

Cabello, Andrea Felipe; Pompermayer, Fabiano Mezadre

Working Paper

Energia fotovoltaica ligada à rede eléctrica: Atratividade para o consumidor final e possíveis impactos no sistema eléctrico

Texto para Discussão, No. 1812

Provided in Cooperation with:

Institute of Applied Economic Research (ipea), Brasília

Suggested Citation: Cabello, Andrea Felipe; Pompermayer, Fabiano Mezadre (2013) : Energia fotovoltaica ligada à rede eléctrica: Atratividade para o consumidor final e possíveis impactos no sistema eléctrico, Texto para Discussão, No. 1812, Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA), Brasília

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/91302>

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.

1812

TEXTO PARA DISCUSSÃO

**ENERGIA FOTOVOLTAICA LIGADA À
REDE ELÉTRICA: ATRATIVIDADE PARA
O CONSUMIDOR FINAL E POSSÍVEIS
IMPACTOS NO SISTEMA ELÉTRICO**

**Andrea Felipe Cabello
Fabiano Mezadre Pompermayer**

ENERGIA FOTOVOLTAICA LIGADA À REDE ELÉTRICA: ATRATIVIDADE PARA O CONSUMIDOR FINAL E POSSÍVEIS IMPACTOS NO SISTEMA ELÉTRICO*

Andrea Felipe Cabello**

Fabiano Mezadre Pompermayer***

* Os autores agradecem a Carlos Campos Neto, João Maria Oliveira e Lucas Mation pelos comentários e sugestões.

** Pesquisador da Diretoria de Estudos e Políticas Setoriais de Inovação, Regulação e Infraestrutura (Diset) do Ipea.

*** Técnico de Planejamento e Pesquisa da Diretoria de Estudos e Políticas Setoriais de Inovação, Regulação e Infraestrutura (Diset) do Ipea.

Governo Federal

**Secretaria de Assuntos Estratégicos da
Presidência da República**
Ministro Wellington Moreira Franco



Fundação pública vinculada à Secretaria de Assuntos Estratégicos da Presidência da República, o Ipea fornece suporte técnico e institucional às ações governamentais – possibilitando a formulação de inúmeras políticas públicas e programas de desenvolvimento brasileiro – e disponibiliza, para a sociedade, pesquisas e estudos realizados por seus técnicos.

Presidente

Marcelo Côrtes Neri

Diretor de Desenvolvimento Institucional

Luiz Cezar Loureiro de Azeredo

Diretor de Estudos e Relações Econômicas e Políticas Internacionais

Renato Coelho Baumann das Neves

Diretor de Estudos e Políticas do Estado, das Instituições e da Democracia

Alexandre de Ávila Gomide

Diretor de Estudos e Políticas Macroeconômicas, Substituto

Cláudio Hamilton Matos dos Santos

Diretor de Estudos e Políticas Regionais, Urbanas e Ambientais, Substituto

Miguel Matteo

Diretora de Estudos e Políticas Setoriais de Inovação, Regulação e Infraestrutura

Fernanda De Negri

Diretor de Estudos e Políticas Sociais

Rafael Guerreiro Osorio

Chefe de Gabinete

Sergei Suarez Dillon Soares

Assessor-chefe de Imprensa e Comunicação

João Cláudio Garcia Rodrigues Lima

Ouvidoria: <http://www.ipea.gov.br/ouvidoria>

URL: <http://www.ipea.gov.br>

Texto para Discussão

Publicação cujo objetivo é divulgar resultados de estudos direta ou indiretamente desenvolvidos pelo Ipea, os quais, por sua relevância, levam informações para profissionais especializados e estabelecem um espaço para sugestões.

© Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada – **ipea** 2013

Texto para discussão / Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada.- Brasília : Rio de Janeiro : Ipea , 1990-

ISSN 1415-4765

1. Brasil. 2. Aspectos Econômicos. 3. Aspectos Sociais.
I. Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada.

CDD 330.908

As opiniões emitidas nesta publicação são de exclusiva e inteira responsabilidade do(s) autor(es), não exprimindo, necessariamente, o ponto de vista do Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada ou da Secretaria de Assuntos Estratégicos da Presidência da República.

É permitida a reprodução deste texto e dos dados nele contidos, desde que citada a fonte. Reproduções para fins comerciais são proibidas.

JEL: Q42; Q48.

SUMÁRIO

SINOPSE

ABSTRACT

1 INTRODUÇÃO	7
2 REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES E A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	8
3 A EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL EM GERAÇÃO FOTOVOLTAICA	11
4 O PANORAMA NO BRASIL EM GERAÇÃO FOTOVOLTAICA.....	13
5 CUSTO DA ENERGIA FOTOVOLTAICA	17
6 COMPARAÇÃO COM AS TARIFAS RESIDENCIAIS DE ENERGIA ELÉTRICA	25
7 POSSÍVEIS IMPACTOS NO SISTEMA ELÉTRICO.....	29
8 CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	36
REFERÊNCIAS	38
APÊNDICE	40

SINOPSE

Este trabalho discute a inserção da microgeração distribuída de energia elétrica a partir da energia solar fotovoltaica. Apresentou-se um resumo da experiência internacional na inserção desta tecnologia, comparando seus objetivos com a situação brasileira. É feita uma avaliação da atratividade econômica de se instalarem painéis fotovoltaicos em residências brasileiras, com base no custo da energia elétrica convencional, fornecida pelas concessionárias de distribuição. Esta avaliação considera a oferta de equipamentos no mercado doméstico e os índices de insolação de cada região, bem como as tarifas residenciais praticadas em 2012. Alguns municípios já teriam o custo da energia fotovoltaica bem próximo das tarifas praticadas, em especial nas situações com alíquotas de impostos mais elevadas. Confirmada a possibilidade desta energia se tornar viável nos próximos anos, discutiram-se alguns impactos de sua inserção no sistema elétrico brasileiro, em especial o fato de que sua geração ocorre em horário do dia distinto do horário de pico de consumo na rede elétrica. Como sugestão de política pública para minimizar este problema, recomendou-se que o usuário, que se tornar microgerador e quiser injetar a energia excedente na rede elétrica, seja obrigado a migrar para a tarifa horossazonal, chamada de Tarifa Branca na classe de consumo residencial. Desta forma, a energia injetada seria remunerada a um preço mais condizente com o custo da energia elétrica no instante em que a energia solar está disponível.

Palavras-chave: energia solar fotovoltaica; política tarifária.

ABSTRACTⁱ

This paper discusses the insertion of distributed microgeneration of electricity using solar photovoltaics. We present, briefly, the international experience implementing solar energy programs, comparing their goals with the Brazilian situation. An evaluation of the economic attractiveness of installing photovoltaic panels on homes in Brazil is developed, based on the fares of conventional electricity supplied by utilities. This analysis considers the supply of such equipment in the domestic market and the insolation rates of each region, as well as the fares for residential consumers prevailing in 2012.

i. As versões em língua inglesa das sinopses desta coleção não são objeto de revisão pelo Editorial do Ipea.
The versions in English of the abstracts of this series have not been edited by Ipea's publishing department.

In some cities, the cost of photovoltaic energy would already be low enough in comparison with such fares, especially in situations with higher tax rates. Confirmed the possibility of this kind of energy become viable in the years ahead, we discuss some impacts of its insertion in the Brazilian electric system, especially the fact that this generation occurs at different times of the day-peak consumption in the electric grid. As a public policy suggestion to minimize this problem, we recommend that the user, who becomes a microgenerator and want to inject excess power on the grid, is required to migrate to the hourly fare scheme, called the White Fare in the residential consumption class. Thus, the energy injected would be remunerated at a price more in line with the cost of electricity at the moment that the solar energy is available.

Keywords: photovoltaic solar energy; tariff policy.

1 INTRODUÇÃO

O setor elétrico mundial vem discutindo diversas medidas em favor da implementação de redes elétricas inteligentes, as chamadas *smart grid*. De forma geral, estas medidas incluem melhorias em tecnologias de controle, monitoramento, automação, comunicação e armazenamento de energia elétrica cujo objetivo é fazer melhor uso dos recursos existentes. A ideia é que, com o maior número de informações em tempo real, a resposta tanto das distribuidoras quanto dos consumidores a problemas e aumentos de custos do sistema seja mais rápida, de modo que a geração e o consumo de energia elétrica tornar-se-iam mais eficientes.

Essa maior automação da rede também facilitaria o emprego da geração distribuída, ao permitir a interligação de pequenas fontes de geração de energia elétrica ao sistema. Tradicionalmente, a geração de energia elétrica é feita por plantas de grande porte que tiram proveito de economias de escala, mas que muitas vezes estão distantes dos polos de consumo e incorrem em riscos ambientais altos. Um sistema com geração distribuída seria aquele em que há diversos microgeradores dispersos na rede elétrica, além da geração centralizada. Estes microgeradores poderiam ou não estar interligados à rede. Além disso, eles poderiam ou não retornar energia à rede, vendendo a energia produzida caso essa exceda o consumo próprio.

Entre as alternativas tecnológicas para a implantação de microssistemas de geração de energia elétrica, microgeração distribuída, a energia fotovoltaica é a que mais vem sendo discutida e testada, devido à sua maior facilidade de instalação e mais simples operação e manutenção. A contínua redução de preço dos painéis fotovoltaicos no mercado internacional, principal insumo destes sistemas, também tem propiciado a disseminação desta fonte alternativa. Ainda assim, é uma tecnologia que demanda incentivos públicos para a sua adoção.

O objetivo deste texto é analisar a necessidade de incentivos para a implantação de um amplo sistema de geração distribuída – a base de energia solar fotovoltaica – no Brasil, sobretudo no contexto da discussão acerca das redes elétricas inteligentes. O foco é o consumidor residencial de energia elétrica, conectado à rede, e que investiria em módulos fotovoltaicos para transformação de energia solar em energia elétrica. Foi estimado o custo da energia gerada em tais sistemas e comparou-se às tarifas de energia elétrica vigentes para estes consumidores. Avaliaram-se, também, alguns possíveis impactos na rede elétrica e na distribuição de seus custos entre os consumidores.

O texto está composto de oito seções. A seção dois discute a relação entre redes elétricas inteligentes e a microgeração distribuída, enquanto as seções três e quatro abordam, respectivamente, a experiência internacional e o panorama brasileiro em relação à microgeração distribuída. A seção cinco descreve a metodologia dos cálculos de custos da energia fotovoltaica enquanto a seis analisa os resultados obtidos em comparação às tarifas de energia elétrica. A seção sete discute alguns impactos na rede elétrica caso a participação da geração fotovoltaica distribuída na matriz elétrica brasileira se torne relevante. A última seção apresenta os comentários finais.

2 REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES E A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A falta de uma definição precisa do conceito de redes elétricas inteligentes não impede que algumas características comuns sejam listadas. A maior parte das definições de uma rede inteligente considera o emprego de medidores e de transmissão de dados para um maior uso de informações para melhorar as decisões operacionais (Potter, Archambault e Westrick, 2009). Além disso, são mencionados uma maior automação e o uso de protocolos de operação dinâmicos, que responderiam imediatamente à informação recebida do consumidor final.

Considera-se também a possibilidade de um fluxo biunívoco de informações pelo qual tanto a distribuidora quanto o consumidor poderiam acompanhar, em tempo real, a evolução do uso de energia e responder imediatamente a qualquer alteração no sistema. Argumenta-se que este sistema deve ser mediado por um sistema de preços dinâmicos que proporcionasse ao consumidor final os incentivos adequados para ele responder às informações geradas pelo sistema. Ainda é mencionada a possibilidade de autorrecuperação – o termo em inglês *self healing* –, ou seja, a rede teria capacidade de detectar, analisar e corrigir eventuais problemas remotamente de forma rápida e menos custosa.

Prevê-se que essas características, ao permitirem uma alocação de recursos mais eficiente, levariam à redução do pico de demanda de carga. Além disso, as distribuidoras também esperam uma queda nas perdas não técnicas advindas de fraudes. Assim, a expectativa é de uma redução no custo operacional devido à detecção mais rápida e remota de problemas e acredita-se na queda da necessidade de investimentos para a expansão da capacidade de geração, transmissão e distribuição.

Além disso, a rede inteligente permitiria maior espaço a fontes alternativas de geração de energia, menos poluentes, de dimensões menores e dependentes de condições climáticas, de forma fácil e transparente, como um sistema *plug and play* (Falcão, 2009). Também é considerada a possibilidade de um fluxo biunívoco de energia em que o consumidor final poderia ser um microgerador de energia ao se conectar na rede, fornecendo energia elétrica para distribuidora quando conveniente. Isso é importante, pois fontes como a energia solar e a energia eólica têm seu pico de produção em horários diferentes dos picos de consumo, logo a adaptação a estas fontes deve ser feita por meio de melhorias no armazenamento de energia e comunicação ao longo do sistema, e com o uso imediato de informação fornecida tanto pela rede quanto por fontes externas, como a previsão meteorológica (Potter, Archambault e Westrick, 2009). Desta forma, as redes elétricas inteligentes facilitariam a adoção da geração distribuída.

Tradicionalmente, a geração de energia elétrica é feita por plantas centralizadas, distantes dos polos de consumo. Embora existam ganhos de escala importantes nessa estratégia, ela também acarreta custos crescentes com transmissão e distribuição, uma vez que a tendência é de que essas plantas sejam localizadas cada vez mais distantes dos centros de consumo (Jannuzzi, Gomes e Varella, 2009). Atualmente, com o desenvolvimento de tecnologias e políticas de incentivo em alguns países, a geração distribuída já surge como alternativa complementar a este modelo centralizado.

Os sistemas de geração distribuída podem ser isolados ou integrados à rede.¹ Em sistemas isolados, a energia consumida é totalmente gerada por um sistema de geração de eletricidade individual – uma unidade de consumo ou um grupo delas –, como por exemplo, um painel fotovoltaico. A integração com a rede permite a complementação do consumo pela compra de energia da rede ou pela venda da energia excedente para a distribuidora. Em alguns sistemas, como na Alemanha, é realizada a venda de toda a energia gerada e não somente da excedente, uma vez que a tarifa paga por esta excede a tarifa da concessionária (Brasil, 2009).

Jannuzzi, Gomes e Varella (2009) enfatizam o papel do armazenamento de energia em sistemas isolados, algo menos importante caso o sistema seja integrado à rede elétrica.

1. Para uma revisão sobre os diversos critérios de classificação ver Camargo, Oliveira e Severino (2008).

Assim, nos sistemas integrados à rede, a energia gerada, usualmente, atende somente as necessidades de consumo durante o dia, principalmente no caso da energia solar, já durante a noite, o consumo deve ser feito com base na energia obtida da concessionária.

Atualmente no Brasil, há somente sistemas autônomos e conectados à rede em caráter experimental. A maior parte é usada para eletrificação rural em áreas isoladas, o que facilita sua viabilidade econômica, devido aos altos custos de expansão da rede elétrica convencional para estas comunidades.²

Em relação à fonte de energia utilizada para a microgeração de energia elétrica, geralmente desconsidera-se o uso de energia eólica, uma vez que em áreas urbanas os ventos tendem a ser mais fracos e turbulentos do que os necessários para a geração adequada, e devido ao sistema de fixação e instalação dos (micro)aerogeradores ser mais complexo e custoso. Como se está avaliando a viabilidade da microgeração distribuída conectada à rede em larga escala, este trabalho foca somente no uso de energia solar, por meio de painéis fotovoltaicos. É claro que cidades e bairros com alta incidência e regularidade de ventos podem ser particularmente interessantes para a microgeração eólica. Uma metodologia semelhante à apresentada neste trabalho pode ser utilizada para avaliar a viabilidade econômica de tais sistemas.

