

Dantas, Stefano Giacomazzi; Pompermayer, Fabiano Mezadre

Working Paper

Viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos no Brasil e possíveis efeitos no setor elétrico

Texto para Discussão, No. 2388

Provided in Cooperation with:

Institute of Applied Economic Research (ipea), Brasília

Suggested Citation: Dantas, Stefano Giacomazzi; Pompermayer, Fabiano Mezadre (2018) : Viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos no Brasil e possíveis efeitos no setor elétrico, Texto para Discussão, No. 2388, Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA), Brasília

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/211339>

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.

TEXTO PARA **DISCUSSÃO**

2388

**VIABILIDADE ECONÔMICA DE
SISTEMAS FOTOVOLTAICOS NO
BRASIL E POSSÍVEIS EFEITOS
NO SETOR ELÉTRICO**

**Stefano Giacomazzi Dantas
Fabiano Mezadre Pompermayer**



VIABILIDADE ECONÔMICA DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS NO BRASIL E POSSÍVEIS EFEITOS NO SETOR ELÉTRICO

Stefano Giacomazzi Dantas¹

Fabiano Mezadre Pompermayer²

1. Pesquisador do Programa de Pesquisa para o Desenvolvimento Nacional (PNPD) na Diretoria de Estudos e Políticas Setoriais de Inovação e Infraestrutura (Diset) do Ipea.

2. Técnico de planejamento e pesquisa na Diset/Ipea.

Governo Federal

**Ministério do Planejamento,
Desenvolvimento e Gestão**
Ministro Esteves Pedro Colnago Junior

ipea Instituto de Pesquisa
Econômica Aplicada

Fundação pública vinculada ao Ministério do Planejamento, Desenvolvimento e Gestão, o Ipea fornece suporte técnico e institucional às ações governamentais – possibilitando a formulação de inúmeras políticas públicas e programas de desenvolvimento brasileiros – e disponibiliza, para a sociedade, pesquisas e estudos realizados por seus técnicos.

Presidente

Ernesto Lozardo

Diretor de Desenvolvimento Institucional

Rogério Boueri Miranda

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

Alexandre de Ávila Gomide

Diretor de Estudos e Políticas Macroeconômicas

José Ronaldo de Castro Souza Júnior

Diretor de Estudos e Políticas Regionais, Urbanas e Ambientais

Alexandre Xavier Ywata de Carvalho

Diretor de Estudos e Políticas Setoriais de Inovação e Infraestrutura

Fabiano Mezadre Pompermayer

Diretora de Estudos e Políticas Sociais

Lenita Maria Turchi

Diretor de Estudos e Relações Econômicas e Políticas Internacionais

Ivan Tiago Machado Oliveira

Assessora-chefe de Imprensa e Comunicação

Regina Alvarez

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

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

Texto para Discussão

Publicação seriada que divulga resultados de estudos e pesquisas em desenvolvimento pelo Ipea com o objetivo de fomentar o debate e oferecer subsídios à formulação e avaliação de políticas públicas.

© Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada – **ipea** 2018

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 publicações do Ipea estão disponíveis para *download* gratuito nos formatos PDF (todas) e EPUB (livros e periódicos).
Acesse: <http://www.ipea.gov.br/portal/publicacoes>

As opiniões emitidas nesta publicação são de exclusiva e inteira responsabilidade dos autores, não exprimindo, necessariamente, o ponto de vista do Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada ou do Ministério do Planejamento, Desenvolvimento e Gestão.

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 SITUAÇÃO ATUAL DA ENERGIA FOTOVOLTAICA NO BRASIL	8
3 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FV	10
4 CUSTO DA ENERGIA FOTOVOLTAICA	13
5 ESTRUTURA TARIFÁRIA DA ENERGIA ELÉTRICA CONVENCIONAL	17
6 VIABILIDADE DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA	19
7 POSSÍVEIS IMPACTOS NO SISTEMA ELÉTRICO.....	25
8 CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	32
REFERÊNCIAS	33
BIBLIOGRAFIA COMPLEMENTAR.....	34

SINOPSE

Este trabalho discute a viabilidade econômica do uso de sistemas fotovoltaicos (FVs) na modalidade de geração distribuída e os seus possíveis impactos no setor elétrico brasileiro. Apresenta-se o estado atual da geração distribuída no Brasil e as perspectivas dos próximos anos. Além disso, foi feito um estudo da atratividade financeira para se instalar sistemas FVs conectados à rede, considerando fatores como a incidência solar local e o custo da energia fornecida pelas concessionárias de distribuição. Esta avaliação tem como base os preços praticados atualmente no mercado e as tarifas em vigor das distribuidoras, utilizando os dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). De modo geral, a energia fotovoltaica é atrativa do ponto de vista do microgerador, impulsionada pela diminuição dos preços dos equipamentos. Apesar da sua viabilidade aparente, devem-se discutir os possíveis impactos que a inserção em massa de sistemas FVs pode causar, como a variação repentina no fornecimento de energia desses sistemas e os prejuízos que podem ocorrer para as distribuidoras e os usuários. Entretanto, mostra-se que ainda existe bastante espaço para o desenvolvimento dessa matriz energética no Brasil, em especial nas regiões de maior incidência solar.

Palavras-chave: energia solar fotovoltaica; política tarifária.

ABSTRACT

This work discusses the economic viability of photovoltaic systems usage in distributed generation of electricity and its possible impacts on electrical network. We present the current situation and perspectives of distributed generation in Brazil. Besides that, we developed a financial analysis of grid-tie photovoltaic systems, considering factors such as local solar radiation and conventional energy cost, using data from the National Agency of Electrical Energy (ANEEL). Overall, the usage of photovoltaic systems in Brazil is economically attractive. Despite this, we have to discuss the impacts on the electrical network that might happen due to energy supply variability and economic losses of electric companies and users. However, we show that there is still a lot of room for development of photovoltaic systems in Brazil, especially within regions with high solar radiation.

Keywords: photovoltaic solar energy; tariff policy.

1 INTRODUÇÃO

A busca por fontes de energia renováveis é um dos grandes desafios enfrentados pela humanidade nos últimos anos e vem ganhando mais importância com a intensificação do efeito estufa. Uma das formas mais promissoras de contornar esse problema é aproveitar a energia fornecida pelo sol, fonte limpa e gratuita de energia.

Atualmente, existem duas formas de gerar energia elétrica a partir dos raios solares, conhecidas como fotovoltaica e heliotérmica. A heliotérmica utiliza espelhos e lentes para concentrar os raios solares em um ponto específico, aquecendo uma solução que gera vapor e aciona uma turbina que é utilizada para produzir eletricidade. Já a fotovoltaica consiste na geração de energia elétrica por meio de materiais semicondutores que apresentam o efeito fotovoltaico. Esse fenômeno químico/físico pode ser definido como a formação de tensão elétrica ou corrente em um material que é exposto à luz.

Os avanços tecnológicos recentes na área de semicondutores e o aumento da produção de células solares ajudaram a diminuir o preço de sistemas fotovoltaicos (FVs). Esse fato é ilustrado no gráfico 1, no qual se pode observar que o valor por *watt* de energia produzido caiu de US\$ 79,67 para US\$ 0,36 em menos de quarenta anos (Diamandis, 2014).

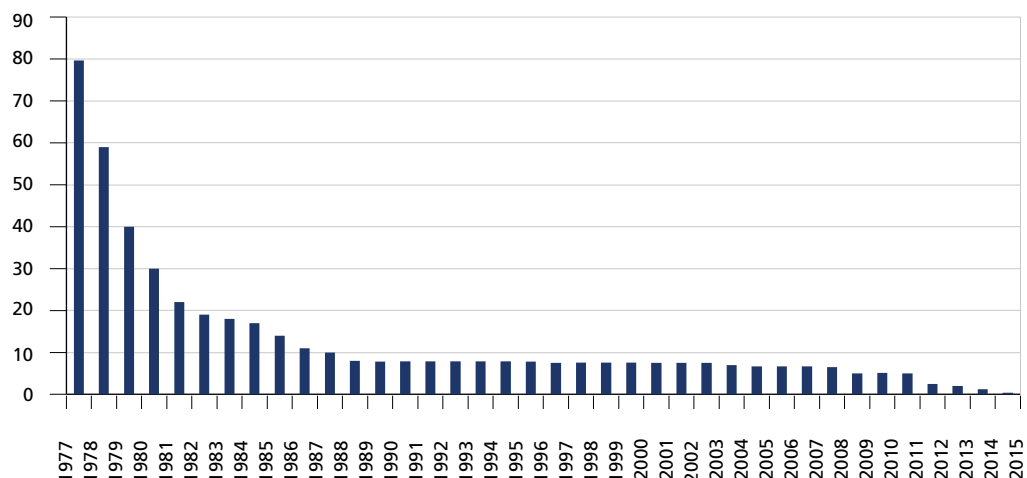
A diminuição dos preços é um dos principais fatores que impulsionam o crescimento do mercado fotovoltaico. Em 2015, a produção mundial chegou à marca de 230 GW, mais de quarenta vezes a produção de 2006 (Schmela, 2016). As projeções apontam até 700 GW de potência instalada em 2020.

O principal objetivo deste estudo é analisar a viabilidade financeira da implantação de sistemas FVs no Brasil, mais especificamente nas regiões menos favorecidas socioeconomicamente, e estudar seu impacto na estrutura tarifária atual. As regiões mais vulneráveis economicamente são atraentes, pois apresentam, em geral, as maiores incidências solares do país, fator fundamental para a geração fotovoltaica.

Outra finalidade deste trabalho é atualizar os dados obtidos no Texto para Discussão do Ipea intitulado *Energia Fotovoltaica Ligada à Rede Elétrica: atratividade para o consumidor final e possíveis impactos no sistema elétrico*, publicado em fevereiro de

2013 (Cabello e Pompermayer, 2013). Desde então, o barateamento dos equipamentos, o aumento das tarifas cobradas pelas distribuidoras de energia elétrica e a atualização dos dados disponíveis sugeriram um novo trabalho acerca do mesmo tema.

GRÁFICO 1
Histórico dos preços de células de silício
(Em US\$/W)



Fonte: Diamandis (2014).

2 SITUAÇÃO ATUAL DA ENERGIA FOTOVOLTAICA NO BRASIL

Em abril de 2012, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) publicou a Resolução Normativa nº 482/2012, que regulamentou a geração distribuída de energia. Isso se deu por meio da definição do sistema de compensação, conhecido internacionalmente como *net metering*, um arranjo no qual a energia ativa injetada na rede por uma unidade distribuidora é cedida à distribuidora e posteriormente compensada com o consumo de energia. Este esquema incentiva o desenvolvimento de sistemas FVs em outros países da América Latina. O México entrou 2016 com mais de 100 MW instalados. Além dele, Costa Rica, Panamá e República Dominicana são outros países nos quais a energia solar vem sendo explorada.

