores investimentos por parte das distribuidoras e/ou afetem a qualidade do serviço prestado. As contribuições do Ministério da Fazenda e da ABRADDEE à audiência pública abordam esse tema.

Trata-se de uma questão que provavelmente não será importante no momento inicial da introdução da geração solar distribuída, mas que poderá adquirir uma dimensão significativa caso não sejam tomadas as devidas precauções e comecem a surgir incidentes em locais onde a penetração da energia solar se deu de forma mais acelerada. Neste caso, uma eventual percepção de que a energia solar estaria provocando aumentos nas tarifas e/ou degradação na confiabilidade na rede poderia provocar uma reação dos consumidores, e conseqüentemente uma regulação mais restritiva do que o necessário, que acabaria desestimulando a sua expansão.

²⁷ Por exemplo, na França as tarifas residenciais da EdF tem um componente fixo, denominado *abonnement*, que depende da potência máxima que pode ser consumida, e um componente variável, que remunera a energia consumida em cada mês.

(iii) Queda acelerada de preços

Os preços da energia solar têm caído acentuadamente. Se por um lado esta queda indica uma perspectiva de plena competitividade dentro de alguns anos, por outro lado ela tende a afastar potenciais usuários em um primeiro momento. Como o preço final da energia é determinado essencialmente pelo investimento inicial, uma percepção de queda acentuada dos custos poderá levar os potenciais investidores a adiar suas decisões, com o objetivo de reduzir o custo de sua energia.

5.2.3.2 Usinas solares no Sistema Interligado Nacional

- Situação atual

Esta seção trata de usinas solares construídas para injetar energia nas redes de transmissão e distribuição, sem estarem vinculadas a um consumidor específico. Sem perda de generalidade, serão discutidas essencialmente as usinas com mais de 5MW, que necessitam de autorização do Poder Concedente.

O pleno aproveitamento do potencial de energia solar no caso destes empreendimentos apresenta vários obstáculos de natureza regulatória, já citados no capítulo anterior. Basicamente, esses obstáculos têm relação com o vácuo regulatório decorrente do fato de que as regras foram originalmente elaboradas para um sistema com dois tipos básicos de usinas – hidrelétricas e termelétricas – sendo as demais usinas consideradas como de pequeno porte, “embutidas” nas redes de distribuição. Mais recentemente, foram criadas regras específicas para usinas de biomassa e usinas eólicas, mas não para usinas solares. Com isso, essas usinas são excluídas dos leilões de energia nova, que são responsáveis pelo atendimento a pelo menos 75% do aumento da demanda do sistema.

Outra possibilidade de viabilização da geração solar seria através da venda de energia aos chamados consumidores especiais, na qualidade de geradores incentivados. O incentivo, no caso, corresponde hoje a 50% das tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição aplicáveis tanto ao vendedor como ao comprador da energia, para as usinas que injetem até 30 MW na rede.

Esse desconto, no entanto, tem se mostrado insuficiente para viabilizar empreendimentos com base em energia solar, especialmente devido à concorrência com outros tipos de usinas que fazem jus ao mesmo tipo de desconto (eólica, biomassa, cogeração qualificada e pequenas centrais hidroelétricas). A lei determina que o desconto seja de pelo menos de 50%, a critério da ANEEL²⁸, porém, de forma geral, ele é de 50%²⁹. A ANEEL propôs, na Audiência Pública Nº 042-2011, que no caso de empreendimentos baseados em energia solar o desconto fosse de 80% durante os dez primeiros anos de operação, e 50% a partir do 11º ano. A ABINEE pro-

²⁸ Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, art. 26, § 1º.