A tecnologia para painéis fotovoltaicos é antiga, entretanto, desenvolvida inicialmente para aplicações somente em satélites, devido ao seu alto custo. Atualmente, tais painéis têm uma ampla gama de utilização como telecomunicações e bombeamento de água. O uso de painéis fotovoltaicos permite a geração de energia em áreas urbanas, o que diminui gastos com transmissão e geralmente requer poucos gastos com instalação de infraestrutura adicional. Jannuzzi, Gomes e Varella (2009) apontam inclusive para benefícios estéticos deste tipo de equipamento em edificações.

Nos últimos anos, houve uma grande expansão da capacidade instalada de painéis fotovoltaicos no mundo, onde se destacam Alemanha, Japão, Estados Unidos e Espanha. Jannuzzi, Gomes e Varella (2009) creditam a políticas públicas implementadas por estes países a sua liderança no setor. Atualmente, boa parte da demanda por painéis fotovoltaicos

2. Seção de perguntas e repostas do CRESESB. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/content.php?catid%5B%5D=2&catid%5B%5D=5>>.

vem da Europa e a produção é feita, em sua maior parte, na Ásia, principalmente por Japão, China e Taiwan (Brasil, 2009). O Brasil ainda não tem expressão neste segmento.

O esquema de incentivos à geração fotovoltaica distribuída mais usado é o sistema de preços. O tipo de incentivo mais comum é o da tarifa-prêmio, conhecido em inglês como *feed in tariff*, no qual toda a energia é revendida à rede. O valor desta tarifa supera a tarifa convencional, tornando mais vantajosa a venda de toda a energia gerada. O objetivo deste esquema é garantir ao investidor uma taxa interna de retorno que permita a viabilidade do investimento. Além disso, esse sistema permite que os investimentos iniciais sejam realizados por agentes privados, sem gastos iniciais para o governo, já que estes investimentos serão remunerados posteriormente por repasses feitos a consumidores e concessionárias (Brasil, 2009).

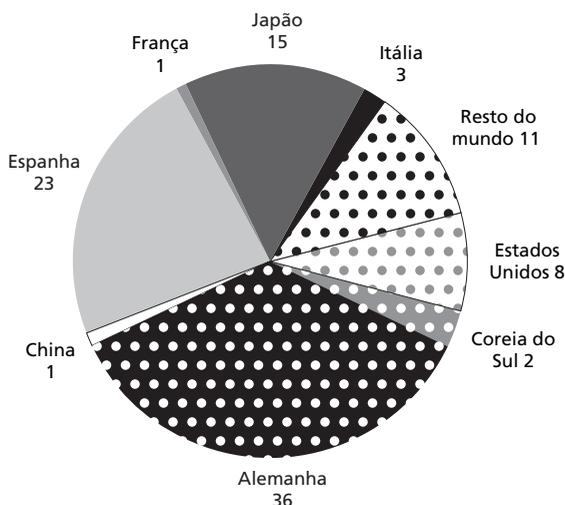
3 A EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL EM GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

A Alemanha é, hoje, o país com a maior potência instalada de sistemas fotovoltaicos para a geração de energia elétrica, seguida por Japão, Estados Unidos e Espanha, que também possuem capacidades instaladas consideráveis, como pode ser visto no gráfico 1. Estima-se que a capacidade instalada total supere 14.500 MW.

GRÁFICO 1

Participação na capacidade instalada para geração fotovoltaica nos principais países no mundo

(Em %)



Fonte: International Energy Agency (IEA, 2010).

Além da forte presença no mercado de geração distribuída de energia solar, esses países têm em comum o fato de que tal desenvolvimento só foi possível por meio de incentivos governamentais. No caso da Alemanha e da Espanha, isso ocorreu por meio de um sistema de preços. Já no caso de Japão e Estados Unidos, o objetivo foi alcançado por meio de subsídios, descontos e reduções de impostos na compra dos equipamentos, o que garantiu a viabilidade do investimento (Jannuzzi, Gomes e Varella, 2009).

Na Alemanha, as discussões sobre o uso de fontes alternativas datam da década de 1970 e focavam-se em tentativas de redução do uso de combustíveis fósseis e eventualmente da energia nuclear, devido a questões relacionadas a custos, meio ambiente e segurança. A partir da década de 1990, foi utilizado um sistema de preços em que uma tarifa prêmio – superior à tarifa convencional da concessionária – era paga por toda a energia gerada e fornecida à rede (Brasil, 2009), mas incluindo também apoio à P&D para o desenvolvimento da tecnologia necessária (CPI, 2011).

Com essa expansão considerável da capacidade de geração, houve também um incentivo ao desenvolvimento de uma infraestrutura produtiva local para componentes e de associações de fabricantes e geradores que pressionavam por políticas favoráveis ao setor (Brasil, 2009).

No Japão, a instalação de sistemas fotovoltaicos residenciais recebeu subsídios governamentais que inicialmente cobriam metade dos custos de instalação, porém, estes subsídios eram decrescentes ano a ano, com o objetivo de criar uma fonte estável de energia elétrica, sob mecanismos de mercado, e que não fosse nociva ao meio ambiente. Também já havia a preocupação de incentivar programas de grande escala em aplicações não residenciais. Durante a vigência do programa, a taxa média anual de crescimento nas instalações de painéis foi de 40%. No entanto, quando o programa chegou ao fim, em 2007, houve uma clara queda no número de novas instalações, o que mostra a importância de incentivos governamentais para a adoção deste tipo de tecnologia (Myojo e Ohashi, 2012).

O caso americano é caracterizado por um crescimento gradual com base em incentivos locais. Os principais programas estão nos estados da Califórnia e de Nova Jersey. Eles incluem descontos na conta de energia elétrica ao consumidor residencial que utilizar energia renovável, dependendo do desempenho de seu painel solar, o que

inclui fatores como ângulo de instalação e localização, além da própria capacidade, de modo a incentivar a geração máxima de energia solar, buscando aumentar a participação deste tipo de energia na matriz energética.³

Na Espanha também foi estabelecida uma tarifa prêmio diferenciada que permitia rentabilidade ao investimento. O mercado espanhol foi bastante beneficiado pelo desenvolvimento alemão do período e pelas variações do preço do petróleo durante a década de 2000. Em 2007, o crescimento do mercado fotovoltaico espanhol foi da ordem de 450% (Jannuzzi, Gomes e Varella, 2009).

Todos estes incentivos aparentemente ajudaram a criar um mercado de painéis fotovoltaicos, cujos preços caíram consideravelmente na última década. Na Europa, por exemplo, o preço dos painéis estava um pouco acima dos € 4 por watt de potência, em 2000, chegando a cerca de € 1,7 por watt, em 2010. É provável que parte desta redução seja fruto da própria evolução tecnológica do setor.

4 O PANORAMA NO BRASIL EM GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

O Brasil, no entanto, apresenta situação diferente dos países líderes no uso de energia solar distribuída. Nestes países, como Alemanha, Espanha e Japão, tradicionalmente o uso de tecnologias poluidoras como termoeletricas, ou tidas como não seguras como a energia nuclear, é maior, de modo que a questão ambiental aparece como um incentivo mais importante. Além disso, há poucas alternativas renováveis para a geração de energia, de modo que tecnologias mais caras acabam sendo usadas com o objetivo de diversificação da matriz energética (Brasil, 2009). Esse não é o caso do Brasil, já que boa parte de sua energia vem de usinas hidrelétricas. Além disso, há outras fontes alternativas de geração de energia elétrica como a eólica e a oriunda de biomassa, que apresentam custos inferiores à energia solar produzida por painéis fotovoltaicos.

Assim, para o Brasil, a energia produzida por sistemas fotovoltaicos distribuídos conectados à rede ainda é uma tecnologia cara, não totalmente justificável frente às alternativas disponíveis no sistema brasileiro. Deve-se lembrar, ainda, que a forma como

3. Disponível em: <www.gosolarcalifornia.ca.gov/about/csi.php>.

seus custos serão repartidos entre consumidores, concessionárias e governo não é clara e pode causar rejeição ao processo (Jannuzzi, Gomes e Varella, 2009).

Atualmente, os principais incentivos ao investimento em maior eficiência do setor elétrico nacional – aqueles que motivam as discussões em torno de redes elétricas inteligentes e de geração distribuída – estão relacionados às perdas não técnicas das distribuidoras advindas de fraude e com o pico de energia elétrica. Este último ocorre, em geral, no início do período noturno, ou seja, entre as 18h00 e 22h00. No entanto, esta última motivação, a necessidade de tornar menos intensos os picos de consumo de energia elétrica, não seria contemplada pela instalação de painéis fotovoltaicos sem o uso de baterias em residências. Há, em verdade, até a possibilidade de este problema ser agravado, uma vez que ao reduzir o consumo de energia elétrica proveniente da distribuidora durante o dia, a geração distribuída estará criando mais ociosidade no sistema como um todo, uma vez que a capacidade de geração deve ser dimensionada para o pico. No caso de edifícios comerciais e prédios públicos, há uma coincidência entre o período de consumo e o de geração, o que tornaria este tipo de investimento mais viável nestas edificações.⁴ Isso significa, então, que considerando o consumidor residencial, a geração distribuída talvez não tenha os efeitos esperados de diminuir a necessidade de expansão da capacidade de geração centralizada, nem de aumentar a eficiência do sistema, devido à possibilidade de aumento da ociosidade do sistema durante o dia.

Apesar dessas diferenças quanto às outras experiências internacionais, a viabilidade econômica futura no Brasil ainda poderá ser alcançada tanto pelo avanço tecnológico, quanto pelos ganhos de escala e de concorrência advindos da penetração crescente da tecnologia no mercado. Além disso, alguns fatores como o possível aumento da distância entre centros geradores e polos consumidores, a inserção de hidrelétricas a fio d'água e o maior uso de termoeletricas podem levar a uma tendência de aumento nas tarifas de energia elétrica, o que incentivaria a adoção de uma solução distribuída com base em energia solar (Brasil, 2009).

4. Tal contribuição seria importante no caso de aparelhos de ar-condicionado em regiões quentes, com forte insolação, uma vez que tanto o consumo como o potencial para geração são altos. Deve-se lembrar que na região norte, os gastos com ar-condicionado são particularmente elevados (Eletrobras, 2007). Este também seria o caso da Distribuidora Light no Rio de Janeiro.

Há alguns fatores que favoreceriam uma expansão do mercado de módulos fotovoltaicos no Brasil: o fato do Brasil ter grandes reservas de quartzo e silício (CGEE, 2009), matéria-prima importante para a construção dos painéis, e possuir um potencial solar muito favorável à geração. Por exemplo, os níveis médios de insolação no Brasil variam de 4,25 a 5,50 kWh/m²/dia. Como comparação, na Alemanha estes índices variam entre 2,5 e 3,4 kWh/m²/dia e, na Espanha, de 3,3 a 5,1 kWh/m²/dia (Pereira *et al.*, 2006; EPE, 2012).

No entanto, há obstáculos importantes ainda: a produção brasileira no setor é incipiente e não há uma infraestrutura adequada para a produção de equipamentos nacionais na escala necessária. Isso ocorre devido ao seu alto custo e à falta de uma cadeia produtiva consolidada (Brasil, 2009). Além disso, há falta de recursos humanos, ausência de integração entre centros de pesquisa e empresas e grande necessidade de pesquisa e desenvolvimento tecnológico (Jannuzzi, Gomes e Varella, 2009).

Devem-se considerar, ainda, o padrão de renda dos consumidores de energia elétrica no Brasil e a possível distribuição de custos de investimento entre consumidores, concessionárias e governos. No país, a capacidade de realizar investimentos de grande porte sem subsídios e financiamentos pelos consumidores é inferior ao dos países desenvolvidos, devendo ser levada em conta em estudos de viabilidade.

Uma base regulatória adequada também se torna necessária, ainda mais se for antecipada a queda nos custos que este tipo de tecnologia deve apresentar nos próximos anos, o que deveria permear ações não somente do Ministério de Minas e Energia (MME) como também do Ministério de Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior – MDIC (Brasil, 2009).

O estabelecimento de um marco regulatório também será necessário para fazer frente a um possível desequilíbrio econômico-financeiro que um sistema de geração distribuída pode impor às concessionárias de energia elétrica. Estes problemas surgirão de diversas fontes. Em primeiro lugar, há a própria queda na demanda pela geração centralizada e transmissão, o que pode afetar a rentabilidade de alguns investimentos de longo prazo. Em segundo lugar, a geração distribuída tem o potencial de aumentar a ociosidade do sistema elétrico durante o dia, indiretamente agravando o pico de consumo, principalmente se for empregada sem o uso de baterias que permitam que a energia gerada

durante o dia seja utilizada durante a noite. Neste caso, o sistema centralizado será obrigado a ter potência instalada utilizada a plena capacidade em apenas algumas horas da noite, enquanto o nível de ociosidade durante o restante do dia se tornaria maior que o atual.

A Resolução da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) nº 482/2012 já regulamenta a conexão de microgeradores à rede de distribuição, com a possibilidade de “vender” a energia excedente usando um sistema de compensação entre a distribuidora e o consumidor. Esta compensação ocorreria por posto tarifário, isto é, a tarifa usada para remunerar a energia excedente dependeria do horário em que fosse gerada.⁵

Já há alguns esforços no setor que permitiriam a viabilização deste sistema no Brasil. A necessidade de uma estrutura de pesquisa e desenvolvimento (P&D) estabelecida já está sendo suprida por esforços da ANEEL por meio de seu programa de incentivos à P&D compulsório. Além disso, o MME também tem patrocinado grupos de estudos nesse sentido.

Apesar de não haver um programa de incentivo direcionado à geração distribuída no Brasil, algumas iniciativas devem ser mencionadas. O Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios (PRODEEM), incorporado no Programa Luz para Todos, comprou por meio de licitação internacional o equivalente a 5 MW(p)⁶ em capacidade instalada de painéis fotovoltaicos para instalação em mais de 7 mil comunidades. O foco destes dois programas, no entanto, ainda não é integrá-las à rede e sim atender comunidades isoladas (Brasil, 2009).

Há ainda políticas de incentivo a fontes alternativas de geração, mas sem foco em energia distribuída, como o Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), que incentiva o uso de pequenas centrais hidráulicas, biomassa e energia eólica, mas que ainda não tiveram resultados próximos aos dos países mencionados neste trabalho.

5. Em trabalho publicado em 2011, Benedito e Zilles (2011) listaram como barreiras à adoção da microgeração fotovoltaica no Brasil os seguintes pontos: a ausência de uma regulamentação específica e de um padrão de conexão, dificuldades de medição da energia gerada e de gestão de muitos sistemas operando em paralelo com a rede, a necessidade de licença ambiental para registro, o repasse à tarifa limitado a um valor de referência e a indefinição sobre a implantação de mecanismos de incentivo. Desde então, novas resoluções foram propostas visando montar este incipiente marco regulatório, algo que os autores já percebiam estar em curso.