Ao fim do mês, se a geração for maior que o consumo, o saldo restante, chamado crédito de energia, pode ser usado para abater o consumo em algum mês subsequente, restando ao consumidor somente o pagamento da tarifa básica (30 kWh para instalações

monofásicas, 50 kWh para bifásicas e 100 kWh para trifásicas). Se o consumo for maior que a geração, o consumidor paga a diferença entre a energia total consumida e a gerada.

A geração distribuída apresenta diversos benefícios ao sistema elétrico, como o baixo impacto ambiental, a redução das cargas na rede, a diversificação da matriz energética e a diminuição das perdas. Apesar do enorme potencial de geração fotovoltaica no Brasil, a quantidade de energia produzida dessa forma ainda não é significativa. O país conta com cerca de 176 MW de potência centralizada instalada, totalizando 0,1% da potência total. Esse valor é bem inferior ao dos países líderes do *ranking* de produção, como Estados Unidos, China e Alemanha. Entretanto, é evidente o crescimento desse tipo de geração no Brasil. Foram registradas mais de 3,5 mil novas conexões de sistemas FVs em 2016 e projeções apontam o país entre os vinte maiores produtores de energia solar em 2018.¹

Em 2015, a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 687/2015, que acrescentou alguns benefícios aos microgeradores. Entre eles, a possibilidade de geração distribuída conjunta, isto é, a energia gerada pode ser repartida entre várias residências de acordo com seus interesses, desde que elas façam parte da mesma área de concessão. Além disso, a validade dos créditos de energia passou de 36 para 60 meses, a potência máxima de geração por unidade aumentou de 1 MW para 5 MW e o processo de adesão para conectar a geração distribuída à rede de distribuição foi simplificado. Essa resolução normativa parece ter contribuído bastante para o crescimento no número de instalações de sistemas FVs nos últimos dois anos.

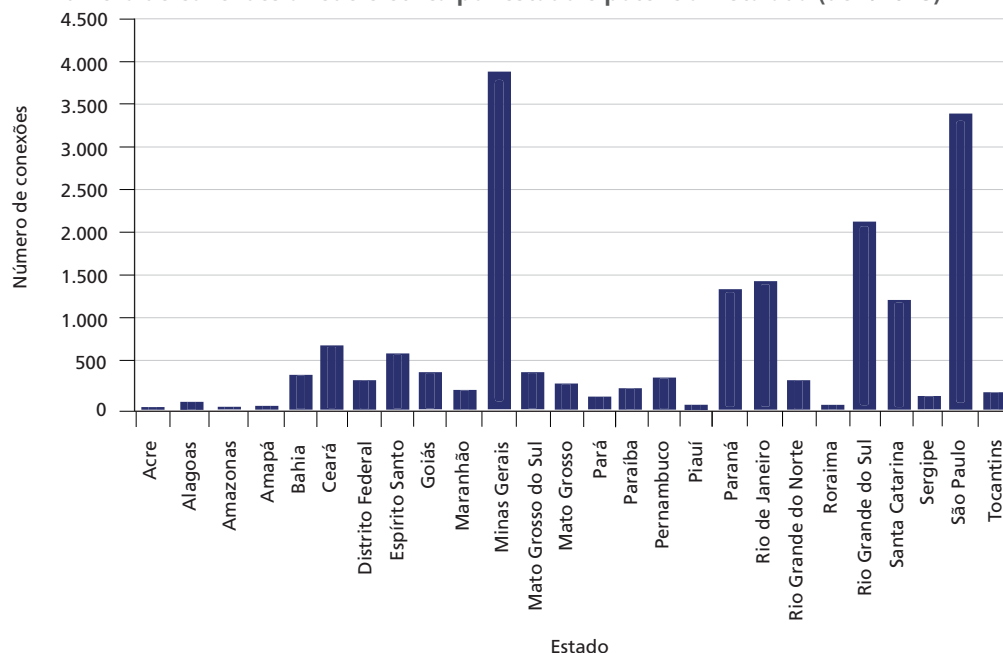
Atualmente, os estados que apresentam o maior número de conexões à rede elétrica são Minas Gerais e São Paulo.² Já os estados do Norte e alguns do Nordeste não apresentam um número significativo de usuários com sistemas FVs conectados. As regiões mais interessantes para a instalação desses sistemas serão expostas adiante neste trabalho. O gráfico 2 mostra como era a distribuição de conexões nos estados ao final de 2015.

1. Disponível em: <<http://www.brasil.gov.br/infraestrutura/2016/07/brasil-deve-integrar-top-20-em-energia-solar-em-2018>>.

2. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Estadual.asp>.

GRÁFICO 2

Número de conexões à rede elétrica por estado e potência instalada (dez./2015)



Fonte: ANEEL.

3 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FV

Para avaliar a atratividade da energia fotovoltaica, é fundamental conhecer o custo dos equipamentos, de instalação e manutenção. Para isso, é necessário analisar previamente a carga desejada do sistema FV, ou seja, quanta energia será produzida por ele. Inicialmente, o intuito era dimensionar sistemas FVs para suprir parcial, total e excessivamente a demanda de energia elétrica média residencial. No caso em que a produção é maior que o consumo, a diferença é injetada na rede de distribuição, caracterizando uma instalação do tipo *grid-tie*. Esse modelo de sistema é conectado diretamente na rede elétrica, exigindo equipamentos mais complexos que os de sistemas isolados (*off-grid*), que utilizam baterias para armazenar a energia sobressalente.

Um dos principais componentes de um sistema FV é o inversor de frequência. Sua função é transformar a corrente contínua que é gerada pelas placas solares em corrente alternada, que pode ser usada pelos aparelhos elétricos convencionais. Por estar conectado diretamente na rede elétrica, um inversor do tipo *grid-tie* deve fazer

a sincronização de frequência da energia produzida com a fornecida da rede pública de eletricidade. Esse é o principal fator que torna os preços de inversores de frequência desse tipo de sistema maiores que os de *off-grid*. A tabela 1 mostra um comparativo do preço dos inversores para as duas configurações fotovoltaicas existentes.

TABELA 1
Comparativo de preço entre os inversores para sistemas *grid-tie* e *off-grid*

Modelo	Potência máxima de saída (W)	Preço (R\$)	Tipo de sistema	Loja
Xantrex Xpower1500	1.500	1.343	<i>Off-grid</i>	NeoSolar
Hayonik 3000	3.000	1.673	<i>Off-grid</i>	NeoSolar
Ecosolys – ECOS2000	2.000	3.905	<i>Grid-tie</i>	Minha Casa Solar
B&B Power – SF3000TL	3.000	5.400	<i>Grid-tie</i>	Minha Casa Solar

Elaboração dos autores.

Existem modelos de inversores mais sofisticados, que contam com suporte à conexão para comunicação de dados sem fio, para administrar e acompanhar a geração do sistema. Esses modelos não foram considerados devido ao seu elevado custo e por essas funcionalidades não serem essenciais a este trabalho.

Em virtude do alto valor do inversor, o intuito de gerar energia para suprir parcialmente uma residência foi abandonado. Com o aumento do número de placas no sistema, o preço do inversor é diluído no valor total. O custo unitário do sistema por unidade de potência, ou seja, por watt-pico (Wp), fica mais barato à medida que a capacidade de geração aumenta. Esse fato pode ser observado na tabela 2.

TABELA 2
Comparativo de preço e custo unitário entre configurações com diferentes números de placas e modelo de inversor

Quantidade de placas solares/potência (Wp)	Potência inversor (W)	Preço do sistema (R\$)	R\$/Wp
6/1.590	2.000	8.291	5,21
10/2.650	3.000	12.710	4,80
18/4.770	5.000	21.201	4,44

Elaboração dos autores.

As placas solares contidas na tabela 2 foram escolhidas levando em consideração alguns aspectos, como preço, reputação da marca no mercado, eficiência e geração de energia. A tabela 3 apresenta três modelos de placa analisados.

TABELA 3

Comparativo de preço das placas solares

Modelo	Potência (Wp)	Preço (R\$)	R\$/Wp	Marca	Loja
Canadian CSI CS6P-265P	265	731	2,76	Canadian Solar	Minha Casa Solar
Yingli YL275D-30b	275	759	2,76	Yingli	NeoSolar
GBR-260P	260	899	3,46	Globo Brasil	Minha Casa Solar

Fonte: Minha Casa Solar, disponível em: <<http://www.minhacasasolar.com.br>>. Acesso em: mar. 2017. NeoSolar, disponível em: <<http://www.neosolar.com.br/loja/>>. Acesso em: mar. 2017.

Elaboração dos autores.

A placa Globo Brasil é de uma empresa brasileira de painéis solares. O seu valor foi bastante superior ao das concorrentes, que apresentaram o mesmo custo por watt-pico. Optou-se, para fins de simulação, pela utilização da placa Canadian CSI CS6P-265P, visto que sua disponibilidade no mercado nacional é maior que a da Yingli.

O último equipamento necessário para o sistema FV é o quadro de proteção de corrente contínua para esse tipo de sistema, conhecido como *stringbox*. Esse dispositivo serve para protegê-lo de eventuais distúrbios elétricos que podem afetar as placas e o inversor. O modelo que apresentou o melhor custo-benefício foi o ABB 02 Strings 1000V, por R\$ 1.757, encontrado na loja Minha Casa Solar. Esse equipamento suporta todas as configurações de sistemas que serão testados neste trabalho.

A tabela 4 mostra os valores totais dos sistemas FVs, para seis, dez e dezoito placas solares. O custo da instalação foi aproximado com base em um valor de R\$ 250 por placa, já considerando o suporte físico, a partir de entrevistas a empresas e profissionais do ramo.

TABELA 4

Preço final dos sistemas simulados

Quantidade de placas	Preço dos equipamentos (R\$)	Instalação (R\$)	Total (R\$)
6	10.048	1.500	11.548
10	14.467	2.500	16.967
18	22.958	4.500	27.458

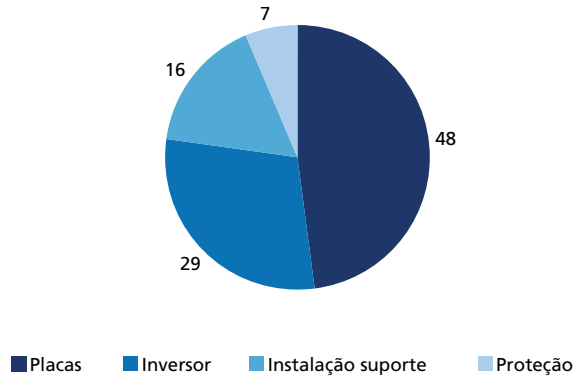
Elaboração dos autores.