²⁹ No caso de usinas novas, a única exceção são as usinas “que utilizem como insumo energético, no mínimo, 50% (cinquenta por cento) de biomassa composta de resíduos sólidos urbanos e/ou de biogás de aterro sanitário ou biodigestores de resíduos vegetais ou animais, assim como lodos de estações de tratamento de esgoto”, as quais têm desconto de 100%, conforme a Resolução Normativa ANEEL nº 77, de 18 de agosto de 2004.

pôs, em sua contribuição à AP, que este desconto passasse a ser de 100% nos 25 primeiros anos de operação da usina, porém aplicável apenas às usinas que entrassem em operação nos próximos cinco anos. Já o Ministério da Fazenda indica que “não foram disponibilizadas as análises que justificam a alternativa colocada em audiência pública”, e sugere que “a ANEEL explicitie os motivos que levaram a adoção deste percentual de desconto. Tal esclarecimento se faz necessário, sobretudo, pelo risco de que alguns consumidores arquem com eventuais custos daqueles que optarem em exercer a prerrogativa conferida pela norma em apreço”.

Ao final, a RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 481, DE 17 DE ABRIL DE 2012, alterou a Resolução Normativa nº 77, de 18 de agosto de 2004 da seguinte forma:

- Para a fonte solar referida fica estipulado o desconto de 80% (oitenta por cento), para os empreendimentos que entrarem em operação comercial até 31 de dezembro de 2017, aplicável nos 10 (dez) primeiros anos de operação da usina, nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição – TUST e TUSD, incidindo na produção e no consumo da energia comercializada.
- Este desconto de que trata o caput, será reduzido para 50% (cinquenta por cento) após o décimo ano de operação da usina.
- Os empreendimentos que entrarem em operação comercial após 31 de dezembro de 2017 farão jus ao desconto de 50% (cinquenta por cento) nas referidas tarifas.

Outro caminho, recentemente sugerido pelo presidente da EPE, seria a contratação de energia de origem solar através de leilões específicos³⁰.

- **Ajustes sugeridos**

Primeiramente, é essencial que os méritos da geração solar sejam devidamente reconhecidos e incorporados à própria rotina do setor elétrico, e que a energia solar possa participar normalmente dos leilões de energia, tal como ocorreu no passado com a energia proveniente da biomassa e com a energia eólica. Para tanto, as seguintes providências devem ser tomadas:

Estabelecimento de metodologia para cálculo e revisão da Garantia Física

O primeiro passo para permitir que uma usina participe normalmente de leilões de energia é o cálculo de sua Garantia Física, que corresponde ao volume máximo de energia que pode ser contratado com base no respaldo proporcionado pela usina. Para tanto, é necessário estabelecer uma metodologia para este cálculo, tal como foi feito no caso das usinas a biomassa e das usinas eólicas.

Por analogia com estas duas, a garantia física de um empreendimento baseado em energia solar deve ser dada por sua produção média³¹. A metodologia, no caso, deve explicitar a forma como será feito o cálculo para projetos que ainda não estejam em funcionamento.

³⁰ Canal Energia de 19 de dezembro de 2011: “EPE encaminha ao MME estudo sobre energia solar até o início de 2012 – Tolmasquim defende contratação de pequenas quantidades da fonte em eventuais leilões, que dependem de decisão do ministério”.

³¹ De acordo ao Prof. Rütther (UFSC) a média anual tem variabilidade ao redor de 4-7% em ciclo de 11 anos.

Da mesma forma, é necessário estabelecer a garantia física de potência associada ao empreendimento. Neste caso, a metodologia usualmente empregada para projetos de geração com despacho centralizado (geração média no horário de ponta) talvez seja inadequada, dados (i) a regularidade da produção de usinas baseadas em energia solar, quando comparadas, por exemplo, com usinas eólicas; e (ii) o fato de que boa parte do horário considerado “de ponta” não coincide com a produção máxima das usinas solares, mas a máxima produção dessas usinas está concentrada em horários que correspondem à efetiva ponta do mercado observada no sistema. A questão da potência é discutida com mais detalhamento no item *Consideração adequada do horário de ponta*, ainda nesta seção.

Cálculo do CEC

O Custo esperado de compras e vendas no mercado de curto prazo (CEC) é o valor estimado do custo adicional (ou receita adicional) que o comprador de energia da usina em um contrato por disponibilidade pagará ou receberá através de transações no mercado de curto prazo. O cálculo deve envolver a valorização adequada da geração nos horários onde ocorre a ponta efetiva do sistema (ver item *Consideração adequada do horário de ponta*).