6. MW(p): megawatt no pico de potência de geração.

Além disso, pode-se mencionar que a opção estratégica em favor da microeletrônica dentro da Política de Desenvolvimento Produtivo brasileira também pode vir a favorecer a indústria fotovoltaica no país, uma vez que ambos os setores dependem da expansão da produção de silício purificado, o que ajudaria a reduzir os custos do produto nacional (Brasil, 2009).

5 CUSTO DA ENERGIA FOTOVOLTAICA

O objetivo desta seção é descrever os cálculos realizados no presente trabalho. Busca-se investigar se, do ponto de vista do consumidor, a instalação de um painel fotovoltaico para geração de energia já é viável financeiramente. Este questionamento é importante tendo em vista as possibilidades da introdução de um sistema de geração distribuída no país.

A viabilidade financeira será constatada se o valor gasto para instalar os painéis mostrar-se inferior aos gastos que o consumidor incorre com a compra de energia elétrica de sua distribuidora. Para isto será calculado o custo médio da energia gerada pelo sistema fotovoltaico, considerando o investimento nos equipamentos e instalação, os custos de operação e manutenção, a vida útil e o custo de capital (taxa de desconto), e ainda a produtividade do sistema, que depende da insolação do local onde for instalado. Este custo é então comparado com a tarifa paga pela energia elétrica. Indiretamente, também foi considerado o padrão de renda e os hábitos atuais dos consumidores. Assim, mesmo que do ponto de vista da tarifa o sistema fotovoltaico venha a ser viável, é importante saber se o gasto que o consumidor tem com energia durante a vida útil do equipamento de fato justificaria um investimento tão grande.

Para definir o tamanho do sistema fotovoltaico a ser avaliado, primeiro identificou-se o gasto médio mensal com energia elétrica residencial, com base nos dados da Pesquisa de Orçamento Familiar (POF), realizada pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) em 2008. Segundo esta pesquisa, a média da despesa mensal com energia elétrica era de R\$ 60,27. Isto correspondia, à época, a um consumo em torno de 150 kWh/mês. Porém, há uma amplitude considerável nestes gastos tanto em termos de renda, quanto em termos de regiões, já que o consumo de energia elétrica não é homogêneo em relação a estas variáveis (tabela 1).

TABELA 1
Despesa familiar mensal média em energia elétrica por classe de rendimento e por região do país (2008)
 (Em R\$)

Região do país	Total	Classes de rendimento total e variação patrimonial mensal familiar						
		Até R\$ 830	Mais de R\$ 830 a R\$ 1.245	Mais de R\$ 1.245 a R\$ 2.490	Mais de R\$ 2.490 a R\$ 4.150	Mais de R\$ 4.150 a R\$ 6.225	Mais de R\$ 6.225 a R\$ 10.375	Mais de R\$ 10.375
Norte	51,17	22,21	31,89	46,23	86,76	102,14	156,83	235,58
Nordeste	36,19	18,17	26,31	38,30	64,49	87,84	119,02	185,18
Sudeste	72,57	34,89	46,66	62,97	78,31	100,74	117,14	171,32
Sul	67,83	38,17	45,10	61,48	78,52	96,71	105,40	128,58
Centro-Oeste	64,49	36,40	46,43	58,44	80,05	100,67	102,75	169,80
Brasil	60,27	26,21	38,57	56,10	77,09	98,44	115,63	169,18

Fonte: Pesquisa de Orçamentos Familiares (IBGE, 2008).
 Elaboração dos autores.

Algumas peculiaridades de consumo surgem entre as regiões, como a baixa utilização de chuveiros elétricos nas regiões Norte e Nordeste e o grande uso de condicionadores de ar (tanto refrigeradores quanto aquecedores) nas regiões Norte e Sul, por exemplo (Eletrobras, 2009). Além disso, as tarifas variam bastante entre as distribuidoras, o que leva a uma faixa de consumo entre 50 e 500 kWh/mês por residência, apenas considerando as médias de despesa por região e classe de rendimento.

Comparando as despesas com energia elétrica e as rendas médias em cada classe, observa-se que, de forma geral, trata-se de um item de despesa pouco relevante. Nas famílias de renda mais baixa, fica entre 3% e 5% do rendimento mensal, caindo a pouco mais de 1% nas famílias de renda mais alta. Esta informação é relevante, pois uma possível economia neste item acaba tendo pouco impacto na despesa total da família. Assim, mesmo que a instalação de sistemas fotovoltaicos em residências apresente um custo de geração de energia mais baixo que a tarifa da distribuidora, o consumidor pode não adotar tal tecnologia, devido à pequena economia produzida a partir de um elevado investimento inicial, além das incertezas inerentes a projetos de maturação longa e a novas tecnologias.

Com base nessas estimativas, realizou-se uma cotação dos preços de mercado referentes aos equipamentos necessários para a geração de energia elétrica por meio de painel fotovoltaico. Esses painéis transformam energia solar em energia elétrica de

corrente contínua e geralmente são feitos de silício. Para montar um sistema fotovoltaico são necessários os equipamentos listados a seguir.

- 1) Painel fotovoltaico – cuja função é gerar energia elétrica a partir da energia solar.
- 2) Inversor de corrente – cuja função é converter a energia elétrica de corrente contínua para corrente alternada, para o uso de eletrodomésticos tradicionais.
- 3) Controlador de carga – sua função é evitar uma sobrecarga ou descarga excessiva.
- 4) Baterias – cuja função é armazenar a energia gerada para uso fora do período de geração (durante a noite ou em dias com pouca radiação solar).

No caso de sistemas integrados à rede, o uso de baterias pode não ser necessário. A vida útil desses equipamentos varia. Enquanto os painéis têm vida útil estimada entre 20 e 30 anos, os inversores e controladores de carga têm uma expectativa de uso de 10 anos, enquanto as baterias duram somente cinco anos. No entanto, os custos de operação e manutenção tendem a ser baixos. Foi considerado um custo anual para a operação e manutenção de 1% do investimento inicial (EPE, 2012).

O maior *kit* pré-montado encontrado foi um com quatro painéis fotovoltaicos de 135 W(p), um controlador de carga de 40 amperes e um inversor de tensão para 1.500 W, de 12 Vcc para 120 Vac;⁷ avaliado em torno de R\$ 5.500,00. O fornecedor⁸ deste *kit* promete uma produção diária de 2.700 Wh/dia (considerando cinco horas de sol pleno por dia) ou 81 kWh/mês de produção máxima de energia. O fornecedor deste equipamento recomenda, ainda, a utilização de quatro baterias estacionárias de 220 Ah,⁹ cujo orçamento é em torno de R\$ 900,00 cada, totalizando R\$ 3.600,00.¹⁰ Foram considerados ainda custos de instalação de R\$ 500 para este *kit*.

A pesquisa de preço foi limitada, devido à limitação de recursos para sua realização. Foram consideradas apenas as ofertas disponíveis na internet. Foram encontrados

7. Vcc: volts em corrente contínua; Vac: volts em corrente alternada.

8. Minha Casa Solar, cotação em junho de 2012. Disponível em: <<http://www.minhacasasolar.com.br>>.

9. Ah: ampere-hora. Corresponde a unidade de energia.

10. As restrições técnicas destes equipamentos, como o fato de que alguns eletrodomésticos não podem ser utilizados com este tipo de geração foram desconsideradas neste estudo.

alguns fornecedores que apresentam seus preços diretamente em suas páginas da internet (ex.: Minha Casa Solar, NeoSolar e Brasil Hobby)¹¹ e outros que apresentam apenas seus produtos (ex.: Kyocera, Solarex e Siemens).¹² Há ainda fornecedores individuais que utilizam portais de compra, venda e troca de mercadorias diversas, como Mercado Livre, OLX e Alibaba. Não foi realizada qualquer negociação direta de preços, o que indica a possibilidade de alguma redução nos valores encontrados. Por conseguinte, entre os ofertantes que disponibilizam os preços de seus produtos, não foi observada grande variação do preço por unidade de potência dos painéis. Assim, o *kit* escolhido se encontra na faixa de preços regulares disponíveis para compras no varejo.

Como a vida útil esperada do inversor de corrente e do controlador de carga é de 10 anos, considerou-se também um reinvestimento no décimo ano no valor de R\$ 1.300,00, relativo a estes dois equipamentos. Por fim, a taxa de desconto de referência neste trabalho é de 5% ao ano (a.a.), mas algumas análises de sensibilidade serão realizadas a respeito deste parâmetro. A tabela 2 resume os principais parâmetros da análise.

TABELA 2
Parâmetros da avaliação do custo da energia fotovoltaica

Descrição	Valor	Observação
Kit (sem bateria)	R\$ 6.000	Apenas no ano zero
Baterias	R\$ 3.600	Nos anos zero, cinco, dez e quinze
Inversor e controlador	R\$ 1.300	No ano dez (para o ano zero já está incluso no <i>kit</i>)
Custos de operação e manutenção	R\$ 60 a.a.	
Vida útil (horizonte da análise)	20 anos	Vida útil esperada dos painéis fotovoltaicos
Taxa de desconto	5% a.a.	
Energia gerada	81 kWh/mês	Máxima, equivalente a cinco horas de sol pleno por dia

Elaboração dos autores.

Foi considerado este conjunto de equipamentos, pois foi o maior *kit* pré-montado encontrado no mercado. Deve ser observado, no entanto, que sua produção máxima fica abaixo da média do consumo residencial brasileiro, apesar de já acima do consumo de famílias de baixa renda. Para obter maior produção, vários *kits* poderiam ser insta-

11. Minha Casa Solar, disponível em: <<http://minhacasasolar.lojavirtualfc.com.br>>; NeoSolar, disponível em: <<http://www.neosolar.com.br>>; Brasil Hobby, disponível em: <<http://www.brasilhobby.com.br>>.

12. Kyocera, disponível em: <<http://www.kyocerasolar.com.br>>; Solarex, disponível em: <<http://www.solarex.com.br>>; Siemens disponível em: <<http://www.energy.siemens.com/br/pt/geracao-de-energia/renovaveis/energia-solar/?stc=brccc020019>>.

lados em uma mesma residência. Porém é provável que existam ganhos de escala em sistemas maiores.

O uso de baterias permitiria que a energia gerada durante o dia fosse utilizada em outro período. Sem o uso de baterias, a instalação de painéis fotovoltaicos não permite a solução de um dos maiores problemas da demanda de energia elétrica no país, o pico de energia elétrica que ocorre em horário diferente do qual a energia solar seria gerada. Assim, pode-se calcular o custo unitário da energia gerada conforme a equação a seguir:

$$(1) \quad \text{Custo}_{\text{unitário}} = \frac{\sum_{i=0}^{20} [(Inv_i + C.O\&M_i) \times (1 + taxa)^{\frac{1}{i}}]}{\sum_{i=0}^{20} [(Energia_i) \times (1 + taxa)^{\frac{1}{i}}]}$$

onde i representa cada ano em que o sistema operará, de 0 (ano do investimento inicial) a 20 (final da vida útil); Inv_i é o investimento em cada ano i ; $C.O\&M$ representa o custo de operação e manutenção em cada ano; $taxa$ é a taxa de desconto utilizada; e $Energia_i$ é a energia gerada em cada ano de operação do sistema.

Assim, o custo da energia gerada pelo sistema fotovoltaico sem bateria ficaria em R\$ 0,622/kWh. Comparando ao gasto médio residencial com energia elétrica, os 81 kWh a serem gerados no sistema fotovoltaico custariam cerca de R\$ 50,00 mensais.

No sistema com baterias este custo mais que dobraria, passando a R\$ 1,478/kWh. Além do custo bastante mais elevado, as baterias usadas na cotação de preços realizada são as mais comuns do mercado, projetadas para uso automotivo, o que traz dúvidas quanto à sua vida útil.¹³

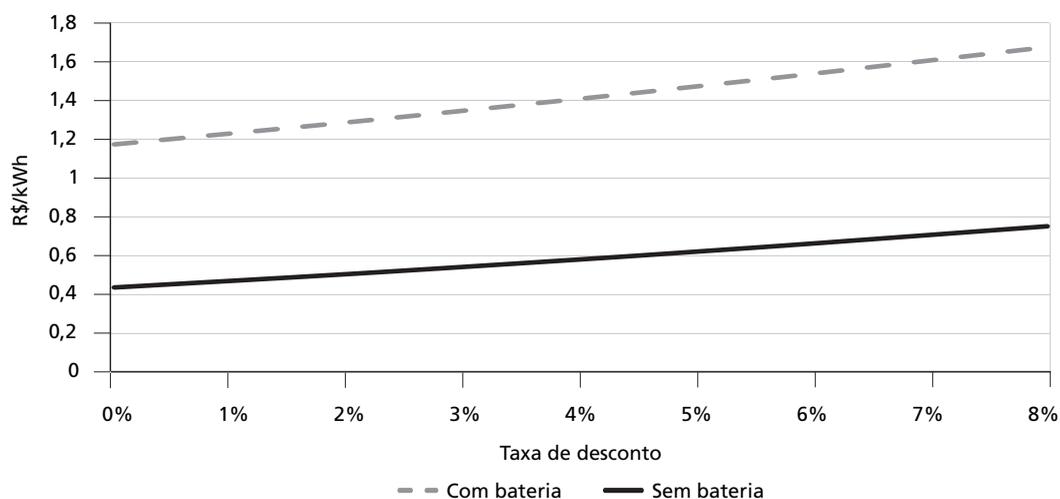
A taxa de desconto utilizada, de 5% a.a., é apenas referencial. O custo de capital do usuário potencial investidor pode variar bastante. Se, por um lado, for necessário tomar empréstimo em linhas de financiamento regulares, a taxa de juros (real) será bastante superior. Por outro lado, utilizando-se recursos aplicados em caderneta de poupança, cujo rendimento nominal tem como referência 6% a.a. mais TR (taxa re-

13. Em uso automotivo estas baterias operam mantendo uma carga quase constante. Na aplicação em sistemas fotovoltaicos, elas operariam carregando plenamente durante o dia e descarregando durante a noite, efetuando muito mais ciclos de carga e descarga que no uso automotivo.

ferencial), ao descontar a inflação, obter-se-ia um custo de capital menor que 5% a.a. Outra possibilidade é utilizar linhas de financiamento específicas, ou ainda incorporar o custo do sistema fotovoltaico no financiamento habitacional da residência onde ele for instalado. Nestas condições, as taxas de juros reais ficariam abaixo da aqui utilizada. De qualquer forma, avalia-se a sensibilidade do custo da energia gerada à taxa de desconto dos benefícios obtidos com o investimento em sistemas fotovoltaicos (gráfico 2).