O gráfico 3 mostra a constituição dos custos referente a cada parte do sistema, em que as placas fotovoltaicas correspondem a quase metade do valor total. Ainda há bastante espaço para o barateamento do sistema, uma vez que o preço das células de silício vem caindo ano após ano. Apesar do valor elevado dos sistemas FVs, esses são conhecidos pela longa vida útil, podendo chegar a mais de 25 anos de funcionamento pleno.

GRÁFICO 3

Composição do custo total de instalação de um sistema FV com dezoito placas

(Em %)



Elaboração dos autores.

4 CUSTO DA ENERGIA FOTOVOLTAICA

Com os custos de implantação definidos, pode-se calcular o valor da energia produzida pelo sistema FV utilizando o total de gastos iniciais e de manutenção divididos pelo total de energia produzida. Foram considerados três horizontes de tempo de dez, quinze e vinte anos. A fórmula utilizada para o cálculo do custo unitário por energia gerada é apresentada a seguir.

$$Custo_{unitário} = \frac{\sum_{i=0}^N [(Inv_i + CO\&M_i) * (1 + taxa)^{-i}]}{\sum_{i=0}^N [(EneProd * (1 - \eta i)) * (1 + taxa)^{-i}]} \quad (1)$$

Em que N é o número de anos considerado; Inv_i é o investimento no ano i ; $CO\&M_i$ são os custos de operação e manutenção no ano i ; $EneProd$ é a energia produzida no ano i ; η é o fator de decaimento anual da eficiência da placa; e $taxa$ é a taxa de desconto ao ano.

Os investimentos ocorrem em dois momentos distintos: no ano inicial ($i = 0$) no qual são comprados todos os equipamentos necessários no valor especificado na tabela 4 e ao final do 15º ano, quando o inversor e o *stringbox* são substituídos. Não existem dados sobre os custos de manutenção e operação de um sistema FV. A única recomendação é retirar a poeira das placas de tempos em tempos. Adotou-se, então, R\$ 20, R\$ 30 e

R\$ 40 como os valores anuais desse parâmetro para os sistemas de seis, dez e dezoito placas, respectivamente.

A taxa de desconto utilizada foi de 5% ao ano. Esse valor se aproxima do rendimento real de um título da dívida pública, depois de descontada a inflação do período e o imposto de renda. Essa taxa foi adotada tendo em vista a condição de que o indivíduo que for investir no sistema já possua os recursos financeiros para tal, e que eles estejam aplicados em algum título da dívida pública. Outra opção é considerar o custo de empréstimos junto a bancos, que em geral seriam superiores. Entretanto, há linhas específicas de crédito no Banco do Nordeste, com custo menor.

Para o cálculo da energia anual produzida foram considerados diversos aspectos. O primeiro deles é o decaimento da potência de saída máxima da placa (η), cerca de 0,7% por ano (Canadian Solar, 2016). Os dados de radiação solar média incidente no território são fornecidos em quilowatt-hora por metro quadrado (kWh/m²), logo, era necessário calcular a área do painel solar e descobrir sua eficiência. Essas informações foram encontradas nas especificações da placa disponibilizadas pelo fabricante (Canadian Solar, 2016). A geração diária em kWh por placa é dada pela equação a seguir.

$$\text{Geração} = \text{Radiação Incidente} \times \text{Eficiência} \times \text{Área} \quad (2)$$

A geração calculada pela equação (2) não leva em conta as perdas inerentes a qualquer sistema FV. Fatores como eficiência do inversor, perdas de sincronismo e no circuito, térmicas, por reflexão, entre outros, diminuem a quantidade de energia aproveitada pelo sistema. Para modelar essas perdas, adotou-se um fator de aproveitamento de 75% da energia gerada em (2), com base em estudos semelhantes como Cabello e Pompermayer (2013) e EPE (2012). Uma das métricas mais utilizadas para se referir à geração de uma placa solar é o número de horas de sol pleno, período no qual a placa consegue fornecer sua potência máxima. Esse valor pode ser calculado dividindo a geração efetivamente obtida em um dia representativo (em kWh) pela potência de pico da placa (em kW). Com o número de horas de sol pleno é possível calcular a produção total do sistema FV, multiplicando esse número pela potência de pico total das placas.

A média de incidência solar diária nos municípios do Brasil é de 5,26 kWh/m².³ Considerando esse valor no cálculo da geração fotovoltaica, os custos unitários para os cenários considerados são apresentados na tabela 5.

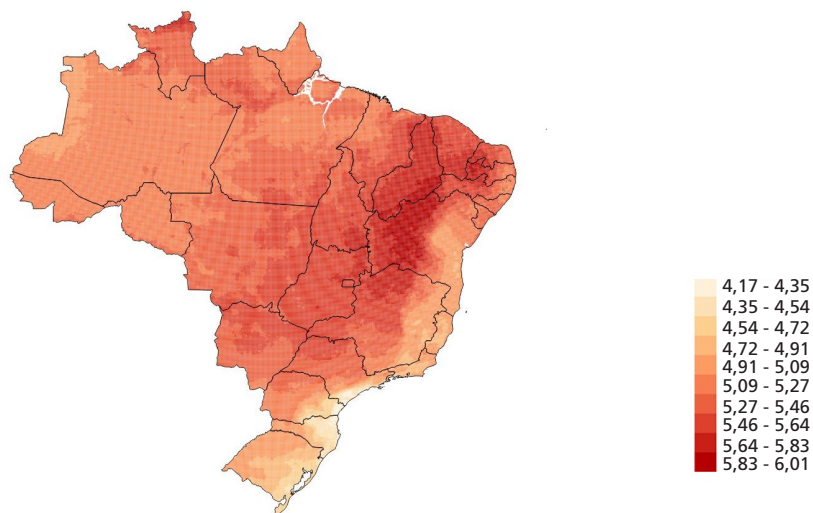
TABELA 5
Custos unitários utilizando a média diária de radiação solar
(Em R\$/kWh)

Custo da energia		Sistema de 6 placas	Sistema de 10 placas	Sistema de 18 placas
Vida útil	10 anos	0,67	0,59	0,53
	15 anos	0,52	0,46	0,41
	20 anos	0,55	0,47	0,41

Elaboração dos autores.

Os menores custos unitários foram obtidos no investimento que considera o horizonte de tempo de quinze anos, no qual não há necessidade da reposição de equipamentos. Como esperado, quanto maior o número de placas solares no sistema, menor o custo unitário (em R\$/kWh). Os valores de incidência solar diária média podem ser observados no mapa 1.

MAPA 1
Brasil: incidência solar média diária
(Em kWh/m²)



Fonte: Centro de Previsão de Tempo e Estudos Climáticos (CPTEC) e Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (Inpe), 2016.

3. Disponível em: <http://ftp.cptec.inpe.br/labren/publ/livros/atlas_2006/>.

Apesar dos diferentes tipos de clima existentes no país, a irradiação solar apresenta boa uniformidade. O valor máximo de irradiação global – $6,5 \text{ kWh/m}^2$ – é identificado no norte do estado da Bahia, na fronteira com o Piauí. Além disso, essa região apresenta uma baixa média anual de cobertura de nuvens (Pereira, 2006). Já a menor irradiação é encontrada no litoral de Santa Catarina. Entretanto, a região Sul recebe mais radiação solar durante o verão do que a Norte, mesmo estando mais próxima da linha do Equador. No inverno, a tendência se inverte, a maior variação entre estações do ano é observada na região Sul do país.

A tabela 6 apresenta os custos unitários médios em cada estado brasileiro. Esses valores foram calculados com base na fórmula (1), com a energia produzida estimada a partir da irradiação média de cada estado. É possível observar que os custos são menores onde a radiação solar é maior, como no Nordeste.

TABELA 6
Custos unitários por estado
(Em R\$)

Unidade da Federação (UF)	6 placas	10 placas	18 placas	Unidade da Federação (UF)	6 placas	10 placas	18 placas
Acre	0,53	0,46	0,42	Paraíba	0,50	0,44	0,39
Alagoas	0,52	0,46	0,41	Paraná	0,53	0,47	0,42
Amapá	0,53	0,47	0,42	Pernambuco	0,51	0,45	0,40
Amazonas	0,53	0,47	0,42	Piauí	0,48	0,42	0,38
Bahia	0,52	0,46	0,41	Rio de Janeiro	0,56	0,50	0,44
Ceará	0,49	0,43	0,39	Rio Grande do Norte	0,50	0,44	0,39
Distrito Federal	0,49	0,43	0,39	Rio Grande do Sul	0,57	0,50	0,45
Espírito Santo	0,56	0,49	0,44	Rondônia	0,52	0,46	0,41
Goiás	0,49	0,43	0,39	Roraima	0,51	0,45	0,40
Maranhão	0,51	0,45	0,40	Santa Catarina	0,59	0,52	0,46
Mato Grosso	0,51	0,45	0,40	São Paulo	0,52	0,46	0,41
Mato Grosso do Sul	0,51	0,45	0,40	Sergipe	0,52	0,45	0,41
Minas Gerais	0,53	0,47	0,42	Tocantins	0,50	0,44	0,39
Pará	0,52	0,46	0,41				

Elaboração dos autores.

5 ESTRUTURA TARIFÁRIA DA ENERGIA ELÉTRICA CONVENCIONAL

O valor pago pela energia elétrica vai muito além do preço de aquisição da energia, paga-se também pela sua disponibilidade 24 horas por dia, sete dias por semana. A tarifa deve ser suficiente para arcar com os custos de operação e expansão de todo sistema de transmissão e distribuição, desde onde a energia é gerada até o consumidor final. Além disso, existe a compensação pelas perdas e os tributos cobrados pelo governo. Resumidamente, a tarifa é composta por cinco partes:

- custos com a aquisição de energia elétrica;
- custos relativos ao uso do sistema de distribuição;
- custos relativos ao uso do sistema de transmissão;
- perdas técnicas e não técnicas; e
- encargos diversos e tributos.

Os custos com a aquisição de energia são resultantes de processos de contratação de valores de energia por meio de leilões regulados, nos quais a empresa distribuidora compra a quantidade suficiente para atender os consumidores de sua área de concessão. Os custos dessa operação são repassados integralmente ao consumidor, sem margem de lucro para a distribuidora.