Elaboração de CCEAR (e eventualmente de CER) adaptados à fonte solar

Os leilões resultam em contratos de compra e venda de energia, que são, no caso dos leilões de energia nova e dos leilões de fontes alternativas, os Contratos de Compra de Energia em Ambiente Regulado (CCEAR), e no caso dos leilões de energia de reserva, os Contratos de Energia de Reserva (CER). Esses contratos são específicos para cada fonte de energia, e sua elaboração respeita as características de cada fonte.

Consideração adequada do horário de ponta

A produção de energia solar acompanha a incidência da luz solar na área onde se encontra a usina. Assim, a produção é elevada até aproximadamente 15 horas (possivelmente mais tarde dependendo do local e do horário de verão).

Ainda assim, o horário oficial de ponta, para efeito de comercialização da energia, vai das 18 às 21 horas nos dias úteis (19 às 22 no horário de verão). Trata-se de um horário no qual, evidentemente, a produção de energia solar é ínfima. No entanto, os dados abaixo, obtidos no ONS, mostram os recordes de carga observados até 20 de dezembro de 2011:

Submercado	Recorde do dia (MW)	Hora do Recorde	Recorde até o dia	
			Data	Valor (MW)
SE/CO	43.147	14:43	22/02/2011	44.758
S	13.712	14:36	20/12/2011	13.712
NE	10.092	15:26	10/12/2011	10.337
N	4.550	15:47	22/09/2011	4.750
SIN	71.202	14:43	07/12/2011	71.346

Fig. 5.1 – Recordes diários de carga.

A tabela mostra, primeiramente, que no próprio dia (20 de dezembro) os recordes de carga do SIN e de cada um dos submercados do SIN ocorreram invariavelmente entre as 14 e as 16 horas. Examinando os recordes históricos temos os seguintes horários:

Região	Data	Valor (MW)	Horário
SE/CO	22/02/2011	44.758	15:48
S	20/12/2011	13.712	14:36
NE	10/12/2011	10.337	19:46
N	22/09/2011	4.750	14:43
SIN	07/12/2011	71.346	15:43

Fig. 5.2 – Recordes históricos de carga.

De acordo com a Agência CanalEnergia, “nos cinco primeiros dias úteis de fevereiro de 2012, o ONS registrou novas máximas. Às 15h20 da última terça-feira, 7, a carga alcançou 76.122 MW, contra 75.088 MW no dia anterior (6). As altas temperaturas registradas no país têm contribuído para a elevação da demanda. O subsistema Sudeste/Centro-Oeste teve novo recorde às 14h20, quando a carga ficou em 46.840 MW, ante 45.857 MW atingidos no dia anterior (6). A região Nordeste teve recorde às 15h46, quando alcançou 10.455 MW. O último pico nordestino foi em 10 de dezembro passado, ao ficar em 10.337 MW”.

Esses valores confirmam a mudança que tem sido observada no formato da curva de carga, que atualmente tende a apresentar dois horários de ponta: um no meio da tarde, coincidindo com a máxima temperatura (e, portanto, maior uso de ar condicionado), e também com o pico de geração de energia solar, e o outro correspondente ao horário tradicional da ponta.

Esta nova realidade torna imprescindível alterar o horário de ponta *regulatório*, de forma a considerar adequadamente a contribuição da energia solar para o atendimento da demanda

nos horários de maior carga. Essa questão, que já foi abordada na seção precedente, provavelmente necessita de alterações regulatórias que permitam atribuir preços horários à energia, conforme é feito na maior parte dos sistemas, ao invés de atribuí-los aos patamares de ponta, intermediário e de carga leve determinados regulatoriamente.

Os itens precedentes indicam ajustes necessários para tratar adequadamente a geração com base em energia solar, de forma isonômica às demais fontes de geração.

No caso da geração solar de maior porte (unidades acima de 5 MW), os dois caminhos mais óbvios para a viabilização através de incentivos são a ampliação do desconto nas tarifas de uso das redes de transmissão e distribuição e a realização de leilões específicos. Outras formas, tais como a utilização de recursos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) não serão consideradas por exigirem mudança em lei. Os dois caminhos não são mutuamente excludentes. Eles são comentados a seguir.