GRÁFICO 2

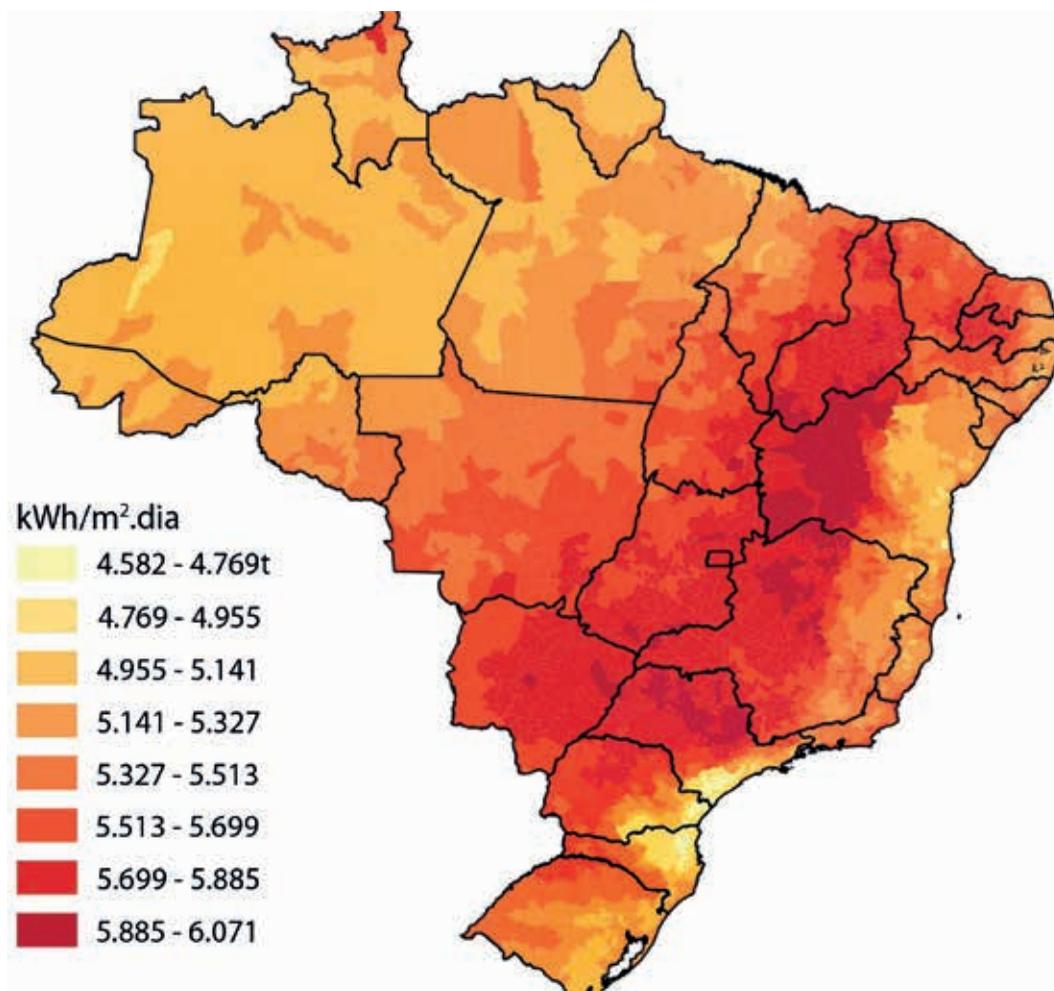
Sensibilidade do custo da energia fotovoltaica à taxa de desconto



Elaboração dos autores.

Os custos calculados anteriormente consideram que os painéis operarão com cinco horas de sol pleno por dia, durante todo o ano, equivalente à capacidade máxima de geração proposta pelo fornecedor do equipamento. Isto equivale a um fator de utilização da capacidade de 20,8% no ano, ou que em 1.825, das 8.760 horas do ano, haverá sol pleno incidindo sobre os painéis. Na prática, dificilmente se atingirão estes fatores. A EPE (2012) argumenta que no Brasil as incidências solares médias permitem fatores de utilização da capacidade entre 12,1% e 16,2%, ou de 1.060 a 1.420 horas por ano de sol pleno. O mapa 1 apresenta a média anual de incidência solar no plano inclinado para o Brasil, permitindo identificar as regiões com maior incidência solar e, conseqüentemente, onde os sistemas fotovoltaicos podem gerar mais energia.

MAPA 1
Radiação solar no plano inclinado – média anual



Fonte: Atlas Brasileiro de Energia Solar (Pereira et al., 2006).

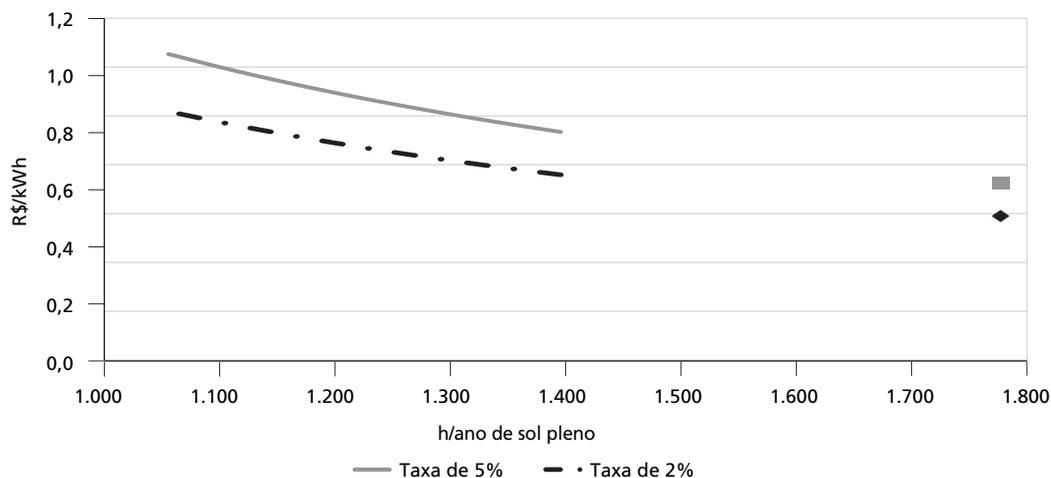
Elaboração dos autores.

Obs.: 1. Radiação inferida na sede dos municípios.

2. Os mapas deste TD podem ser visualizados em detalhe no Ipea Mapas, disponível em: <http://mapas.ipea.gov.br/i3geo/ms_criamapa.php?temasa=estadosl_ipea_solar_mapa1&layers=estadosl_ipea_solar_mapa1&mapext=-83.84 -37.69 -26.095 6>.

Com referência nos cálculos supracitados, esta menor incidência solar provocará a redução da energia total gerada pelo sistema fotovoltaico. Com isto, o custo unitário da energia gerada se eleva, na proporção da redução da energia gerada. No gráfico 3, tem-se, à direita, o custo da energia fotovoltaica caso fosse possível a produção máxima de 81 kWh/mês, proveniente de 1.820 horas de sol pleno por ano. Na parte à esquerda, pode-se observar os custos da energia fotovoltaica conforme as incidências solares médias no Brasil, para as taxas de desconto de 2% e 5% a.a.

GRÁFICO 3
Custo da energia fotovoltaica em função da incidência solar



Elaboração dos autores.

Estas utilizações da capacidade da radiação solar (12,1% e 16,2%), possíveis no país, consideram as radiações incidentes sobre um painel fotovoltaico fixo, instalados com uma inclinação igual à latitude do local, o que permite maior aproveitamento do sol ao longo do ano. Existem sistemas fotovoltaicos onde os painéis são móveis, posicionando-se perpendicularmente em relação aos raios solares, tanto ao longo do dia quanto ao longo do ano. Os mecanismos que permitem este posicionamento ótimo são chamados de seguidores solares, e conseguiriam aumentar de 27% a 40% a energia solar captada (Marques, [s.d.]).

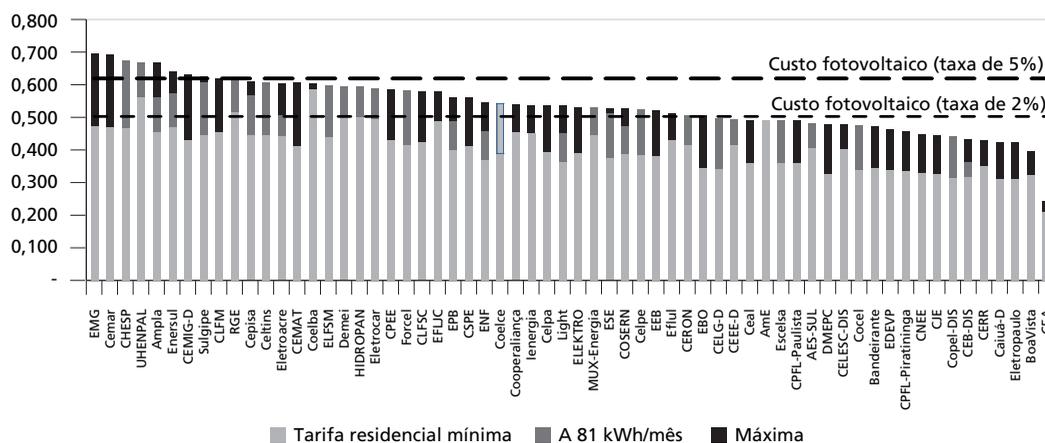
Com tais seguidores solares seria possível aumentar a energia gerada no sistema fotovoltaico aqui estudado, reduzindo o custo unitário da energia. Entretanto, estes sistemas móveis exigem instalações mais robustas, e conseqüentemente mais caras, que os sistemas fixos disponíveis no mercado brasileiro. Além disso, os componentes destes seguidores – motores, sensores e controladores – aumentam o custo dos equipamentos do sistema fotovoltaico. Não foram encontrados seguidores solares no mercado nacional. Aqueles encontrados no mercado externo foram projetados para sistemas fotovoltaicos bem maiores que o aqui estudado. Assim, não é avaliado o ganho possível com o uso desta tecnologia. Mas é esperado que estes mecanismos possam ser adaptados para aplicação no Brasil. Para sistemas fotovoltaicos de maior porte, o custo destes seguidores solares tende a ser mais bem diluído, pouco aumentando o custo total do sistema.

6 COMPARAÇÃO COM AS TARIFAS RESIDENCIAIS DE ENERGIA ELÉTRICA

Para avaliar a viabilidade do investimento analisado aqui, comparou-se o custo da energia elétrica gerada pelos sistemas fotovoltaicos estudados com as tarifas de energia elétrica pagas pelos consumidores residenciais às distribuidoras. Há uma grande dispersão entre as tarifas das diversas distribuidoras, que variam entre R\$ 0,46079 e R\$ 0,19729 por kWh, excluindo-se o ICMS, PIS/PASEP e Cofins.¹⁴ Para os dois últimos, considerou-se uma alíquota de 6%. As alíquotas de ICMS variam por Unidade da Federação (estados e Distrito Federal) e também conforme a faixa de consumo do usuário.

A maioria dos estados adota alíquota de 0% para residências com baixo consumo de energia elétrica, aumentando progressivamente até as faixas de consumo mais elevado, em torno de 500 kWh/mês, nas quais são adotadas alíquotas entre 25% e 30% (ABRADEE, 2008). Para comparar, Foram utilizadas as alíquotas de ICMS relacionadas a três faixas de consumo: mínima, a 81 kWh/mês, e máxima; obtendo três tarifas residências (fnais) para cada distribuidora. O gráfico 4 apresenta estas tarifas em comparação ao custo da energia fotovoltaica à capacidade máxima. As distribuidoras estão ordenadas pela tarifa máxima.

GRÁFICO 4
Tarifas residenciais *versus* custo da energia fotovoltaica à capacidade máxima – sem bateria
(Em R\$/kWh)



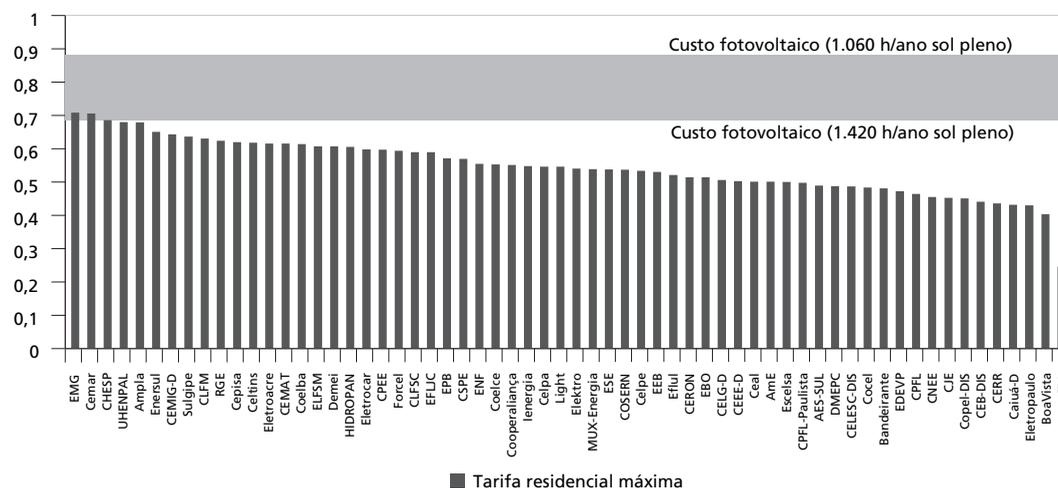
Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).
Elaboração dos autores.

14. Valores vigentes em junho de 2012. Disponível em: <www.aneel.gov.br>.

Como pode ser observado, se fosse possível aproveitamento máximo da radiação solar, a energia fotovoltaica já seria competitiva com algumas distribuidoras, considerando as tarifas com alíquotas máximas de ICMS. Mesmo na faixa de consumo de 81 kWh/mês, já há casos em que a tarifa da distribuidora supera o custo da energia fotovoltaica, em especial a taxa de desconto de 2% a.a. Considerando o sistema com baterias, em nenhuma distribuidora o sistema fotovoltaico seria competitivo. O custo da energia fotovoltaica com baterias seria, em geral, mais de duas vezes superior às tarifas praticadas.

Voltando ao sistema sem baterias, essa comparação considera a capacidade máxima de produção dos painéis fotovoltaicos. Como apresentado na seção anterior, para painéis fixos espera-se uma menor capacidade de geração fotovoltaica, o que aumentaria o custo unitário da energia gerada. O gráfico 5 compara novamente o custo da energia fotovoltaica com as tarifas residenciais, considerando a faixa de incidência solar esperada para o Brasil e uma taxa de desconto de 2% a.a.

GRÁFICO 5
Tarifas residenciais *versus* custo da energia fotovoltaica à capacidade esperada para o Brasil em função da incidência solar – sem bateria
 (Em R\$/kWh)



Fonte: ANEEL.
 Elaboração dos autores.