Os custos relativos ao uso de sistema de distribuição e transmissão estão inseridos na tarifa para cobrir as despesas de capital e os custos de operação e manutenção tanto do sistema de distribuição quanto do de transmissão de energia.

As perdas elétricas são divididas em duas porções, técnicas e não técnicas. A energia dissipada pelos condutores quando há passagem de corrente é considerada uma perda técnica, inerente a qualquer circuito elétrico. Esse tipo de perda é ocasionado pelo próprio consumo dos usuários. Já as não técnicas são resultantes de furtos e problemas com os medidores.

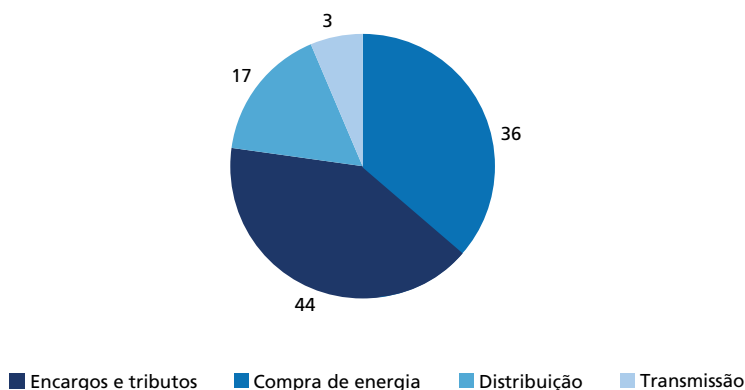
A última parte da composição da tarifa é referente aos tributos e aos encargos setoriais. O objetivo destes é garantir o equilíbrio econômico-financeiro dos contratos das distribuidoras, compensando alguns subsídios dados a grupos específicos de

usuários. Os tributos incidentes na tarifa são o Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS), o Programa de Integração Social (PIS) e a Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (Cofins). A incidência de impostos e encargos pode representar mais de 40% do valor total da tarifa, dependendo do estado.

Outro fator que influencia o valor da tarifa é a bandeira tarifária, que representa o custo sazonal na geração de energia. Ou seja, a variação do custo para gerar energia com relação a aspectos que mudam de acordo com a época do ano, como volume de chuva, disponibilidade hídrica e outras variantes. Existem três bandeiras atualmente que são acionadas dependendo do custo variável de geração térmica: verde (sem acréscimo na tarifa), amarela (acrécimo de R\$ 0,02 por kWh) e vermelha (patamar 1 gera um acréscimo de R\$ 0,03 por kWh e patamar 2, de R\$ 0,035).

A tarifa média cobrada pelas concessionárias do Brasil em março de 2017 foi de R\$ 0,45 por kWh,⁴ sem a incidência de ICMS e PIS/Cofins. Considerando os impostos, o valor da tarifa aumenta significativamente. Esses fatores são levados em conta na seção seguinte, que trata do estudo da viabilidade do sistema descrito. O gráfico 4 mostra a composição média da conta de luz dos brasileiros.

GRÁFICO 4
Composição da conta de luz
(Em %)



Fonte: ANEEL.

4. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/ranking-das-tarifas>>.

6 VIABILIDADE DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA

Para avaliar a viabilidade da adoção do sistema FV por consumidores residenciais, devemos levar em consideração dois aspectos principais: o custo da energia produzida por esse sistema e o custo da energia fornecida pela concessionária no local em questão.

O valor da energia produzida foi calculado pela metodologia apresentada anteriormente neste trabalho, levando em conta os custos dos equipamentos e da instalação e a incidência solar de cada município brasileiro (mapa 1). O cálculo do custo da energia fornecida pela concessionária foi feito tendo em vista o valor fornecido pela ANEEL para cada distribuidora, acrescido dos impostos incidentes na tarifa. O ICMS varia de estado para estado e de acordo com a faixa de consumo em kWh. Todos esses fatores foram considerados para uma melhor estimativa do valor da tarifa.

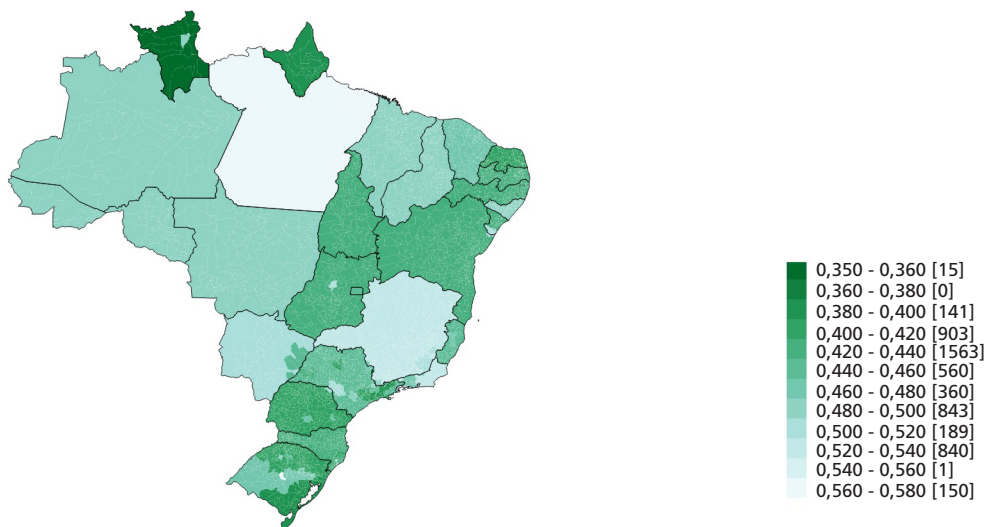
Como já mostrado na tabela 5, o sistema FV que produziu a energia com menor custo foi o de dezoito placas em um horizonte de investimento de quinze anos. Esse valor é utilizado para calcular a razão do custo da energia produzida pela tarifa correspondente. Essa proporção é fundamental para avaliar onde a energia fotovoltaica pode ser competitiva.

O mapa 2 apresenta os valores atualmente cobrados pelas distribuidoras, sem considerar ICMS e PIS/Cofins. A tarifa média é de aproximadamente R\$ 0,46 por kWh. Pará, Rio de Janeiro e Minas Gerais são os estados que apresentam a maior tarifa média; Roraima e Amapá, por sua vez, são os que exibem a menor. O mapa 3 expõe os valores médios das tarifas com a incidência de tributos. Pará e Rio de Janeiro continuam com as tarifas mais elevadas, assim como Roraima e Amapá com as mais baixas. Diferentes alíquotas de ICMS fazem alterar a ordem entre os estados.

MAPA 2

Valor cobrado pelas distribuidoras locais sem incidência de impostos

(Em R\$/kWh)



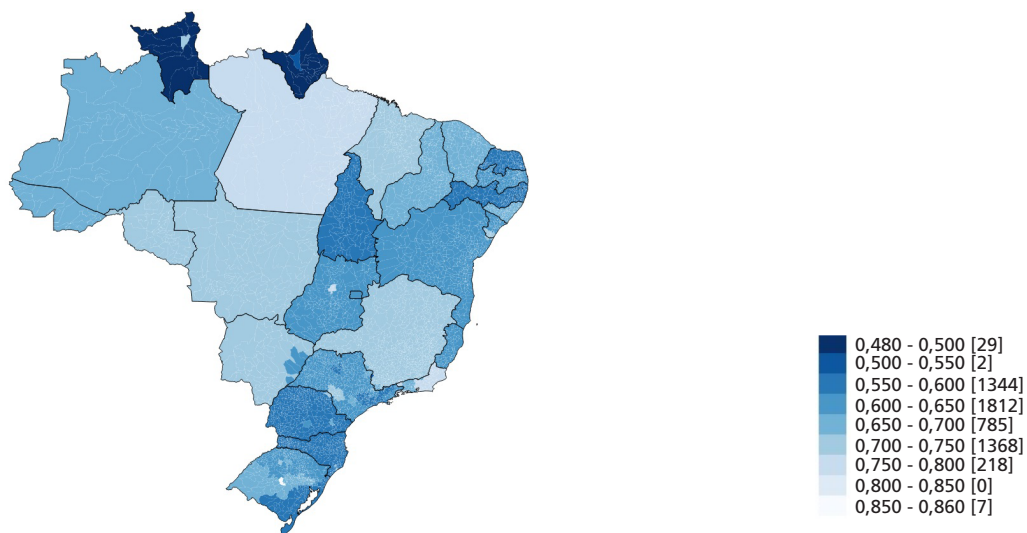
Elaboração dos autores.

Obs.: Número de municípios entre colchetes.

MAPA 3

Valor cobrado pelas distribuidoras locais com incidência de impostos

(Em R\$/kWh)



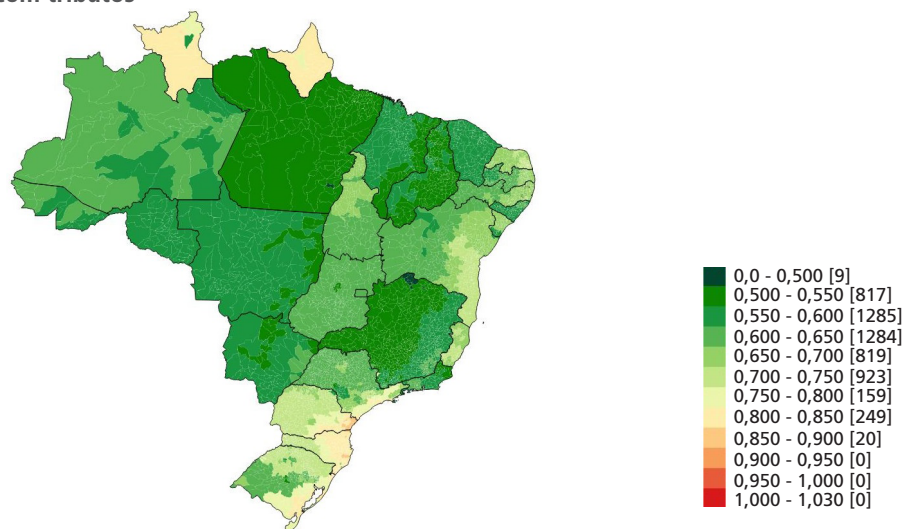
Elaboração dos autores.

Obs.: Número de municípios entre colchetes.