Leilões específicos

Uma forma de viabilizar a expansão da energia solar seria a realização de leilões específicos, que garantiriam a contratação de determinados volumes desta energia por períodos longos, a exemplo dos leilões de fontes alternativas e dos leilões de energia de reserva.

A grande vantagem desta forma de viabilização é a efetiva garantia de que os projetos seriam efetivamente contratados. Este simples fato já seria suficiente para incentivar investidores a realizar estudos, projetos e propostas, propiciando a base para um aumento rápido da penetração da energia solar na matriz do setor elétrico na medida em que ela se tornasse competitiva.

Os três tipos de leilão possíveis – leilão de energia nova, leilão de fontes alternativas, e leilão de energia de reserva – têm características distintas e contratos diferenciados. No caso da energia solar, duas características específicas devem ser levadas em consideração na escolha do tipo de leilão, caso seja decidido realizá-lo. A primeira é a conveniência de alocar os custos a todos os consumidores, e não apenas aos consumidores cativos cujas distribuidoras por acaso adquiram energia em determinados leilões. A segunda é a conveniência de reduzir o número de contratos firmados entre vencedores dos leilões e as concessionárias de distribuição para reduzir custos administrativos. O estágio inicial de inserção da energia solar na matriz nacional, o que, de maneira análoga ao que foi realizado para projetos de biomassa e projetos eólicos após PROINFA, em 2008 e 2009, respectivamente, justificaria a contratação através de um leilão específico para a fonte, como por exemplo, um leilão de reserva. A sugestão de um leilão específico para energia solar, nos moldes de um leilão de reserva possui diferentes benefícios, não interfere nas condições de contratação de agentes distribuidores, aumenta a competitividade dos projetos, e facilita a operacionalização dos contratos, na medida em que seria necessário apenas um contrato por agente, diretamente com a CCEE.

A proposição e realização de leilões específicos para a energia solar apresenta desafio sobre a curva de preços, que tem relação com o prazo para que se torne efetivamente competitiva. Ela pode ser ilustrada com o sucesso da viabilização da energia eólica a partir de leilões: partindo de preços na faixa de 145 a 155 R\$/MWh em 2009 obtidos em um leilão de reserva realizado

especificamente para a energia eólica, eles baixaram para a faixa de 120 a 140 R\$/MWh nos leilões realizados em 2010, e 100 a 105 R\$/MWh nos leilões realizados em 2011, quando con-sagrou-se competitiva.

5.2.4 Modelos comerciais

Além das questões relativas aos ajustes regulatórios, é importante considerar que uma parte da solução para a aceleração da demanda se encontra no desenvolvimento de modelos de comercialização. Estes modelos devem ser construídos no intuito de reduzir a resistência cultural do consumidor final ao uso de sistemas fotovoltaicos, diminuindo a insegurança em relação à confiabilidade da geração. Esta seção sugere dois esquemas que possuem histórico de sucesso em outros países.

5.2.4.1 Leasing de sistemas fotovoltaicos

Como visto em seções anteriores, a barreira econômica que historicamente restringiu uma maior adoção da energia solar fotovoltaica está ficando para trás. Inicialmente para a geração distribuída em projetos de autoprodução de consumidores de energia conectados na baixa tensão, posteriormente na alta tensão e – finalmente – num prazo um pouco maior – também se espera que seja uma alternativa econômica para a produção de energia com relação às fontes tradicionais (hidrelétricas, eólicas, térmicas a gás natural ou biomassa).

Entretanto, começando-se pela parte mais próxima de alcançar a viabilidade econômica: ainda que os sistemas fotovoltaicos sejam economicamente competitivos com relação à tarifa de energia elétrica paga à concessionária, existe uma restrição financeira se considerarmos que nem todos estão dispostos a investir mais de R\$ 10 mil para adquirirem um sistema de 2 kW para o atendimento de suas residências.