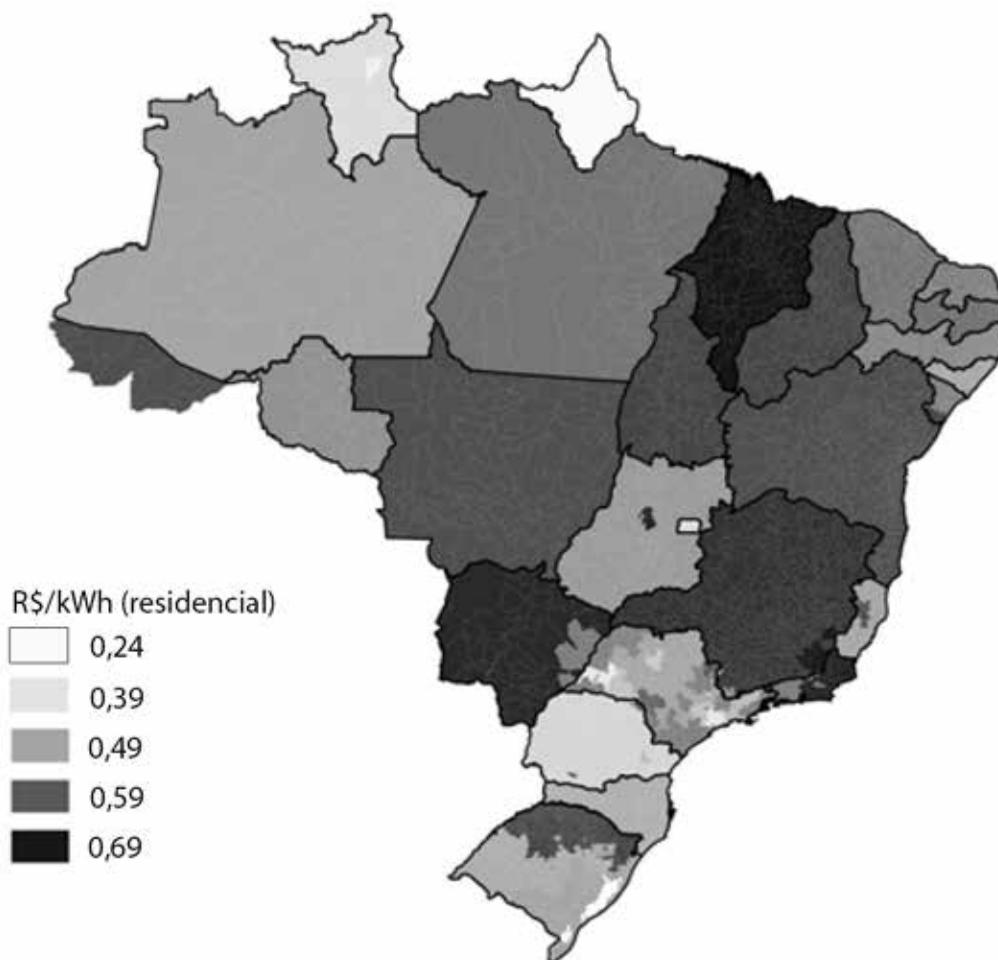
A competitividade da energia fotovoltaica já fica bem comprometida nestas condições, mas já haveria algumas distribuidoras com tarifas (máximas) superiores ao custo da fotovoltaica em áreas com alta insolação. De qualquer forma, a comparação indica que a energia fotovoltaica já apresenta custos bastante próximos das tarifas residenciais praticadas, o que pode atrair alguns consumidores residenciais para esta tecnologia.

A favor da energia fotovoltaica, vale lembrar que os custos dos equipamentos aqui considerados foram os disponíveis no mercado nacional, onde a oferta ainda é bastante reduzida. Maior demanda e maior concorrência devem propiciar reduções de preços, bem como ampliar a oferta de sistemas mais adequados ao uso interligado à rede elétrica. Reduções nos custos dos equipamentos também são esperadas, tendo em vista a redução ocorrida nos seus preços no exterior (EPE, 2012). Condições de financiamento mais adequadas a projetos com longo prazo de maturação também incentivariam o uso da tecnologia. Por seu turno, as tarifas de energia elétrica apresentam carga tributária elevada, mas, em geral, apenas para as residências com alto consumo. Reduções nestes tributos podem reduzir a competitividade da energia fotovoltaica. Reduções do custo da energia elétrica, como as anunciadas pelo governo federal em setembro de 2012, para entrar em vigor em 2013, também dificultariam a adoção dos sistemas fotovoltaicos.¹⁵ De qualquer forma, esta tecnologia pode se tornar viável, em larga escala, em um futuro próximo. O mapa 2 apresenta as tarifas residenciais (máximas) praticadas em cada município.

15. Estima-se a redução de 16,2% da tarifa residencial. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/mme/noticias/destaque_foto/destaque_362.html>.

MAPA 2

Tarifas de energia elétrica – consumidor residencial com alíquotas máximas de ICMS



Fonte: ANEEL.

Elaboração dos autores.

Obs.: 1. Algumas distribuidoras não foram consideradas devido à pequena área geográfica de atuação, o que dificultaria sua apresentação no mapa.

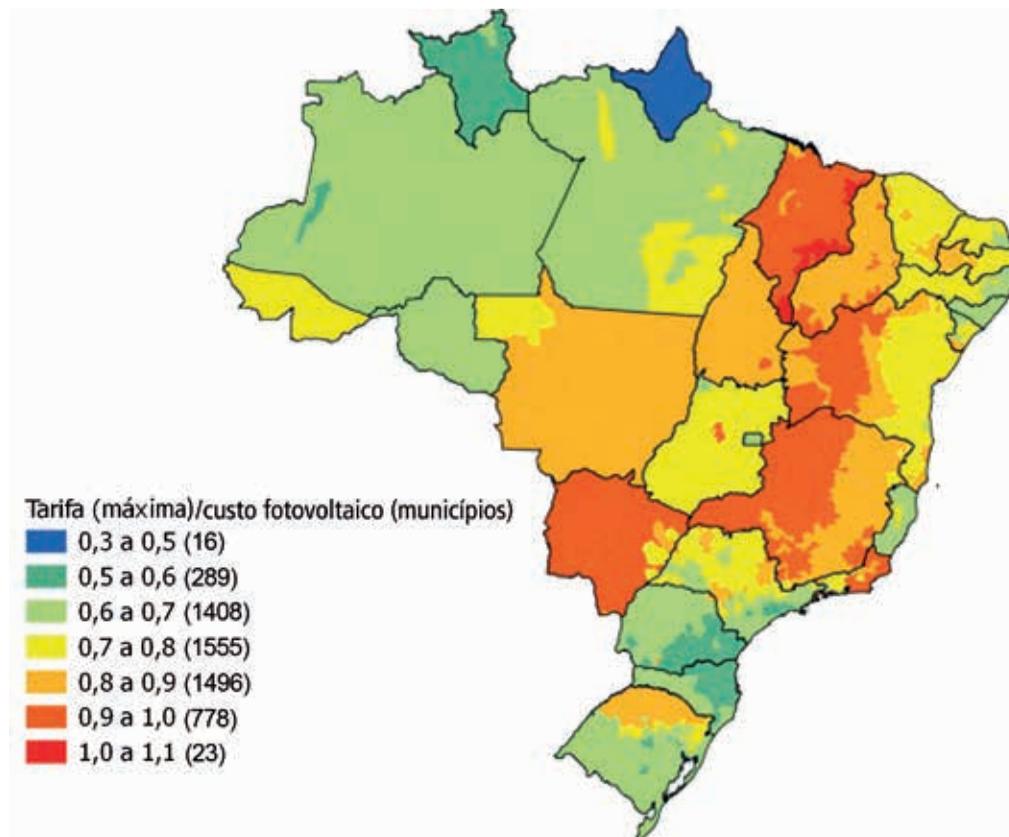
2. Os mapas deste TD podem ser visualizados em detalhe no Ipea Mapas, disponível em: <http://mapas.ipea.gov.br/i3geo/ms_criamapa.php?temasa=estados!ipea_solar_mapa1&layers=estados!ipea_solar_mapa1&mapext=-83.84 -37.69 -26.95 6>.

Comparando esta tarifa (máxima) com o custo da energia fotovoltaica em função da incidência solar em cada município (mapa 1), pode-se estimar a atratividade relativa da energia fotovoltaica por município do país, apresentada no mapa 3. A escala indica o quociente entre o valor da tarifa residencial máxima e o custo da energia fotovoltaica esperado para o local. Valores mais altos indicam que o local seria mais atrativo para a adoção da energia fotovoltaica. O custo da energia fotovoltaica foi calculado com base na taxa de desconto de 2% a.a. Taxas mais altas aumentam o custo desta energia, reduzindo sua atratividade. Entretanto, não afetará a condição relativa de atratividade

entre os municípios. Assim, o mapa 3 continuará indicando os locais mais favoráveis à energia fotovoltaica, mesmo que em um nível de atratividade pior.

MAPA 3

Atratividade da energia fotovoltaica em relação à tarifa com alíquota máxima de ICMS



Elaboração dos autores.

Obs.: Os mapas deste TD podem ser visualizados em detalhe no Ipea Mapas, disponível em: <http://mapas.ipea.gov.br/i3geo/ms_criamapa.php?temasa=estadosl_ipea_solar_mapa1&layers=estadosl_ipea_solar_mapa1&mapext=-83.84 -37.69 -26.95 6>.

Como pode ser observado, os municípios onde a energia fotovoltaica mostra-se mais atrativa se concentram no Maranhão, Oeste de Minas Gerais, Mato Grosso do Sul, Oeste da Bahia e Norte fluminense. Em Goiás e no Distrito Federal, onde a incidência solar é elevada, a energia fotovoltaica não é tão competitiva devido à tarifa residencial de energia elétrica não ser tão elevada. Na legenda do mapa, os números entre parênteses indicam a quantidade de municípios em cada faixa de atratividade. Assim, 23 municípios, todos no Maranhão, estão na faixa entre 1,0 e 1,1, ou seja, a tarifa (máxima) de energia elétrica é superior ao custo da energia fotovoltaica. Setecentos e setenta e oito municípios estão na faixa de 0,9 a 1,0, isto é, o custo da energia

fotovoltaica é no máximo 10% superior à tarifa. Reduções no custo do sistema fotovoltaico nesta magnitude viabilizariam esta energia nestes 778 municípios. Reduções do custo em 20% a viabilizariam em mais 1.496 municípios, que estão faixa de 0,8 a 0,9. Esta avaliação considera as tarifas com alíquotas máximas de ICMS. No apêndice deste texto foram apresentadas as tarifas com alíquotas de ICMS de menores faixas de consumo, além das tarifas sem tributos, e foram comparadas com os custos estimados para a energia fotovoltaica em cada município.

7 POSSÍVEIS IMPACTOS NO SISTEMA ELÉTRICO

A Resolução ANEEL nº 482/2012 abriu a possibilidade de instalação de microssistemas de geração de energia elétrica ligados à rede das distribuidoras. Consumidores residenciais poderiam instalar tais sistemas e “vender” eventuais excedentes de energia gerada à distribuidora, através de um sistema de compensação de energia. Com isto, os sistemas fotovoltaicos aqui avaliados já poderiam se conectar à rede elétrica.

Porém, algumas questões ainda precisam ser discutidas a este respeito, além da própria viabilidade econômica deste tipo de energia. O primeiro ponto é que o sistema de compensação previsto na Resolução ANEEL nº 482/2012 poderia levar a valores nulos das contas mensais dos usuários com tais sistemas, prejudicando a receita das distribuidoras e, conseqüentemente, os demais usuários que poderiam ter suas tarifas aumentadas para manter os custos das distribuidoras. Felizmente, este problema já foi devidamente tratado pela própria resolução ao exigir o pagamento do custo de disponibilidade da rede elétrica.

Um segundo ponto a ser discutido sobre inserção da energia fotovoltaica na matriz elétrica brasileira diz respeito à sua sazonalidade ao longo do ano, e sua relação com as demais fontes de energia e com o próprio consumo. Além da variação angular da terra em relação ao sol, que pode ser compensada pela adequada inclinação do painel fotovoltaico, o principal fator que altera a capacidade de geração dos sistemas fotovoltaicos é a incidência de nuvens e nebulosidade ao longo do ano.

Em princípio, meses com maior nebulosidade reduziriam a geração fotovoltaica. Nestes meses, em contrapartida, haveria também maior incidência de chuvas, abastecendo os reservatórios das hidrelétricas e reduzindo o custo de energia do sistema elétrico nacional (menor necessidade de se ligarem as térmicas, cujo custo variável de operação é maior). Nos meses mais secos, haveria maior geração fotovoltaica, compensando, em parte, uma menor geração hidrelétrica. Assim, a energia solar fotovoltaica seria naturalmente

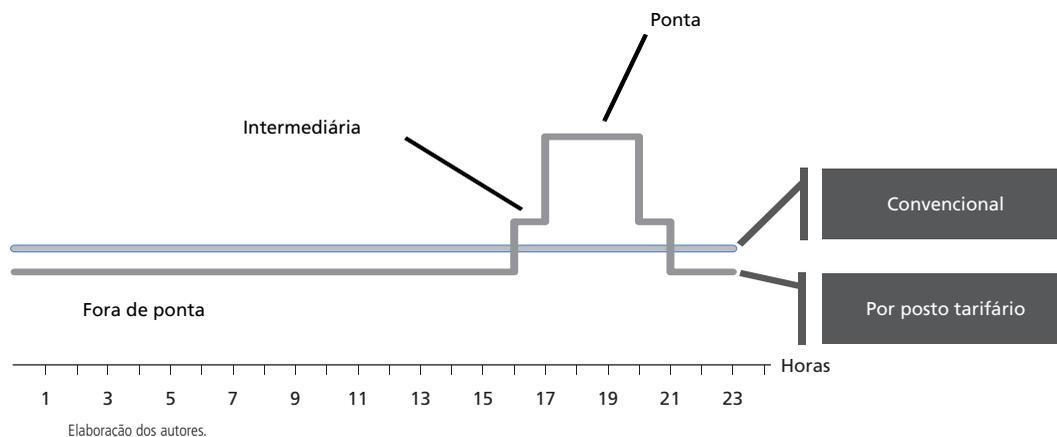
complementar à principal fonte da matriz elétrica brasileira, a energia hidráulica. Trata-se de uma análise simplificada, dado que os sistemas fotovoltaicos estariam nas cidades, em grande parte concentradas ao longo da costa do país, enquanto os reservatórios das hidrelétricas estão no interior do país. Ou seja, por estarem em locais diferentes, separados por distâncias relativamente grandes (~1.000 km), pode ocorrer, simultaneamente, chuva onde os painéis fotovoltaicos estejam instalados, e seca nas hidrelétricas, ou vice-versa.

Mesmo simplificada, esta avaliação retoma a questão que já vem sendo discutida nos órgãos e empresas do setor elétrico, a de se implementarem sinais tarifários relacionados aos custos marginais de operação e à segurança energética. A partir de 2013, a título educacional, e 2014, em definitivo, serão instituídas as bandeiras tarifárias que aumentarão as tarifas de energia elétrica sempre que os valores do custo marginal de operação (CMO) e do encargo de serviços de sistema por segurança energética (ESSSE) ultrapassarem certos patamares. Estas bandeiras sinalizariam aos usuários que o custo da energia está aumentando, devido, por exemplo, a estiagens prolongadas.

Como a energia solar fotovoltaica seria complementar ao regime de chuvas, sua maior utilização propiciaria um ganho adicional ao seu usuário que obteria mais energia autogerada exatamente nos meses de tarifa mais alta. Além disso, permitiria ainda um ganho a todo o sistema, por reduzir a demanda agregada nos meses de maior custo de geração. De qualquer forma, como a análise aqui apresentada não considera o descasamento geográfico entre os pontos de geração e o consumo de energia elétrica, é recomendável um monitoramento da geração fotovoltaica (distribuída) e da geração centralizada, a fim de verificar se a inserção da nova fonte propicia redução do custo total do sistema ou se o aumenta, gerando ganhos econômicos apenas para seus usuários privados.