O mapa 4 mostra as regiões onde a utilização de energia fotovoltaica é mais economicamente viável – quanto mais verde escuro, mais viável. O estado do Pará apresenta uma das melhores razões, o que se deve ao valor da tarifa da distribuidora, a quarta mais cara do país de acordo com dados da ANEEL, e ao fato da incidência solar ser razoavelmente alta. Já Roraima, apesar de apresentar bons índices de radiação, não possui uma relação tão vantajosa, visto que a tarifa e o ICMS incidente estão entre os menores do país. De qualquer forma, em todos os municípios brasileiros o custo de geração fotovoltaica é menor que o da energia fornecida pelas distribuidoras na tarifa residencial com tributos, conforme o gráfico 5.

MAPA 4

Razão entre o custo da energia fotovoltaica e o valor cobrado pelas distribuidoras locais com tributos



Elaboração dos autores.

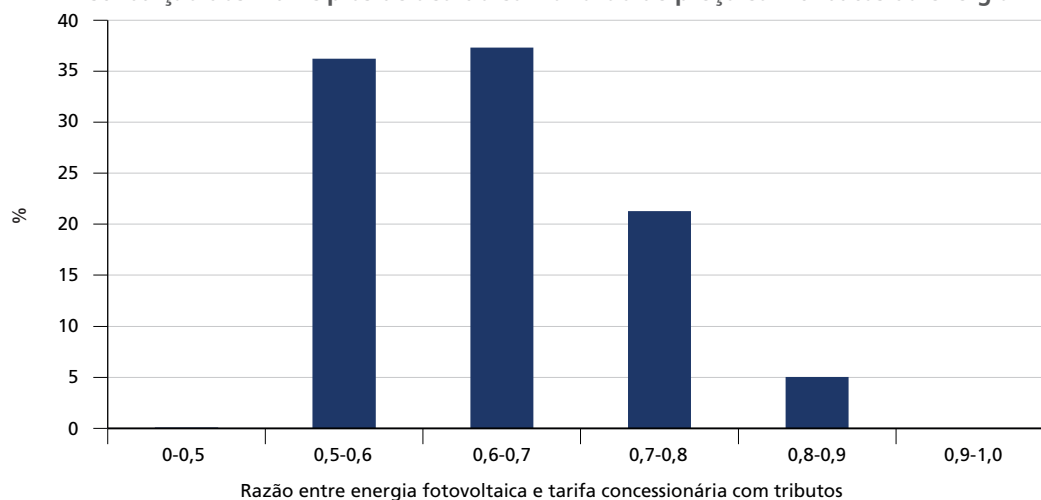
Obs.: Número de municípios entre colchetes.

O Convênio ICMS nº 16, de 22 de abril de 2015, autorizou alguns estados a conceder isenção de ICMS incidente sobre a energia elétrica fornecida pela distribuidora à unidade consumidora. Isso devia ser feito na quantidade correspondente à soma da energia elétrica injetada na rede de distribuição pela mesma unidade consumidora com os créditos de energia ativa originados nesta própria unidade no mesmo mês, em meses anteriores ou em outra unidade consumidora do mesmo titular, nos termos do Sistema de Compensação de Energia Elétrica, estabelecido pela Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. Nos casos em que os créditos de energia são consumidos por outro titular (geração remota), não há isenção de tributos. Desse modo, o gráfico 6 mostra a distribuição da razão de custos

de energia fotovoltaica e da tarifa cobrada pela concessionária sem tributos. Apesar de menos viável economicamente, mais de 40% dos municípios estão com uma razão menor que 0,9.

GRÁFICO 5

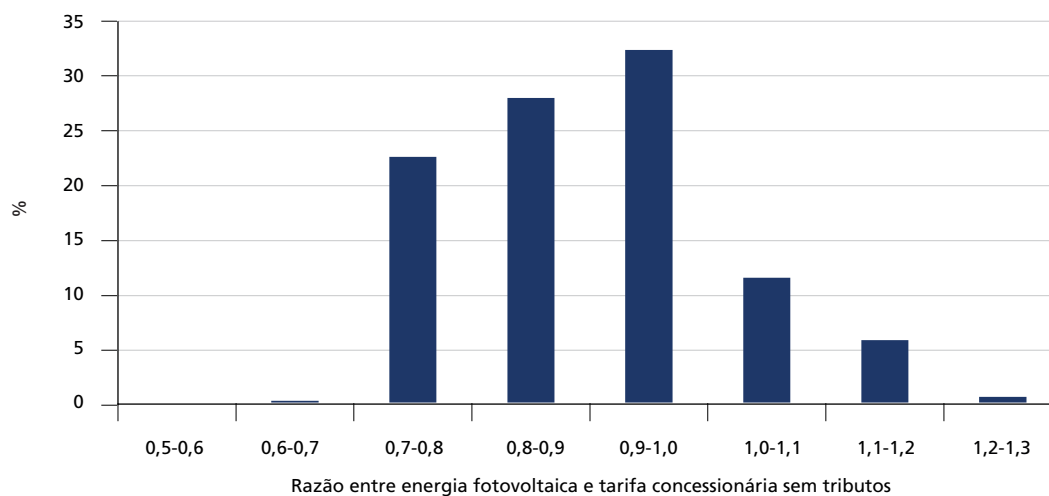
Distribuição dos municípios de acordo com a razão de preço com tributos da energia



Elaboração dos autores.

GRÁFICO 6

Distribuição dos municípios de acordo com a razão de preço sem tributos da energia



Elaboração dos autores.

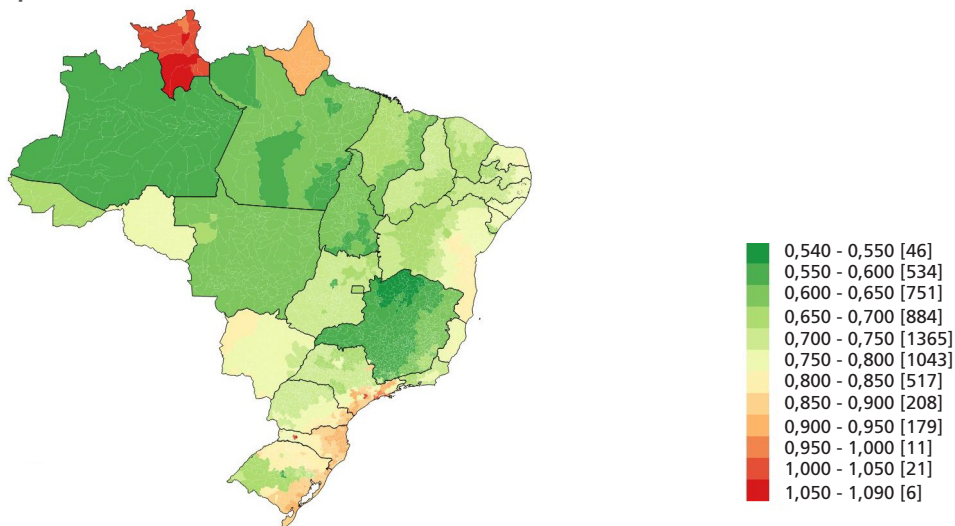
Apesar de a demanda por energia elétrica variar ao longo do dia, o valor cobrado dos consumidores residenciais pelas concessionárias é o mesmo, independentemente

do horário. Visando beneficiar os usuários que consomem energia fora dos horários de pico, a ANEEL estabeleceu a possibilidade de adesão a uma nova modalidade de cobrança, chamada tarifa branca. Essa metodologia adota valores de tarifa menores que o convencional para horários fora de ponta e maiores para períodos intermediários e de ponta. No momento, essa modalidade aplica-se somente a pessoas jurídicas. Existem dois picos de consumo durante o dia, um de manhã (por volta das 7h/8h) e outro no início da noite (18h/19h), mas somente este último é considerado como horário de ponta na cobrança da tarifa branca. Segundo a Resolução Normativa nº 733/2016, o consumidor pode solicitar a mudança para esse método tarifário a partir de 1º de janeiro de 2018.

A implantação desse novo modelo é extremamente relevante no que tange à energia fotovoltaica. A geração desse tipo de energia é concentrada no período das 9h às 15h, quando a tarifa fornecida pela concessionária é mais barata na modalidade branca, por ser, geralmente, do tipo fora de ponta. Em outras palavras, a energia gerada pelo sistema FV é considerada mais barata que o valor convencional.

MAPA 5

Razão entre o custo da energia fotovoltaica e a tarifa branca fora de ponta cobrada pelas distribuidoras locais, com tributos incluídos



Elaboração dos autores.

Obs.: Número de municípios entre colchetes.

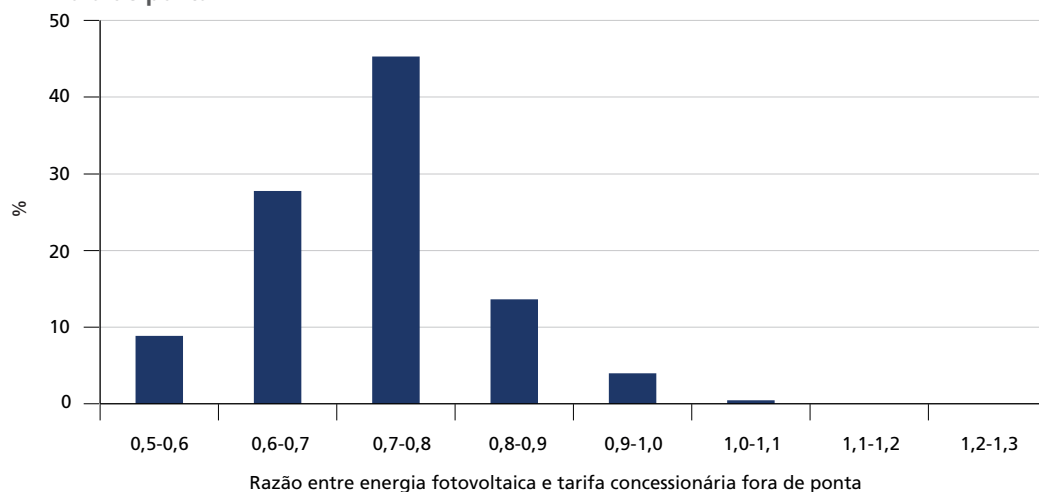
Por esse motivo, outra comparação foi realizada, utilizando o custo de geração solar e os valores de tarifa branca fora de ponta. Cada concessionária adota um valor

diferente para os postos tarifários. O preço fora de ponta é, em média, 17% menor do que a tarifa convencional cobrada pelas distribuidoras.