Por conta desta restrição financeira, empresas norte-americanas, tem oferecido alternativas que transformam o investimento nestes sistemas (opção proibitiva) em pagamentos mensais pelo serviço “geração de energia solar”. Tais empresas se encarregam de vender, instalar, e manter os sistemas fotovoltaicos, cobrando um valor fixo por este serviço, tal como as prestadoras de TV a cabo ou similares. Este tipo de modalidade é conhecido nos EUA por “Solar Lease” e tem sido responsável pela proliferação de instalações solares fotovoltaicas em estados como a Califórnia, que oferece fortes incentivos (redução de impostos) para tais instalações.

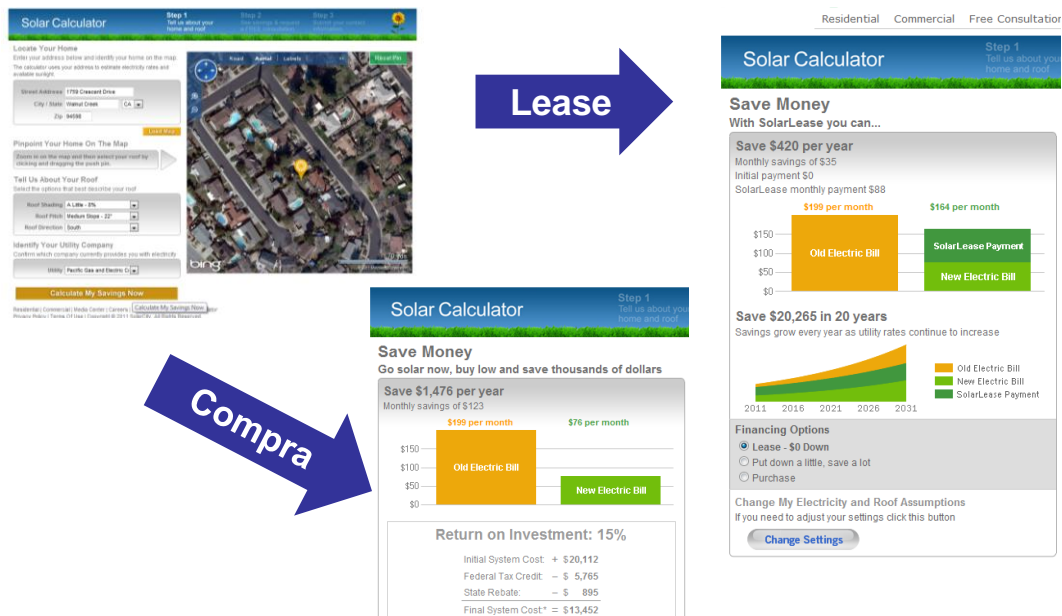


Fig. 5.3 – Modelo SolarLease (à direita). O gasto mensal (US\$ 199) diminui para US\$ 164 (economia de US\$ 35), com US\$ 74 destinados à concessionária e US\$ 80 à prestadora de serviço.


5.2.4.2 Usinas comunitárias

Nos EUA existem iniciativas orientadas ao desenvolvimento de usinas solares. Um conjunto de indivíduos ou investidores interessados nesta atividade, muitas vezes incapacitados pelo fato de suas casas ou propriedades não oferecerem condições adequadas à implantação de sistemas solares, organizam-se numa entidade e formam um grupo.

Cotas pelo direito das usinas a serem construídas são compradas pelos participantes do grupo, que dividem também, e na mesma proporção, o benefício econômico pela venda de energia. Ajustes são feitos na composição das cotas de forma a refletirem mudanças na capacidade instalada, tecnologia, custos e outros ao longo do tempo.

Empresas privadas, cooperativas, entidades governamentais e ONGs sem fins lucrativos organizam estas atividades, comprando os equipamentos, desenvolvendo os projetos, instalando e operando essas usinas comunitárias.

SunSlice™



- Size: 100 Watts of Remotely Hosted Solar Power
- Become a solar power producer - wherever you live
- Investment: \$1.000 x your budget
- Projected Payback: 7-8 years*
- Buy a little or alot
- Nothing to install or maintain

*Exact payback will vary according to your local conditions.