O terceiro ponto que se pretende discutir é sobre a geração de energia fotovoltaica ao longo do dia. A ANEEL tem promovido, nas revisões tarifárias das concessionárias de distribuição, a inserção no mercado de baixa tensão de tarifas diferenciadas por horário, modelo chamado de tarifa branca. Estas tarifas horárias, ou por posto tarifário, seriam mais altas nos horários de pico (ou ponta) de consumo do sistema elétrico e mais baixas nos horários de ociosidade, fora de ponta. Conforme o esquema da figura 1, no período fora de ponta, a tarifa branca seria um pouco mais baixa que a convencional, constante ao longo do dia. Já nos horários de ponta, a tarifa branca seria bem mais elevada que a convencional. Haveria ainda uma tarifa intermediária. Vale lembrar que a adoção deste modelo tarifário exige a instalação de medidores inteligentes, capazes de separar as medições em cada horário. Estes medidores são os principais itens de custo das redes elétricas inteligentes. É provável que a adoção da tarifa branca só ocorra onde as redes inteligentes forem implantadas.

FIGURA 1
Novo modelo de tarifação para a baixa tensão – tarifa branca
 (Em R\$/kWh)

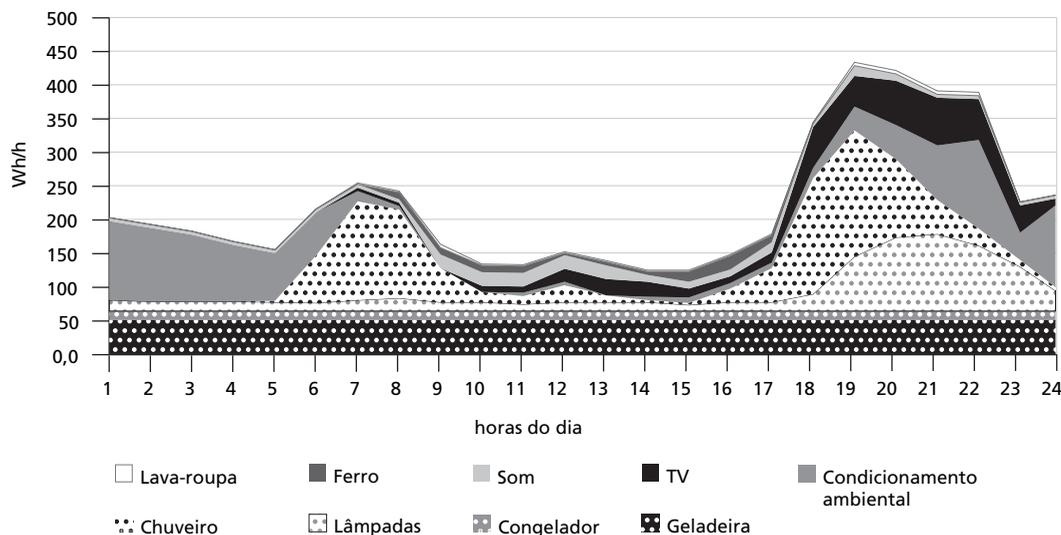


O objetivo do modelo de tarifa branca é inserir um sinal de preço ao consumidor de baixa tensão referente ao custo de expansão da capacidade do sistema elétrico, tanto na geração e transmissão quanto na distribuição. Este modelo é semelhante ao já existente para o consumidor de alta tensão. A capacidade do sistema elétrico é dimensionada pela demanda de energia máxima, seja ao longo do ano ou ao longo do dia. Assim, tanto as usinas geradoras quanto as linhas e os sistemas de transmissão e distribuição operam com ociosidade durante grande parte do dia. Esta capacidade extra acaba aumentando o custo da energia elétrica, e quanto maior for a relação entre pico e média de consumo, maior o custo médio da energia. Com a tarifa branca, espera-se que o consumo nos horários de pico se reduza.

De forma geral, o pico de consumo do sistema elétrico ocorre no horário de maior consumo dos consumidores residenciais. Segundo a Eletrobras (2007), o consumo residencial de energia elétrica é bastante elevado no período das 18h às 22h, conforme pode ser visualizado pelo gráfico 6. De fato, as revisões tarifárias nas quais a tarifa branca é inserida consideram, como horário de ponta, faixas de três horas consecutivas entre 18h e 21h.¹⁶

16. Até o momento de elaboração deste texto, em setembro de 2012, foram identificadas dezoito distribuidoras para as quais já haviam sido definidas as novas tarifas por posto tarifário. Apenas três faixas de horário foram identificadas para o posto de ponta: 17h30min às 20h29min, 18h às 20h59min e 18h30min às 21h29min.

GRÁFICO 6
Consumo elétrico residencial médio no Brasil



Fonte: Eletrobras (2007).

Apesar de se visualizarem claramente dois picos de consumo ao longo do dia no segmento residencial, a tarifa branca daria um sinal de preço elevado no pico mais relevante, o do início da noite. Com isto, espera-se que o consumidor reduza o consumo neste período, ou ao menos desloque parte dele para outros horários.

A questão com a energia fotovoltaica é que sua geração ocorre das 8h às 16h, horário distinto do pico de consumo. Mais preocupante é que ela ocorre exatamente no período de menor consumo residencial. Ou seja, no período em que as residências menos demandam energia elétrica, o sistema fotovoltaico estaria funcionando, agravando a relação pico e média de demanda de energia do sistema elétrico integrado.

Como esta energia estaria sendo gerada no momento que a residência menos precisa, seu excedente poderia ser “vendido” à distribuidora local. Mas qual seria o preço adequado para esta energia injetada na rede? A Resolução ANEEL nº 482/2012 estabeleceu o Sistema de Compensação de Energia Elétrica, que determina que “o consumo a ser faturado (pela distribuidora) é a diferença entre a energia consumida e a injetada, por posto horário, quando for o caso” (ANEEL, 2012, Artigo 7º, inciso II). Ou seja, a energia gerada pelo sistema fotovoltaico durante o dia, no posto tarifário fora de ponta, e injetada na rede da distribuidora deverá compensar a energia consumida neste mesmo posto tarifário. Como é um posto tarifário amplo, abrangendo, inclusive, o segundo pico de consumo residencial, no início da manhã, a energia injetada tende a ser naturalmente compensada pela energia consumida neste posto tarifário nos demais horários do dia.

Mesmo que a energia injetada seja superior à consumida no posto tarifário em questão, a Resolução ANEEL nº 482/2012 prevê que ela pode ser compensada em outros postos tarifários, sendo “observada a relação entre os valores das tarifas de energia, se houver” (ANEEL, 2012, Artigo 7º, inciso III). Assim, a Resolução ANEEL nº 482/2012 considera que a energia fotovoltaica – ou qualquer outra obtida de microgeração distribuída – injetada na distribuidora será remunerada considerando as tarifas por posto tarifário, que em princípio indicam o custo de operação e expansão do sistema elétrico em função da variação do consumo dentro do dia.

O problema é que o consumidor pode optar por aderir ou não à tarifa branca, por posto tarifário. Se um consumidor que instalar um sistema fotovoltaico em sua residência não aderir à tarifa branca, a energia que eventualmente ele injetar na rede elétrica será remunerada pela tarifa convencional, constante. Isto pode agravar a relação entre pico e média de consumo do sistema, aumentando o custo médio da energia elétrica para todos os usuários, enquanto o usuário com o sistema fotovoltaico teria seu custo reduzido. Em outras palavras, ele estaria “vendendo” energia, durante o dia, a um preço superior ao custo do sistema naquele horário, e “comprando” energia, durante a noite, a um preço menor do que o custo do sistema.

Se a compensação de energia ocorrer conforme o posto tarifário, o custo da energia injetada estaria adequado à demanda – e também com o custo – no sistema elétrico naquele horário, desde que as tarifas em cada posto estejam devidamente calibradas. Se o sistema estiver operando fora da ponta de consumo, a energia injetada não teria grande valor para o sistema e seus usuários. Já se o sistema estiver no pico de consumo, a energia injetada teria grande valor, devendo ser remunerada a um preço superior ao regular. Assim, a tarifa branca, por posto tarifário, seria naturalmente adequada para remunerar a energia injetada por microgeradores.

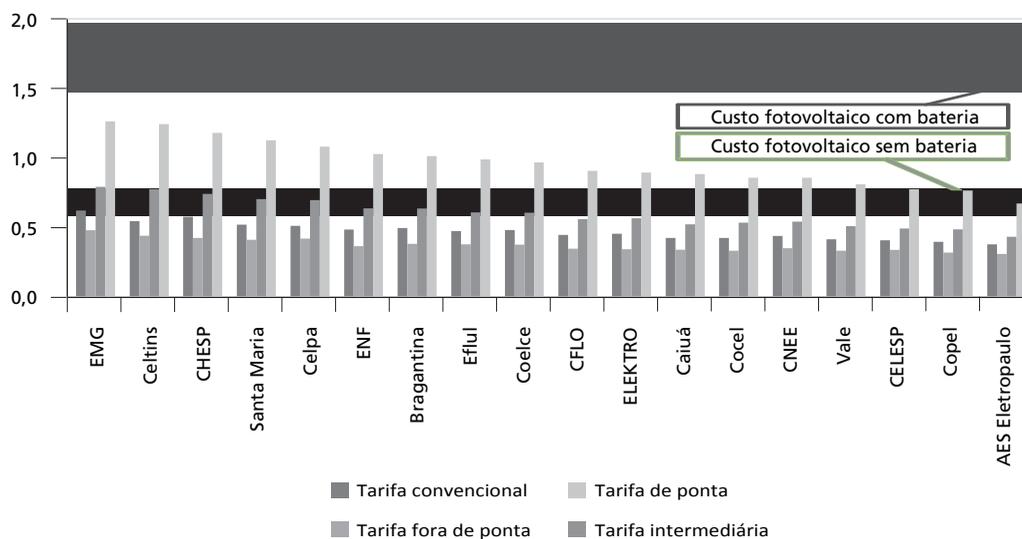
Como a adesão à tarifa branca não é obrigatória, os microgeradores a energia fotovoltaica podem prejudicar em vez de ajudar o sistema elétrico e seus usuários. Mais adequado seria que os microgeradores que quiserem injetar a energia gerada no sistema elétrico sejam obrigados a migrar para a tarifa branca por posto tarifário. Isto naturalmente reduz a atratividade da energia fotovoltaica, ao menos nos locais onde a tarifa de ponta ocorrer fora do horário de maior incidência solar.¹⁷ Uma medida

17. Para as distribuidoras onde a tarifa branca já foi calculada (até setembro de 2012), o horário de ponta sempre foi definido no início da noite. Porém, em regiões com elevado uso de ar-refrigerado durante o dia, como na cidade do Rio de Janeiro, é possível que o pico de consumo ocorra nos horários de maior insolação.

intermediária seria obrigar que apenas a energia injetada fosse remunerada pela tarifa branca, enquanto a energia consumida poderia ainda ser uma escolha do usuário, como é para os demais consumidores. Assim, para a energia gerada no sistema fotovoltaico e consumida na própria residência, a tarifa de referência para comparar com o custo da energia fotovoltaica seria ainda a tarifa convencional, constante ao longo do dia.

Idealmente, se o sistema fotovoltaico tivesse baterias, o problema de injetar energia na rede elétrica seria minimizado, dado que o momento de geração poderia ser distinto do momento de consumo, na própria unidade. Entretanto, o custo da energia fotovoltaica no sistema com bateria ainda é muito elevado, mesmo comparando com as tarifas de ponta já definidas. O gráfico 7 apresenta, para as distribuidoras nas quais a tarifa branca já foi definida, os valores das tarifas convencionais, fora de ponta, intermediária e de ponta, em comparação ao custo da energia fotovoltaica nos sistemas com e sem baterias, em função da incidência solar. Os menores valores de custo da energia fotovoltaica são para uma maior incidência solar, e os maiores custos para as menores incidências, obtendo assim faixas de custo esperado para o custo da energia fotovoltaica em sistemas com baterias e sem baterias.

GRÁFICO 7
Custo da energia fotovoltaica versus novas tarifas – tarifa branca
(Em R\$/Kwh)

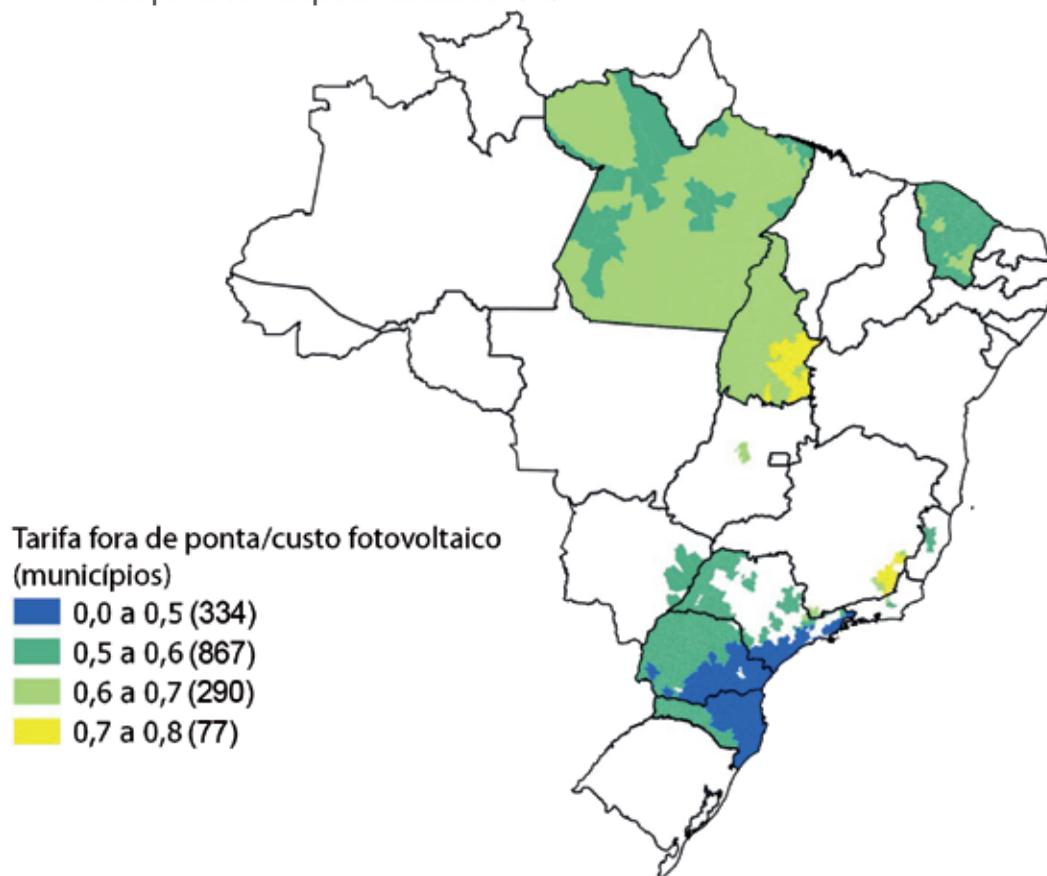


Fonte: ANEEL.
Elaboração dos autores.