De modo geral, não houve notável diferença na distribuição espacial dos municípios onde a utilização da energia fotovoltaica é mais vantajosa economicamente. Todavia, a razão entre o custo da energia produzida e o valor cobrado pela concessionária aumentou como um todo, visto que a tarifa fora de ponta é mais barata que a convencional, utilizada na comparação anterior.

GRÁFICO 7

Distribuição dos municípios de acordo com a razão de preço em relação à tarifa fora de ponta



Elaboração dos autores.

Apesar de os cálculos serem um tanto simplificados, considerando valores médios de tributos e tarifas das distribuidoras, eles indicam uma alta viabilidade dos sistemas FVs conectados à rede. Ressalta-se, também, que o custo da energia fotovoltaica foi calculado considerando preços de equipamentos divulgados por *sites* especializados, mas nenhuma negociação de valor foi realizada. É possível que preços ainda menores possam ser obtidos, o que aumentaria ainda mais a atratividade da energia fotovoltaica. Para consumidores que usufruem de tarifas subsidiadas, como os de baixa renda e os rurais, a atratividade é, naturalmente, menor.

7 POSSÍVEIS IMPACTOS NO SISTEMA ELÉTRICO

Como mostrado na seção anterior, sistemas FVs têm bastante potencial de crescimento no Brasil. Na maior parte do país, o custo fotovoltaico é menor do que o valor cobrado pelas distribuidoras, resultando em um investimento economicamente rentável. Além disso, a oferta de equipamentos e serviços de instalação está cada vez maior e mais rápida.

A Resolução Normativa nº 482/2012 da ANEEL abriu espaço para uma diversificação ainda maior da matriz energética do Brasil. Apesar dos vários benefícios que a geração distribuída fotovoltaica pode trazer ao sistema elétrico, os possíveis impactos devem ser avaliados, principalmente na atual estrutura tarifária.

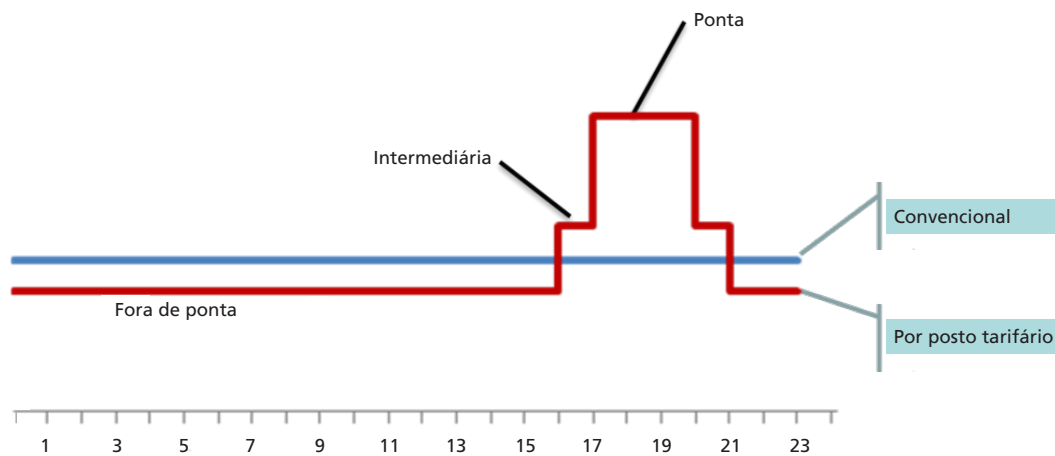
O primeiro ponto a ser discutido é a diferença de preços entre a energia fotovoltaica produzida e a consumida originária da concessionária, como apresentado na seção 6. Atualmente, já existe diferença de preço dependendo do horário de consumo para indústrias e instalações de média e alta tensão. No modelo convencional, em que o valor da tarifa residencial não varia ao longo do dia, a presença de muitos sistemas FVs conectados à rede pode acarretar em um desequilíbrio tarifário. As unidades geradoras injetariam energia no sistema de distribuição durante o período no qual a demanda não é tão elevada, entre 8h e 16h. Por sua vez, os créditos de energia restantes poderiam ser usados em outros períodos, inclusive o de ponta, quando a demanda é maior e não há geração dos sistemas FVs.

Isso pode agravar a relação entre pico e média de consumo do sistema. A energia injetada pelo microgerador nos períodos de geração do sistema FV (fora de ponta) seria “comprada” pela concessionária pelo valor convencional, superior ao da tarifa fora de ponta. Já no período de ponta, o valor pago pelo usuário seria o convencional, inferior à tarifa de ponta. Em outras palavras, o microgerador venderia à concessionária energia mais cara e compraria mais barata, o que pode acarretar um desequilíbrio nas contas da distribuidora e, na revisão tarifária, gerar um possível aumento da tarifa.

Em locais mais quentes, como o Rio de Janeiro, o uso de ar-condicionado é bastante frequente. Os horários de maior utilização desse aparelho coincidem com os de maior geração fotovoltaica. Por consequência, a injeção de energia na rede elétrica pode suavizar o pico de demanda que ocorre nesse período, contribuindo para uma melhor estabilidade do sistema.

Uma possível solução que pode ser estudada pela ANEEL é tornar obrigatória a adesão à tarifa branca para as unidades com sistemas FVs conectados à rede. Desse modo, a energia produzida pela geração distribuída em horários fora de ponta teria um valor menor do que a da tarifa convencional, do posto intermediário e de ponta.

GRÁFICO 8
Esquema do valor da tarifa branca por hora

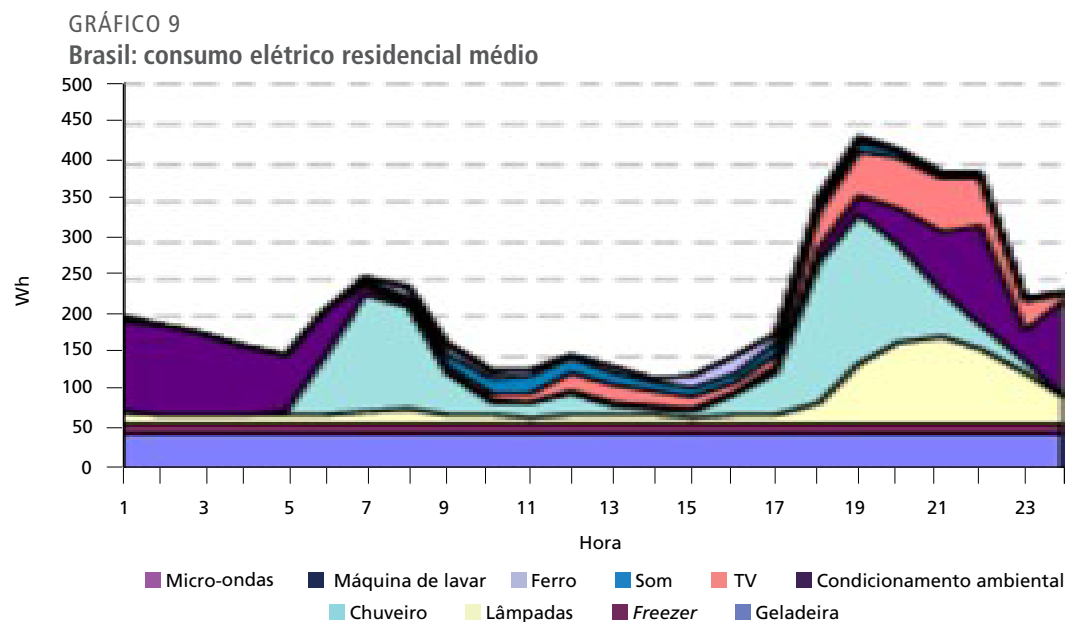


Fonte: Ipea, 2013.

Ainda que, de acordo com o mapa 3, o valor da energia produzida pelo sistema FV seja menor que os cobrados pelas concessionárias, deve-se levar em consideração o preço da tarifa intermediária e de ponta para mensurar a viabilidade do sistema proposto. Se um proprietário desse sistema consumir um valor significativo de energia além dos períodos fora de ponta, a cobrança da concessionária ao final do mês pode ser maior do que a de um consumidor sem o sistema FV. Isso em razão dos altos preços cobrados nos períodos de ponta que podem chegar a quase 100% a mais do valor cobrado na tarifa convencional.

O gráfico 9 mostra a variação do consumo residencial médio ao longo do dia. É interessante observar que certos equipamentos apresentam grandes variações, por exemplo o chuveiro, enquanto outros apresentam consumo praticamente constante, como geladeiras e *freezer*. Apesar de o pico do consumo residencial apresentar-se no período das 17h-20h, conforme mostrado no gráfico 9, a curva de carga do sistema elétrico como um todo não sofre tantas variações ao longo do dia. Isso se deve às tarifas diferenciadas para média e

alta tensão que são bem mais caras no período de ponta do consumo residencial. Logo, a demanda horária por energia elétrica não deve representar um gargalo na inserção do sistema FV no cenário atual, pois os horários de maior geração solar coincidem com o funcionamento das indústrias e do comércio.

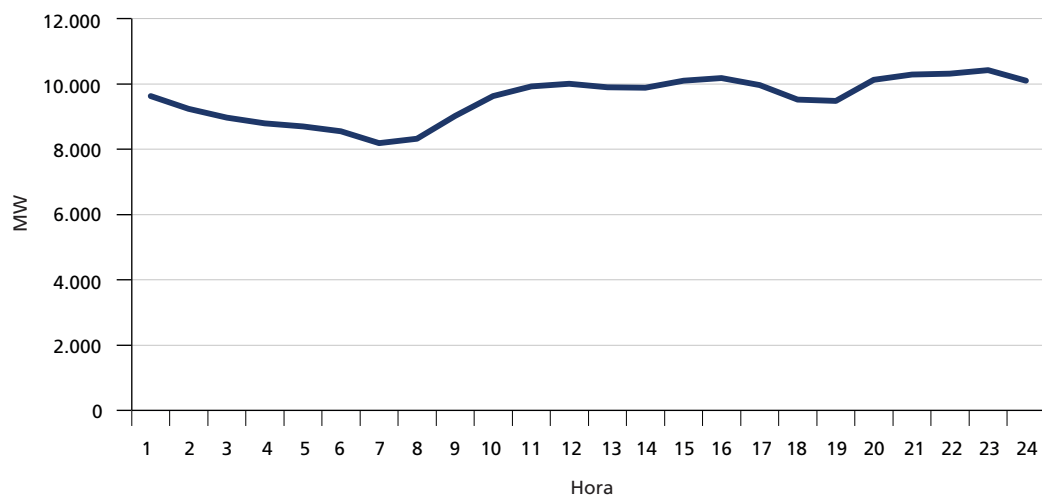


Entre as diferentes regiões do Brasil, o Nordeste é uma das que mais pode ser beneficiada com a instalação de sistemas FVs. Com altos índices de radiação solar, as famílias que habitam essa região, especialmente no semiárido, poderiam utilizar a energia fotovoltaica como uma forma de geração de renda. O gráfico 10 ilustra a curva de carga ao longo do dia para o Nordeste durante as quatro estações do ano, e se observa que a variação não é tão grande quando comparada com a do consumo residencial no gráfico 9.