FINALLY a solar offering for those who might not otherwise be able to participate in going solar! Start making a difference in your community by purchasing in a SunSlice™ today in a local solar project.

SunSlices™ make solar easy and affordable for you to get into for a fraction of the cost of traditional home solar. You can put your solar panels on another property and reap benefits like they were on your own home. No longer are price, shading, limited roof space, or not being a home owner an obstacle to being part of the solar revolution.

We choose a great location for a larger solar grove, based on:

- Great solar output
- Highly visible location
- Access to the electric grid
- Community needs

Fig. 5.4 – Exemplo de grupo comunitário para construção de usinas solares (página web).

5.2.5 Linhas de Financiamento e Incentivos Tributários

Outro aspecto importante para aceleração da demanda doméstica se refere à disponibilização de linhas específicas de financiamento. Novamente, os EUA possuem uma grande quantidade de linhas desse tipo que podem servir de inspiração para o mercado brasileiro.

Estas linhas precisam ser bem desenhadas e avaliadas para garantir taxas de juros e prazos atrativos e o BNDES se destaca como um potencial financiador destes projetos, utilizando inclusive a diversidade de linhas já existentes que se aplicam ao caso da energia fotovoltaica, como o Fundo Clima, programa do Ministério do Meio Ambiente (MMA).

O Programa Fundo Clima se destina a aplicar recursos reembolsáveis do Fundo Nacional sobre Mudança do Clima, criado pela Lei 12.114, de 09/12/2009. Entre os diversos objetivos inclui-se o apoio aos investimentos em geração de energia a partir da captura da radiação solar, bem como no desenvolvimento tecnológico e da cadeia produtiva do setor.

O financiamento mínimo dentro do programa é de R\$ 3 milhões. Em operação feita diretamente com o BNDES, o custo é de 1,1% a.a. (custo financeiro) + 0,9% a.a. (remuneração básica do BNDES) + 3,57% a.a. (risco de crédito, sendo 1% a.a. para Estados, Municípios e Distrito Federal). No caso de intermediação financeira, cobra-se o custo financeiro + remuneração básica do BNDES + taxa de intermediação financeira (0,5% a.a., sendo que micro, pequenas e médias empresas estão isentas) + remuneração da instituição financeira (até 3% a.a., negociada diretamente entre instituição e cliente). A participação máxima do BNDES é de até 90% do valor dos itens financiáveis, com prazo total de até 15 anos, incluindo período de carência de até 8 anos.

Para a geração distribuída, recomenda-se a adoção por parte do sistema bancário como um todo e da Sociedade Brasileira de Poupança e Empréstimo (SBPE), com liderança da Caixa Econômica Federal (CEF), de linhas de crédito específicas à aquisição de sistemas fotovoltaicos por parte de empresas comercializadoras ou consumidores diretos, dado seu longo tempo de vida útil e seu preço relativamente elevado. Neste caso, uma relevante proposta é a utilização de linhas especiais para a construção civil incorporando os sistemas fotovoltaicos. Uma discussão fundamental a ser realizada, nesta situação, seria a respeito da portabilidade do equipamento fotovoltaico, e merece uma discussão mais profunda em momento oportuno.

Em paralelo, existe uma diversidade de opções de políticas fiscais que podem ser aplicadas à comercialização dos sistemas fotovoltaicos, garantindo um custo de aquisição mais realista, com relação ao poder de compra dos consumidores. A simulação dos efeitos de algumas destas opções de políticas foram realizadas no capítulo quatro. Políticas fiscais aplicadas ao incentivo da cadeia produtiva serão analisadas mais a frente neste capítulo.

5.2.6 Normas Técnicas e Qualificação de Equipamentos

Por fim, a atuação do setor público se faz necessária no desenvolvimento de normas e regulamentação, garantindo maior clareza, particularmente sobre o papel da distribuidora de energia elétrica. Neste sentido, os órgãos públicos e entidades privadas já têm atuado em colaboração para definição de padrões e normas.