As tarifas consideram as alíquotas máximas de ICMS, ou seja, para as unidades residenciais de maior consumo. Como pode ser observado, no sistema com baterias, o custo da energia fotovoltaica ainda é superior ao das tarifas de ponta. Para o sistema sem baterias, o custo já é inferior às tarifas de ponta, mas estas são cobradas em horários distintos do momento em que a energia fotovoltaica é gerada. Considerando a tarifa fora de ponta, a energia fotovoltaica ficaria menos atrativa do que se fosse considerada a tarifa convencional. O mapa 4 apresenta a atratividade da energia fotovoltaica em relação às tarifas fora de ponta destas distribuidoras, através da relação tarifa fora de ponta com alíquota máxima de ICMS dividida pelo custo da energia fotovoltaica (sem baterias). Os municípios onde a tarifa branca ainda não foi definida são apresentados sem coloração.

MAPA 4

Atratividade da energia fotovoltaica em relação à tarifa fora de ponta com alíquota máxima de ICMS



Elaboração dos autores.

Obs.: Os mapas deste TD podem ser visualizados em detalhe no Ipea Mapas, disponível em: <http://mapas.ipea.gov.br/i3geo/ms_criamapa.php?temasa=estados%20ipea_solar_mapa1&layers=estados%20ipea_solar_mapa1&mapext=-83.84 -37.69 -26.95 6>.

8 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O objetivo deste trabalho foi contextualizar as pesquisas e os investimentos em geração distribuída inseridas em redes elétricas inteligentes, cujo foco é aumentar a eficiência da geração e do consumo de energia elétrica, reduzindo custos. Para isto, focou-se no caso da geração distribuída por meio de sistemas fotovoltaicos e discutiu-se como a difusão desta tecnologia foi feita em outros países e qual é a situação do Brasil em relação a esta questão. Observou-se que o Brasil ainda está bastante defasado no que tange à geração distribuída em termos de capacidade instalada, infraestrutura e desenvolvimento de capacidade produtiva. Entretanto, há alguns esforços de pesquisa importantes.

A adoção de sistemas fotovoltaicos pode trazer claros benefícios ao usuário investidor. Entretanto, é necessário que também traga benefícios ao sistema elétrico e aos demais usuários, em especial se sua implantação depender de incentivos públicos. A maior preocupação está relacionada ao horário da geração de energia em sistemas fotovoltaicos ocorrer em horário distinto do pico de consumo do sistema. Como está prevista a possibilidade de se injetar a energia excedente dos microgeradores na rede elétrica, o sistema elétrico e seus usuários seriam prejudicados se for utilizada a tarifa convencional, constante ao longo do dia. A adoção da tarifa branca, por posto tarifário, minimizaria esta distorção. Outra opção é a cobrança ao consumidor com microgeração pela demanda de potência, além da energia ativa.

Apesar desse problema, isso não significa que o uso de energia solar não deva ser incentivado. Alguns fatores foram desconsiderados nesta análise, como o possível barateamento e aumento da eficiência dos equipamentos disponíveis no mercado. Esses equipamentos, hoje em dia, têm como foco a geração de energia elétrica em sistemas isolados, logo, é de se esperar que a disseminação da tecnologia favoreça o uso de energia solar em residências nos próximos anos. Além disso, o aumento da escala e a concorrência do mercado também poderão trazer benefícios à indústria nacional.

Mesmo sem o uso de baterias, é possível mencionar uma vantagem social deste tipo de energia. A ausência de baterias impede que esta geração seja utilizada para amenizar o pico de consumo de energia elétrica que ocorre entre as 19h e as 22 h. No entanto, a diminuição absoluta na demanda durante o dia tende a diminuir o uso de água para a geração de energia elétrica nas hidrelétricas. Logo, isso significa uma queda na necessidade de uso de energia térmica pelo sistema, que ocorre quando o sistema hidre-

létrico está próximo da capacidade máxima e principalmente quando os reservatórios estão em níveis mais baixos, devido à incidência de chuvas abaixo do normal. A energia térmica tende a ser mais cara e mais poluidora que as outras fontes tradicionalmente usadas. Logo, a redução na demanda absoluta de energia elétrica devido à instalação de painéis fotovoltaicos em residências pode ter consequências positivas não mensuradas neste estudo. Estas consequências serão mais presentes no caso de estabelecimentos comerciais, cujo consumo de energia coincide com o período de geração.¹⁸

Do ponto de vista do consumidor, frente ao modelo centralizado, a microgeração distribuída a partir da energia solar fotovoltaica ainda não é viável, mas se acredita que este fato não perdurará por muito tempo, devido à queda dos preços destes sistemas nos países onde a tecnologia já foi inserida. Vale lembrar, também, que o mercado nacional de painéis fotovoltaicos é ainda incipiente, e que a pesquisa de preços aqui realizada foi bastante simplificada, o que abre a expectativa de que melhores condições para os consumidores devem surgir no futuro. Isso torna urgente a discussão de um arcabouço institucional que garanta a rentabilidade de investimentos futuros, sejam eles realizados pelos agentes individuais, pelas concessionárias ou pelo governo. Esse arcabouço deverá abordar não somente o financiamento destes investimentos, mas também a nova realidade enfrentada pelas concessionárias, já que o potencial para modificação do funcionamento do setor é grande.

REFERÊNCIAS

ABRADEE – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA. **Alíquota ICMS 2007/2008**. 2008. Disponível em: <http://abradee.org.br/banco_dados.asp>. Acesso em: jul. 2012.

BENEDITO, R.; ZILLES, R. O problema da inserção da geração distribuída com sistemas fotovoltaicos em unidades consumidoras de baixa tensão no Brasil. **Avances em energia renovables y medio ambiente**, v. 15, 2011.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Estudo e propostas de utilização de geração fotovoltaica conectada à rede, em particular em edificações urbanas**. Brasília, 2009.

18. O relatório Brasil (2009) incentiva, inclusive, a instalação de painéis em prédios públicos, que também possuem uma curva de carga mais expressiva durante o dia.

CAMARGO, I. M. T.; OLIVEIRA, M. A. G.; SEVERINO, M. M. Geração distribuída: discussão conceitual e nova definição. **Revista brasileira de energia**, v. 14, n. 1, p. 47-69, 1º sem. 2008.

CGEE – CENTRO DE GESTÃO E ESTUDOS ESTRATÉGICOS. **Estudo prospectivo em energia fotovoltaica**. Brasília: Centro de Gestão e Estudos Estratégicos, 2009. (Nota Técnica).

CPI – CLIMATE POLICY INICIATIVE. **Survey of photovoltaic industry and policy in Germany and China**. Mar. 2011. <<http://climatepolicyinitiative.org/wp-content/uploads/2011/12/PV-Industry-Germany-and-China.pdf>>. Acesso em: 24 out. 2012.

ELETROBRAS – CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A. Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (Procel). **Relatório da pesquisa de posse de equipamentos e hábitos de uso – classe residencial – ano base 2005**. jul. 2007.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Análise da inserção da geração solar na matriz elétrica brasileira**. Rio de Janeiro: EPE, 2012. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/geracao/Documents/Estudos_23/NT_EnergiaSolar_2012.pdf>.

FALCÃO, D. **Smart grids e microredes: o futuro já é presente**. In: SIMPÓSIO DE AUTOMAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS, 8., 2009, Rio de Janeiro. **Anais...** Rio de Janeiro: SIMPASE, 2009.

IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Technology roadmap: solar photovoltaic energy**. 2010. <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/pv_roadmap-1.pdf>., Acesso em: 16 out. 2012.

JANNUZZI, G. G.; GOMES, R. D. M.; VARELLA, F. K. O. M. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica no Brasil: panorama da atual legislação**. Campinas: International Energy Initiative, 2009.

MARQUES, A. **Seguidores solares**. [s.d]. Disponível em: <http://www.profafonso.com/index.php?option=com_content&view=article&id=122%3Aseg-solares&catid=20%3Aprincipiosalt&Itemid=24&lang=en>. Acesso em: 1 out. 2012.

MYOJO, S.; OHASHI, H. **Effects of consumer subsidies for renewable energy on industry growth and welfare: Japanese solar energy**. EARIE Conference, 2012.

PEREIRA, E. B. *et al.* **Atlas brasileiro de energia solar**. São José dos Campos: INPE, 2006.

POTTER, C.; ARCHAMBAULT, A.; WESTRICK, K. Building a Smarter Smart Grid through better renewable energy information. **Proc. Power Systems Conference and Exposition**, p. 1-5, Mar. 2009.

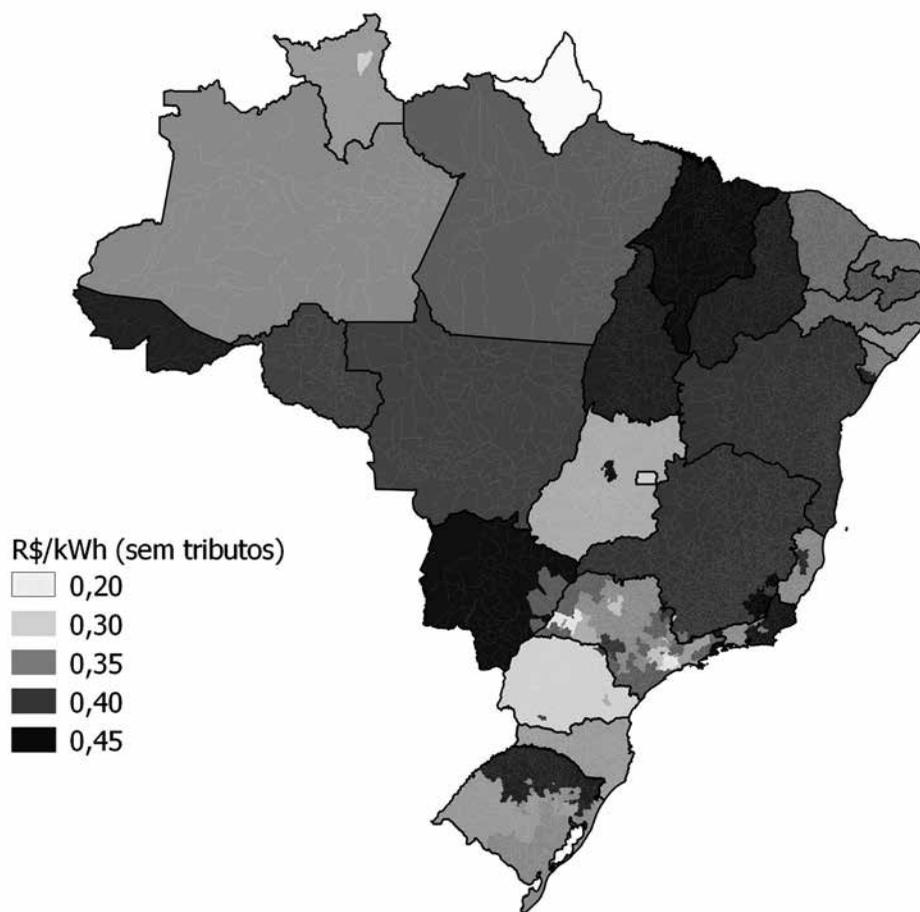
APÊNDICE

APÊNDICE A

MAPAS DE TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA E ATRATIVIDADE DA ENERGIA FOTOVOLTAICA

MAPA A.1

Tarifas de energia elétrica – consumidor residencial, sem PIS/COFINS e ICMS

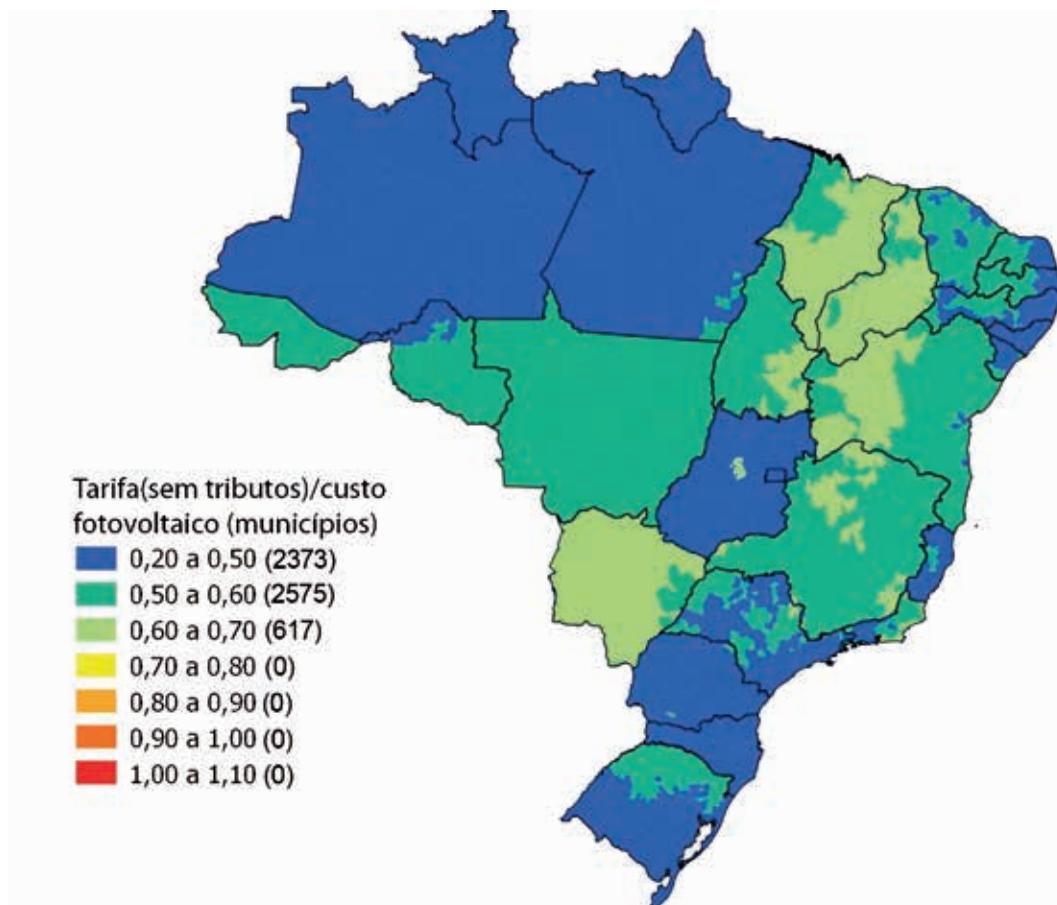


Elaboração dos autores.

Obs.: Os mapas deste TD podem ser visualizados em detalhe no Ipea Mapas, disponível em: <http://mapas.ipea.gov.br/i3geo/ms_criamapa.php?temasa=estadosl_ipea_solar_mapa1&layers=estadosl_ipea_solar_mapa1&mapext=-83.84 -37.69 -26.95 6>.