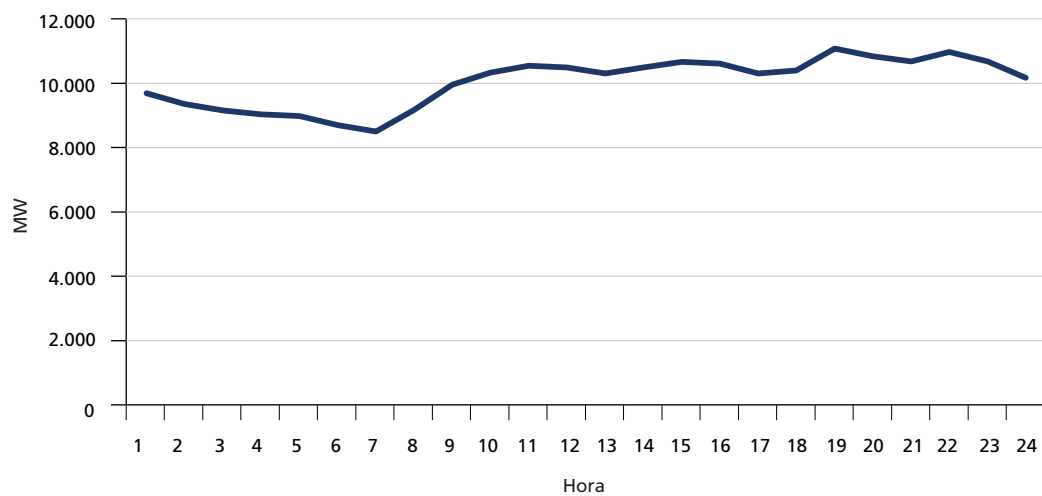
Um fator bastante estudado em que já existe grande presença de sistemas FVs é a variabilidade do fornecimento de energia desses sistemas ao longo do dia. A produção de energia solar começa com o nascer do sol, por volta das 6h/7h, atinge seu máximo às 12h/13h e cessa quando o sol se põe. Se houver um grande número de sistemas FVs instalados na rede, essa variação pode gerar instabilidades nesta, tanto no período de produção crescente quanto no decrescente. É necessário preparar o sistema elétrico para intermitência dos sistemas de geração distribuída.

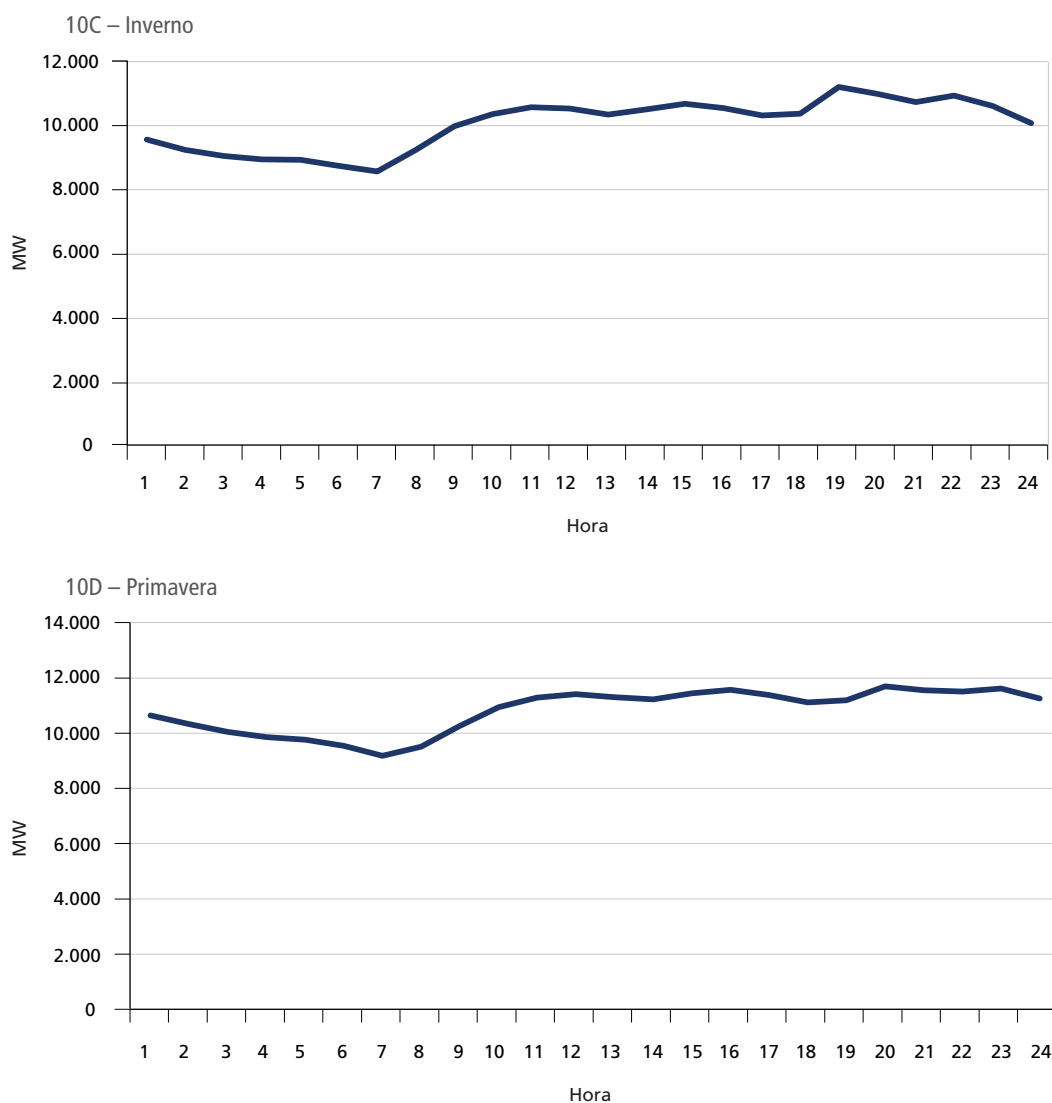
GRÁFICO 10
Curvas de consumo médio da região Nordeste

10A – Verão



10B – Outono

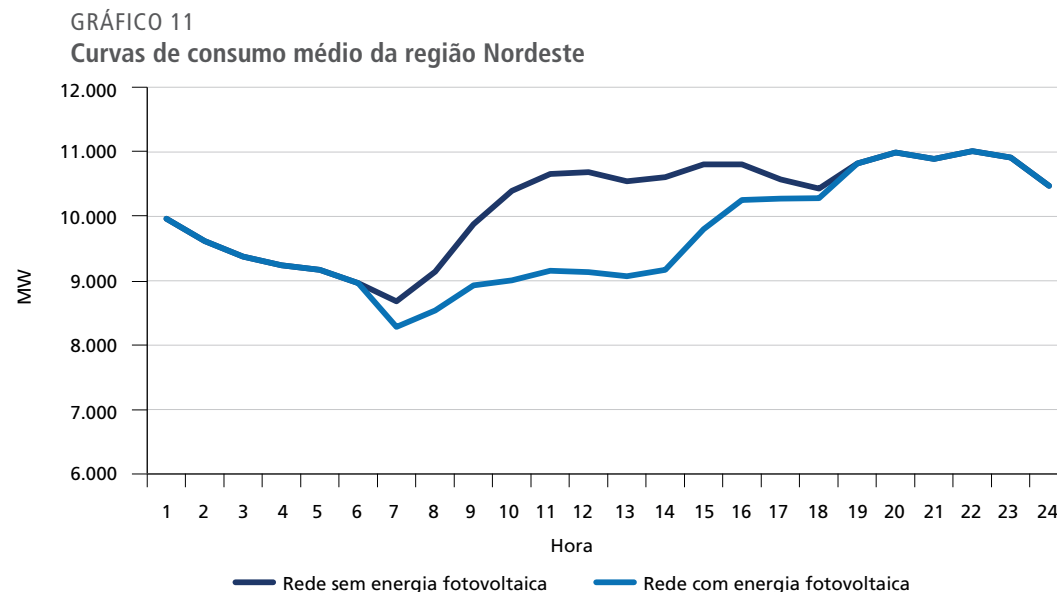




Fonte: ONS, 2013.

Atualmente, há uma variação média no subsistema do Nordeste de até 22% (1,8 GW) em um intervalo de seis horas no consumo de energia no período de 6h às 12h, mesmo espaço de tempo em que a energia solar tem seu período crescente de produção. Nesse caso, a introdução da geração fotovoltaica iria suavizar a curva de carga nesse horário. Entretanto, a demanda por energia aumenta no final da tarde, quando a produção dos sistemas FVs é bastante reduzida. Esse aumento de demanda e diminuição de oferta simultâneos podem causar certa instabilidade na rede.

O gráfico 11 mostra um cenário com uma potência fotovoltaica total de 1,5 GWp instalada na rede do subsistema do Nordeste. É possível observar que as variações de demanda do ponto de vista da rede foram suavizadas nas primeiras horas de sol do dia. Já no final deste, houve um aumento na taxa de variação em relação à já suportada pela rede atualmente. Ainda assim, seria uma variação menos drástica que a observada no período de 7h às 11h da manhã.



Um aspecto que deve ser considerado ao se tratar de energia fotovoltaica é a possível regressividade na tarifa de energia. Isso decorreria do fato de os consumidores que podem instalar sistemas FVs serem, em grande parte, integrantes das classes sociais mais altas. Desse modo, a compensação realizada por meio do *net metering* iria diminuir a quantidade de impostos pagos por esse tipo de consumidor, e o reajuste da tarifa, então, iria incidir principalmente sobre a fração dos consumidores que não possui sistemas FVs.

Outra questão pertinente é quanto à sazonalidade da produção da energia fotovoltaica. De modo geral, a menor incidência solar ocorre durante os meses do inverno, e a maior, nos do verão. Nesse período, a energia fotovoltaica apresenta os custos unitários mais baixos, tornando o sistema possivelmente mais atrativo. O surgimento

das bandeiras tarifárias poderia valorizar ainda mais a opção de instalar um sistema FV, visto que elas indicam se a conta de energia sofrerá algum acréscimo em função das condições de geração de eletricidade, que em teoria seriam piores no período seco do ano, coincidente com o inverno na maior parte do país.

A falta de chuvas é um dos principais fatores que encarecem a energia hidrelétrica, que é repassada ao consumidor na forma da bandeira amarela ou vermelha. No entanto, esse período de estiagem representa um índice menor de nebulosidade, o que favorece a geração fotovoltaica. Logo, é esperado um comportamento complementar entre a energia produzida pelo sistema FV e a fornecida pelas concessionárias, predominantemente de origem hidrelétrica. Em outras palavras, o menor custo de geração solar ocorreria no período de maior custo de energia cobrado pela concessionária.

Entretanto, o sistema de bandeiras tarifárias entrou em vigor em 1º de julho de 2015 e, desde então, não foi possível identificar um padrão regular em seu acionamento que indique correlação com os períodos seco e chuvoso. A título de exemplo, de abril de 2015 a fevereiro de 2016, a bandeira em vigor era a vermelha; o mesmo período no ano seguinte foi majoritariamente de bandeira verde. A figura 1 mostra o histórico de seus acionamentos, com o custo variável unitário (CVU) incluído.

FIGURA 1
Histórico das bandeiras tarifárias

Mês	CVU max R\$/MWh	Usina
abr/15	1.168,46	UTE Xavantes
mai/15	1.169,60	UTE Xavantes
jun/15	1.169,67	UTE Xavantes
jul/15	1.170,29	UTE Xavantes
ago/15	1.171,37	UTE Xavantes
set/15	595,11	UTE Araucária
out/15	595,11	UTE Araucária
nov/15	595,11	UTE Araucária
dez/15	595,11	UTE Araucária
jan/16	595,11	UTE Araucária
fev/16	556,26	UTE Bahia I
mar/16	249,83	UTE Madeira
abr/16*	303,49	UTE GLOBAL I e II
mai/16	210,35	UTE Aureliano Chaves
jun/16**	259,43	UTE Celso Furtado

* Conforme Despacho nº 755, de 29 de março de 2016.

Mês	CVU max R\$/MWh	Usina
jul/16	134,88	UTE Luiz O. R. Melo
ago/16	113,60	UTE Porto Itaquí
set/16	125,27	UTE PORTO PECÉM 2
out/16	195,63	UTE L. C. Prestes L1
nov/16	224,42	UTE Aureliano Chaves
dez/16	169,54	UTE Atlântico
jan/17	128,65	UTE Maranhão IV
fev/17	179,74	UTE Pecém 2
mar/17	279,04	UTE Celso Furtado
abr/17	426,99	UTE TERMOCABO
mai/17	447,61	UTE GLOBAL II
jun/17	155,85	UTE J. LACERDA
jul/17	237,71	UTE A. CHAVES
ago/17	513,51	UTE BAHIA 1
set/17	411,92	UTE Mauá B3

** Conforme Despacho nº 1.402, de 31 de maio de 2016.

Fonte: ANEEL. Disponível em: <<https://bit.ly/2HQs1FC>>.

Obs.: Figura cujos leiaute e textos não puderam ser padronizados e revisados em virtude das condições técnicas dos originais (nota do Editorial).

Logo, não houve nenhuma relação explícita entre os meses de acionamento das bandeiras tarifárias e a estação do ano. Essa correlação seria interessante para o sistema elétrico integrado, visto que haveria uma diminuição na demanda agregada nos meses de maior custo de geração.

É importante, contudo, ressaltar a relação entre a geração solar e a hidrelétrica. Atualmente, muitas usinas hidrelétricas sofrem com os baixos níveis nos reservatórios e, nesse cenário, a energia fotovoltaica poderia aliviar a demanda atendida por essas usinas. Da mesma forma, em uma situação na qual os reservatórios estão cheios, a energia fotovoltaica pode prejudicar a geração hidrelétrica, visto que a demanda pode não ser suficiente para a manutenção do nível de água dos reservatórios, podendo levar a um potencial desperdício de água.

8 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O objetivo deste trabalho foi contextualizar a atual situação da energia fotovoltaica no Brasil, além de atualizar as informações que regulam a geração distribuída conectada na rede elétrica. Apesar do enorme potencial de geração de energia por meio de sistemas FVs, a sua presença ainda não é expressiva na matriz energética brasileira. Entretanto, a quantidade de energia produzida vem crescendo a cada ano, impulsionada pelas atualizações normativas que incentivaram a geração distribuída, como a possibilidade de geração remota e o aumento no tempo de validade dos créditos solares. Além disso, a maior parte dos estados já isenta do ICMS a energia produzida pelo microgerador, desde que a energia consumida seja feita em propriedades do mesmo titular.

A adoção de sistemas FVs pode trazer claros benefícios ao usuário investidor. O cálculo do valor unitário de energia mostra que, em geral, a produzida pelo sistema FV é mais barata que o praticado pela concessionária local. Ou seja, o produtor está economizando toda vez que consumir a energia que seu sistema produz. Entretanto, é necessário avaliar os possíveis impactos que podem ocorrer no sistema elétrico com o crescimento da energia fornecida por sistemas distribuídos. A maior preocupação está relacionada à intermitência do seu fornecimento e à capacidade da rede de absorver a potência que é injetada pelos sistemas FVs. Se não houver planejamento adequado, a variação de oferta e demanda de energia de acordo com o horário do dia pode provocar desequilíbrio na rede elétrica, e a

injeção de energia superior à demanda pode ocasionar uma inversão no fluxo de potência, o que acarretaria perdas excessivas e sobrecarga dos alimentadores.

Apesar desses possíveis impactos, a geração distribuída pode trazer benefícios ao sistema elétrico. Ela diversifica a matriz energética, adia investimentos em subestações de transformação e em capacidade adicional para transmissão, além de reduzir perdas nas linhas de transmissão e distribuição, perdas reativas de potência e estabilidade na tensão elétrica.⁵ Também economiza água nos reservatórios das hidrelétricas, potencialmente diminuindo a necessidade de acionar as termelétricas. Como mostrado, ela pode servir como forma de suavizar as variações que ocorrem na demanda ao longo do dia. O barateamento e o aumento da eficiência dos equipamentos disponíveis no mercado nos últimos anos favorecem o crescimento do uso de energia solar em residências. Além disso, o aumento da escala e a concorrência do mercado também poderão trazer benefícios à indústria nacional. São inúmeras as possibilidades que a energia fotovoltaica traz em um ambiente tão propício para a sua utilização como o Brasil.

REFERÊNCIAS

CABELLO, A. F.; POMPERMAYER, F. M. **Energia fotovoltaica ligada à rede elétrica:** atratividade para o consumidor final e possíveis impactos no sistema elétrico. Brasília: Ipea, 2013. (Texto para Discussão, n. 1812).

CANADIANSOLAR. **Product portfolio**. [s.l.]: Canadian Solar, Mar. 2016. Disponível em: <<http://www.soldardynamix.co.za/wp-content/uploads/2016/07/CanadianSolarPresentationJoberg.pdf>>.

DIAMANDIS, P. **Solar energy revolution:** a massive opportunity. New York: Forbes, Sept. 2014. Disponível em: <<https://www.forbes.com/sites/peterdiamandis/2014/09/02/solar-energy-revolution-a-massive-opportunity/#56994e866c90>>.

ELETROBRAS – CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS. **Pesquisa de posse de equipamentos e hábitos de uso:** ano base 2005 – classe residencial. Rio de Janeiro: Eletrobras, jul. 2007.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Análise da inserção da geração solar na matriz elétrica brasileira.** Rio de Janeiro: EPE, 2012.

5. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/informacoes-tecnicas/-/asset_publisher/CegkWaVJWF5E/content/geracao-distribuida-introduc-1/656827>.

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

SCHMELA, M. **Global market outlook for solar power: 2016-2020**. Brussels: SolarPower Europe, 2016. Disponível em: <http://www.solarpowereurope.org/fileadmin/user_upload/documents/Events/SolarPower_Webinar_Global_Market_Outlook.pdf>.

BIBLIOGRAFIA COMPLEMENTAR

ABRADEE – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA. **Tarifas de energia elétrica**. Brasília: Abradee, [s.d.]. Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/setor-de-distribuicao/tarifas-de-energia/tarifas-de-energia>>.

GREENPEACE. **Como o incentivo à energia solar fotovoltaica pode transformar o Brasil**. [s.l.]: Greenpeace, 2016. Disponível em: <http://www.greenpeace.org/brasil/Global/brasil/documentos/2016/Relatorio_Alvorada_Greenpeace_Brasil.pdf>.

MONTENEGRO, A. A. **Avaliação do retorno do investimento em sistemas fotovoltaicos integrados a residências unifamiliares urbanas no Brasil**. 2013. Dissertação (Mestrado) – Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2013.

Ipea – Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada
Assessoria de Imprensa e Comunicação

EDITORIAL

Coordenação

Cláudio Passos de Oliveira

Supervisão

Andrea Bossle de Abreu

Revisão

Carlos Eduardo Gonçalves de Melo
Elaine Oliveira Couto
Lara Alves dos Santos Ferreira de Souza
Mariana Silva de Lima
Rava Caldeira de Andrada Vieira
Vivian Barros Volotão Santos
Bruna Oliveira Ranquine da Rocha (estagiária)
Lorena de Sant’Anna Fontoura Vale (estagiária)

Editoração

Aline Cristine Torres da Silva Martins
Carlos Henrique Santos Vianna
Mayana Mendes de Mattos (estagiária)
Vinícius Arruda de Souza (estagiário)

Capa

Danielle de Oliveira Ayres
Flaviane Dias de Sant’ana

Projeto Gráfico

Renato Rodrigues Bueno

*The manuscripts in languages other than Portuguese
published herein have not been proofread.*

Livraria Ipea

SBS – Quadra 1 - Bloco J - Ed. BNDES, Térreo.
70076-900 – Brasília – DF
Fone: (61) 2026-5336
Correio eletrônico: livraria@ipea.gov.br

Missão do Ipea

Aprimorar as políticas públicas essenciais ao desenvolvimento brasileiro por meio da produção e disseminação de conhecimentos e da assessoria ao Estado nas suas decisões estratégicas.

ipea Instituto de Pesquisa
Econômica Aplicada

MINISTÉRIO DO
PLANEJAMENTO,
DESENVOLVIMENTO E GESTÃO



ISSN 1415-4765



9 771415 476001