Desde 1990 muitos profissionais de diversas empresas e instituições trabalharam na criação das normas do Comitê de Estudos CE-03:082.01³² (que trata dos assuntos de normas que envolvem os Sistemas Fotovoltaicos com correspondência na IEC na norma TC82), principalmente para as células e módulos fotovoltaicos. Ao total foram publicadas 13 normas da ABNT na área fotovoltaica. O Comitê de Estudos CE-03:082.01.

Em janeiro de 2011 foi formado o Grupo Setorial de Sistemas Fotovoltaicos da ABINEE (GS-Fotovoltaico). Desde a sua reunião de instalação, contando com a presença de trinta e cinco empresas, o GS evoluiu rapidamente, reunindo atualmente cerca de cento e trinta empresas de todos os segmentos da cadeia. Vários Grupos de Trabalho (GT) foram criados, contribuindo decisivamente para a elaboração de uma agenda propositiva para o setor.

5.2.6.1 Programa Brasileiro de Etiquetagem

O PBE para fotovoltaico foi concebido para atender o mercado de eletrificação rural e estava focado em sistemas solares residenciais. Portanto, há pontos interessantes e que remontam aos problemas técnicos vivenciados no PRODEEM e havia a necessidade controlar minimamente a qualidade dos equipamentos. O mercado mudou bastante e o PBE necessita ser revisado com inclusão de NBRs no RAC.

³² O Comitê está ligado ao COBEI (Comitê Brasileiro de Eletricidade) que por sua vez é ligado à ABNT (Associação Brasileira de Normas Técnicas).

5.2.6.2 *Recomendações específicas*

O Governo Dilma Rousseff tem demonstrado reiteradamente sua percepção de que ciência, tecnologia e inovação são instrumentos essenciais de avanço e progresso do país. Recomenda-se, portanto, que o Governo priorize recursos financeiros para temas estratégicos, tais como:

- Estabelecimento e fortalecimento das NBRs para o setor fotovoltaico;
- Apoio à constituição de laboratórios públicos e privados para qualificação e certificação e melhor equipar os laboratórios existentes no país;
- Aperfeiçoamento do PBE/INMETRO com inclusão das NBRs.

5.2.6.3 *Certificação de Edificações*

As chamadas edificações “verdes” ou “sustentáveis” são aquelas construídas e projetadas para serem utilizadas no dia a dia ao longo de todo o ciclo de vida da construção, com a visão e preocupação de serem ambientalmente responsáveis. Isso envolve desde a seleção do local da construção, projeto, construção, operação, manutenção, reforma e até demolição.

O objetivo é reduzir o impacto final da construção para a saúde das pessoas que a utilizam e para o meio ambiente, através de práticas como uso eficiente de energia, água e outros recursos, proteção à saúde das pessoas que habitam ou trabalham na edificação, visando também ao aumento de produtividade e à redução da produção de resíduos, poluição e degradação ambiental.

Os edifícios verdes comumente adotam práticas para reduzir o consumo de energia, como uso de janelas revestidas de materiais mais eficientes para maximizar a entrada da iluminação natural, porém restringindo a entrada de calor, melhor isolamento térmico dos muros, uso de árvores no entorno (para amenizar as temperaturas elevadas no verão), utilização de aquecedores de energia solar (para reduzir o consumo de eletricidade, gás natural ou outro combustível utilizado) no aquecimento d’água. Outra prática consiste na geração *in loco* com alguma fonte de energia renovável, por exemplo, através de uma instalação solar fotovoltaica.

Existem diferentes mecanismos de certificação destas construções sustentáveis. O mais conhecido é o LEED³³, que atribui um sistema de pontuação para diferentes o projeto, construção e operação das edificações.

Na versão LEED 2009, 100 pontos são distribuídos em diversas categorias: (i) Localização Sustentável, (ii) Uso eficiente d’água, (iii) Energia e atmosfera, (iv) Materiais e Recursos, (v) Qualidade dos ambientes internos. Ao final, a edificação será certificada se fizer entre (40-49 pontos), terá status Prata (50-59 pontos), Ouro (60-79 pontos) ou Platina (80 ou mais pontos). Como não é compulsória a construção, operação e manutenção de edificações seguindo diretrizes sustentáveis, naturalmente há um viés para aquelas edificações que buscam certificação em adotarem procedimentos que aumentem sua pontuação. Neste contexto a relação entre edifícios verdes, o sistema de certificação LEED e instalações solares fotovoltaicas é dire-

³³ Do ingles Leadership in Energy and Environmental Design.

ta: são atribuídos pontos para as edificações que possuem geração renovável. A pontuação depende da relação entre a capacidade de produção do sistema e a demanda consumida. Quanto maior esta relação maior a pontuação de acordo com a metodologia LEED até o limite de 6 pontos, de acordo com a tabela abaixo.

<i>Energia renovável produzida localmente (% do consumo)</i>	<i>Pontos</i>
3,0%	1
4,5%	2
6,0%	3
7,5%	4
9,0%	5
12,0%	6

Exemplo: a modernização da Biblioteca Pública do Estado do Rio de Janeiro (BPE/RJ) inclui projeto de energia solar fotovoltaica a ser instalada em seu telhado. O sistema terá 162 módulos e estimativa da produção anual esperada da ordem de 50 MWh, que contribui para a pontuação no sistema de certificação LEED em implantação.

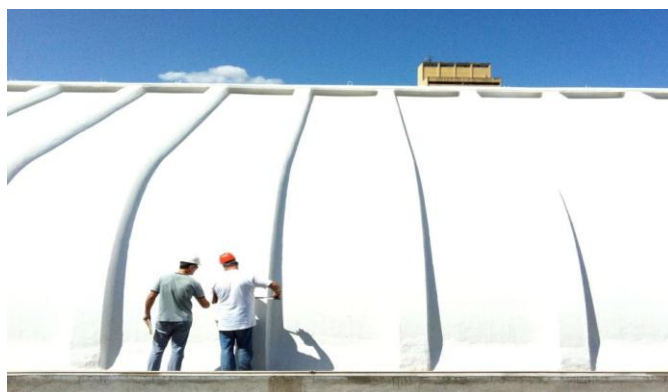


Fig. 5.5 – Projeto fotovoltaico da BPE/RJ: pontuação contribuirá para pontuação maior do LEED.

5.2.7 Agenda Nacional

Concluindo, com base nos tópicos anteriores fica claro que, atuando principalmente no sentido de uma convergência de interesses, o setor público e o setor privado podem trabalhar na definição da agenda setorial que garantirá a sistematização dos tópicos apresentados nesta seção. A combinação de execução de leilão específico, capaz de definir um volume mínimo que atenda as exigências de escala do setor, políticas fiscais e financeiras, reduzindo o custo de aquisição de sistemas, definição de modelos de comercialização atraentes para o consumidor final, reduzindo a “desconfiança” em relação ao sistema, e um conjunto de normas, padrões e regulação que torne o ambiente seguro e claro para atuação de investidores e agentes de distribuição, são os principais pilares para a aceleração da demanda doméstica.

5.3 Recomendações

Questões relativas à política industrial para o setor fotovoltaico se resumem à aceleração da demanda, garantindo uma escala mínima que resulte em condições favoráveis para o investimento em plantas produtivas nacionais, e a atuação do setor público de forma conjunta, para aplicação de incentivos fiscais e financeiros, garantindo que a produção possa se manter com custos competitivos globalmente. As soluções e propostas apresentadas não implicam grandes alterações nos mecanismos já existentes. Como ficou evidente, também não se propõe a escolha de uma família tecnológica. O caminho adotado passa pela construção de políticas que permitam ao mercado, comparando preço e eficiência, escolher a tecnologia adequada para o momento produtivo.

Concluindo, buscou-se mostrar que a inclusão do setor fotovoltaico dentro de uma agenda estratégica de política industrial se torna fundamental, uma vez que o setor vive um momento de forte expansão no mercado mundial. É essencial que esta agenda seja fruto de esforços conjuntos dos diversos ministérios e autarquias envolvidas no processo produtivo e no planejamento energético. Mais ainda, devem-se incluir nos esforços conjuntos os agentes privados e seus representantes que participam do processo, garantindo a convergência de interesses que é essencial para o sucesso da inserção da energia fotovoltaica na matriz elétrica brasileira.