MAPA A.2

Atratividade da energia fotovoltaica em relação à tarifa sem tributos

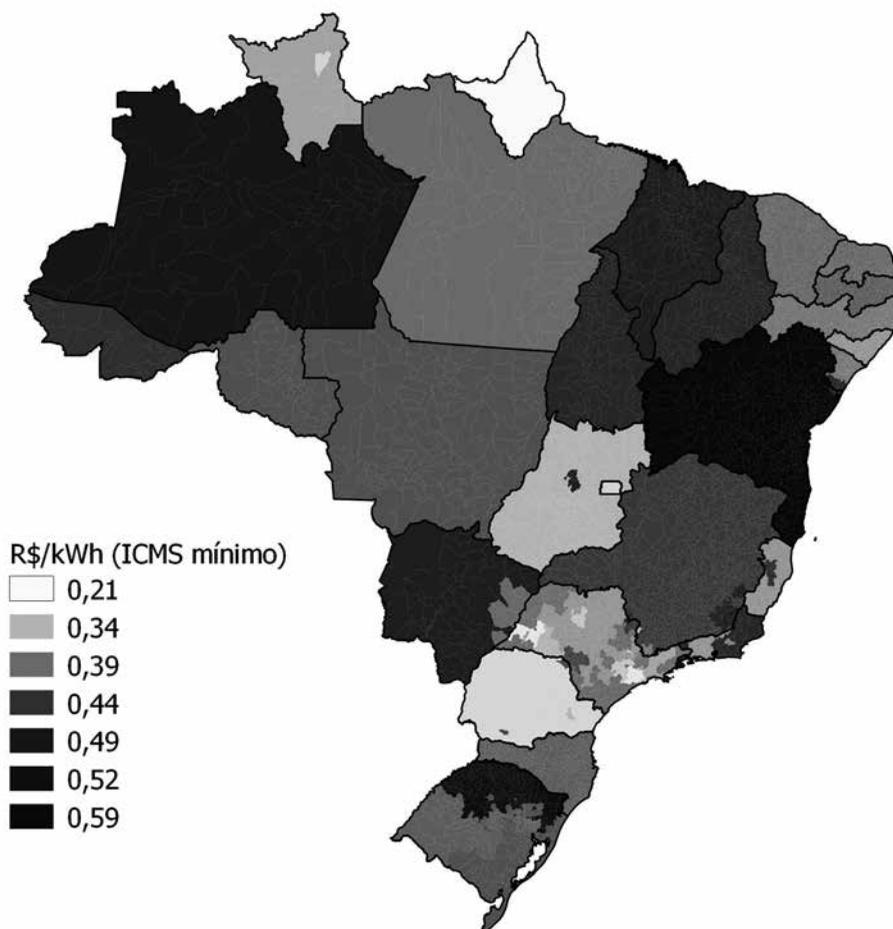


Elaboração dos autores.

Obs.: Os mapas deste TD podem ser visualizados em detalhe no Ipea Mapas, disponível em: <http://mapas.ipea.gov.br/i3geo/ms_criamapa.php?temasa=estadosl_ipea_solar_mapa1&layers=estadosl_ipea_solar_mapa1&mapext=-83.84 -37.69 -26.95 6>.

MAPA A.3

Tarifas de energia elétrica – consumidor residencial, com alíquotas mínimas de ICMS

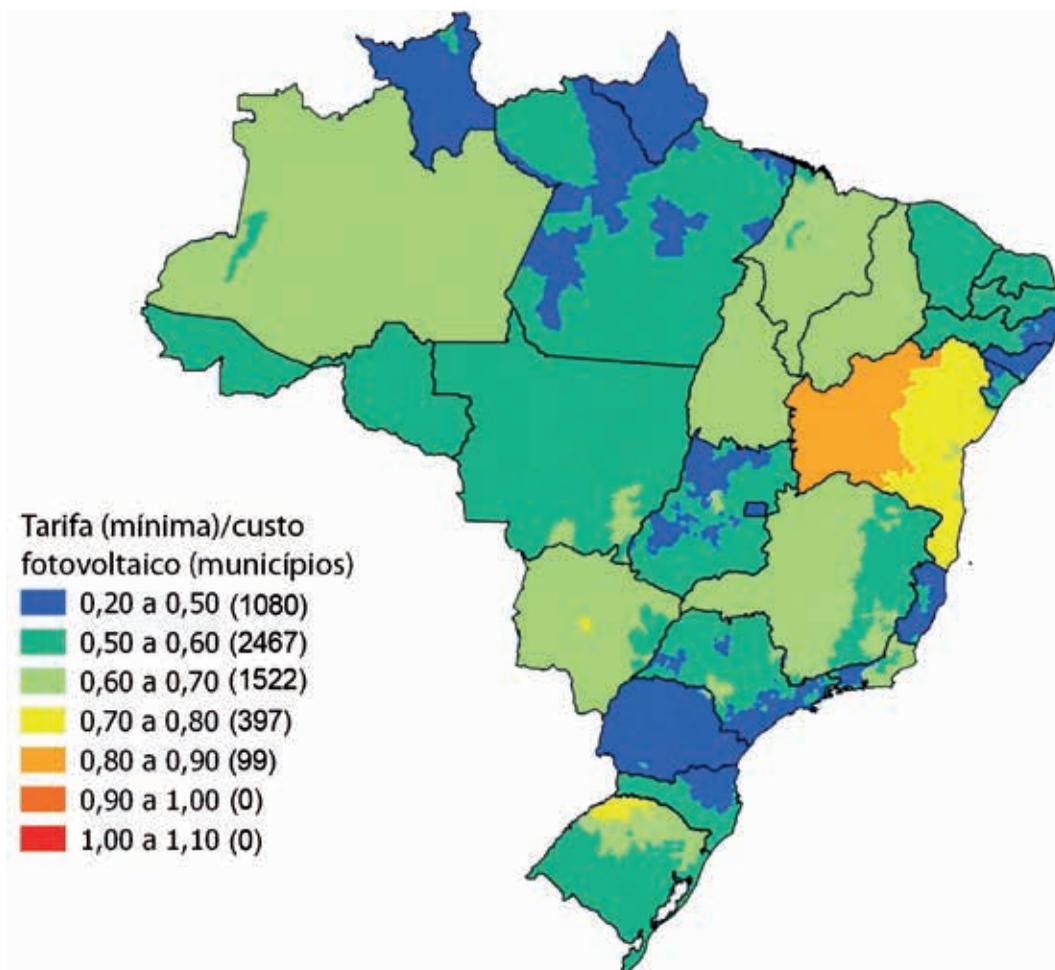


Elaboração dos autores.

Obs.: Os mapas deste TD podem ser visualizados em detalhe no Ipea Mapas, disponível em: <http://mapas.ipea.gov.br/i3geo/ms_criamapa.php?temasa=estadosl_ipea_solar_mapa1&layers=estadosl_ipea_solar_mapa1&mapext=-83.84 -37.69 -26.95 6>.

MAPA A.4

Atratividade da energia fotovoltaica em relação à tarifa com alíquotas mínimas de ICMS

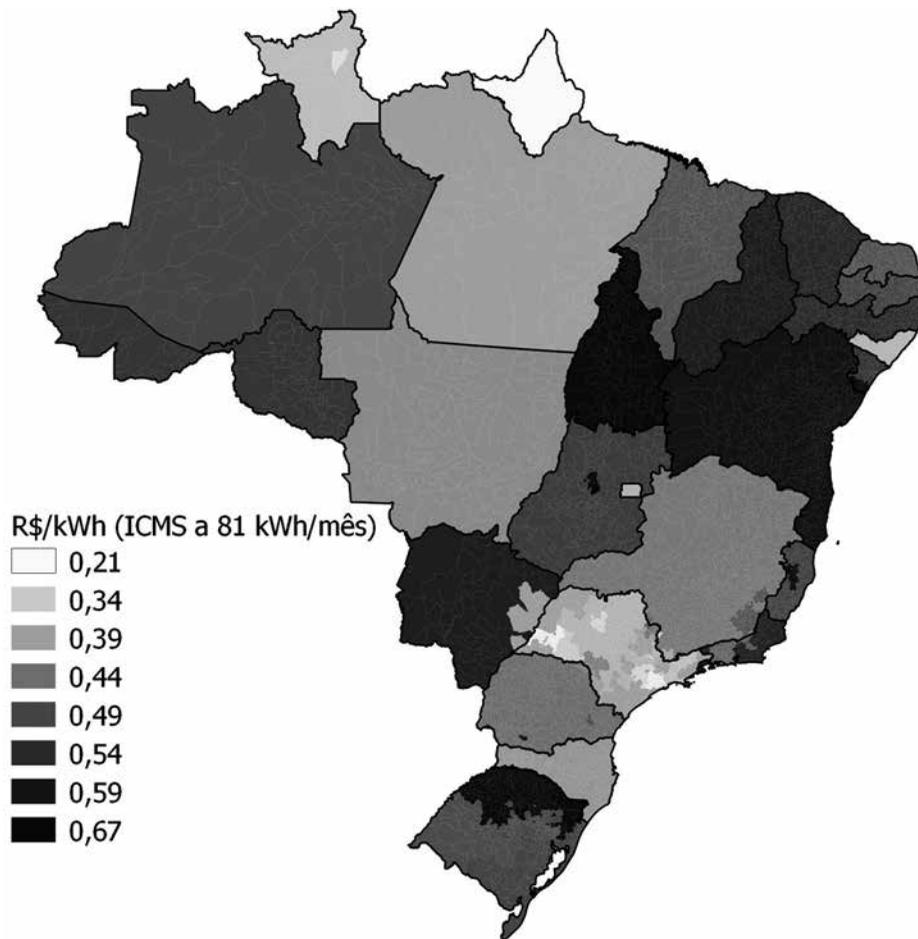


Elaboração dos autores.

Obs.: Os mapas deste TD podem ser visualizados em detalhe no Ipea Mapas, disponível em: <http://mapas.ipea.gov.br/i3geo/ms_criamapa.php?temasa=estados|ipea_solar_mapa1&layers=estados|ipea_solar_mapa1&mapext=-83.84 -37.69 -26.95 6>.

MAPA A.5

Tarifas de energia elétrica – consumidor residencial,
com alíquotas de ICMS para consumo de 81 kWh/mês

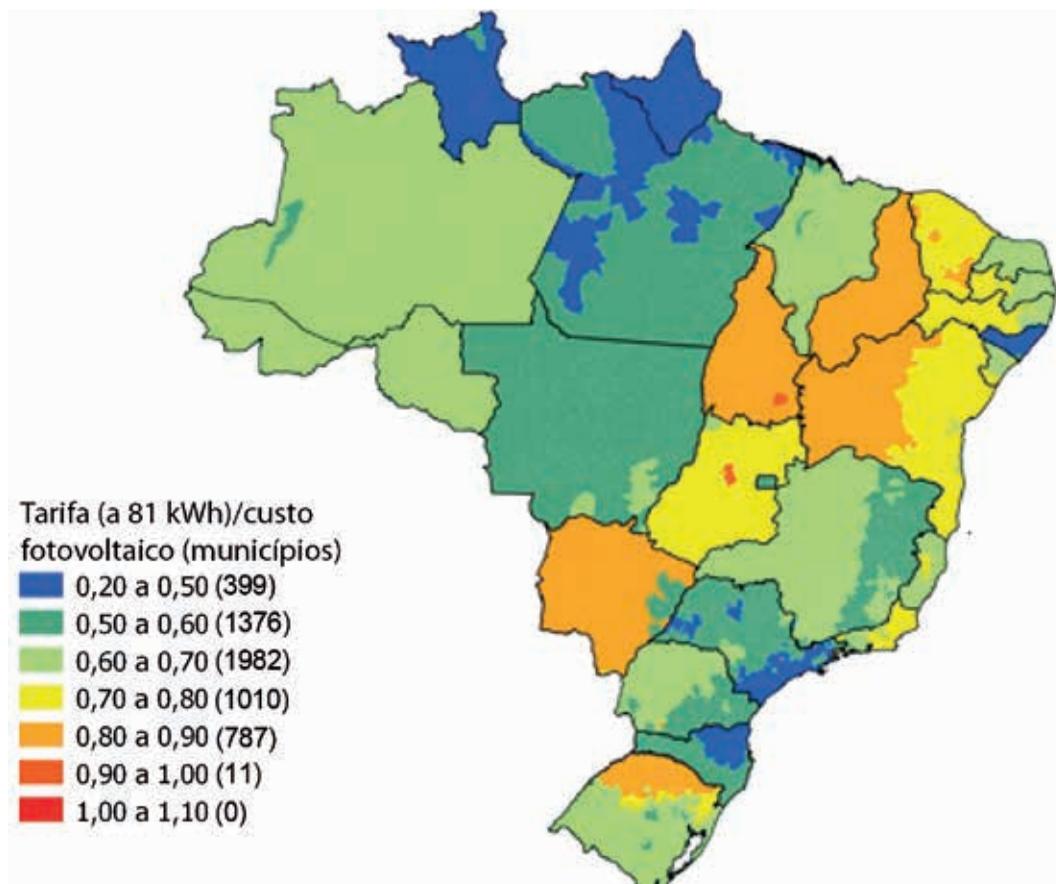


Elaboração dos autores.

Obs.: Os mapas deste TD podem ser visualizados em detalhe no Ipea Mapas, disponível em: <http://mapas.ipea.gov.br/i3geo/ms_criamapa.php?temasa=estadosl_ipea_solar_mapa1&layers=estadosl_ipea_solar_mapa1&mapext=-83.84 -37.69 -26.95 6>.

MAPA A.6

Atratividade da energia fotovoltaica em relação à tarifa
com alíquotas de ICMS para consumo de 81 kWh/mês



Elaboração dos autores.

Obs.: Os mapas deste TD podem ser visualizados em detalhe no Ipea Mapas, disponível em: <http://mapas.ipea.gov.br/i3geo/ms_criamapa.php?temasa=estadosl_ipea_solar_mapa1&layers=estadosl_ipea_solar_mapa1&mapext=-83.84-37.69-26.956>.

EDITORIAL

Coordenação

Cláudio Passos de Oliveira

Supervisão

Everson da Silva Moura

Reginaldo da Silva Domingos

Revisão

Andressa Vieira Bueno

Clícia Silveira Rodrigues

Idalina Barbara de Castro

Laeticia Jensen Eble

Leonardo Moreira de Souza

Luciana Dias

Marco Aurélio Dias Pires

Olavo Mesquita de Carvalho

Celma Tavares de Oliveira (estagiária)

Patrícia Firmina de Oliveira Figueiredo (estagiária)

Editoração

Aline Rodrigues Lima

Bernar José Vieira

Daniella Silva Nogueira

Danilo Leite de Macedo Tavares

Jeovah Herculano Szervinsk Junior

Leonardo Hideki Higa

Daniel Alves de Sousa Júnior (estagiário)

Diego André Souza Santos (estagiário)

Capa

Luís Cláudio Cardoso da Silva

Projeto Gráfico

Renato Rodrigues Bueno

Livraria do Ipea

SBS – Quadra 1 - Bloco J - Ed. BNDES, Térreo.

70076-900 – Brasília – DF

Fone: (61) 3315-5336

Correio eletrônico: livraria@ipea.gov.br

Composto em adobe garamond pro 12/16 (texto)
Frutiger 67 bold condensed (títulos, gráficos e tabelas)
Impresso em offset 90g/m²
Cartão supremo 250g/m² (capa)
Brasília-DF

Missão do Ipea

Produzir, articular e disseminar conhecimento para aperfeiçoar as políticas públicas e contribuir para o planejamento do desenvolvimento brasileiro.



ipea Instituto de Pesquisa
Econômica Aplicada

SAE

SECRETARIA DE
ASSUNTOS ESTRATÉGICOS
DA PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA

