

Série
RECURSOS ENERGÉTICOS

NOTA TÉCNICA DEA 19/14

Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil - Condicionantes e Impactos

**Rio de Janeiro
Outubro de 2014**



**Ministério de
Minas e Energia**



(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso - “*double sided*”)



GOVERNO FEDERAL

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Édison Lobão

Secretário Executivo

Márcio Pereira Zimmermann

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético

Altino Ventura Filho

Série
RECURSOS ENERGÉTICOS

NOTA TÉCNICA DEA 19/14
**Inserção da Geração
Fotovoltaica Distribuída no
Brasil - Condicionantes e
Impactos**



Empresa de Pesquisa Energética

Empresa pública, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, instituída nos termos da Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, a EPE tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.

Presidente

Maurício Tiomno Tolmasquim

Diretor de Estudos Econômicos e Energéticos

Amílcar Gonçalves Guerreiro

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

José Carlos de Miranda Farias

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustível

Maurício Tiomno Tolmasquim (interino)

Diretor de Gestão Corporativa

Álvaro Henrique Matias Pereira

Coordenação Geral

Maurício Tiomno Tolmasquim
Amílcar Gonçalves Guerreiro

Coordenação Executiva

Ricardo Gorini de Oliveira

Equipe Técnica

Flávio Alberto Figueredo Rosa
Gabriel Konzen
Gustavo Naciff de Andrade
Luciano Basto Oliveira
Luiz Gustavo Silva de Oliveira
Renata de Azevedo Moreira da Silva

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

Sede

SCN – Quadra 1 – Bloco C Nº 85 – Salas 1712/1714
Edifício Brasília Trade Center
70711-902 - Brasília – DF

Escritório Central

Av. Rio Branco, n.º 01 – 11º Andar
20090-003 - Rio de Janeiro – RJ

Rio de Janeiro
Outubro de 2014

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso - “*double sided*”)

Série
RECURSOS ENERGÉTICOS

NOTA TÉCNICA DEA 19/14

Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil - Condicionantes e Impactos

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO	5
OBJETIVOS	6
1 AVANÇOS E BARREIRAS NA INSERÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA	7
2 O POTENCIAL DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA NO BRASIL	14
2.1 METODOLOGIA	15
2.2 RESULTADOS	17
3 PROJEÇÃO DA INSERÇÃO DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NO BRASIL	22
3.1 PERSPECTIVA ECONÔMICA	23
3.1.1 PERSPECTIVAS INTERNACIONAIS PARA CUSTO DE INVESTIMENTO DA FOTOVOLTAICA	23
3.1.2 PROJEÇÃO DE CUSTOS NO BRASIL	25
3.1.3 COMPARAÇÃO ENTRE O CUSTO NIVELADO E A TARIFA DO CONSUMIDOR FINAL	26
3.2 PERSPECTIVA MERCADOLÓGICA	27
3.2.1 IDENTIFICAÇÃO DO MERCADO POTENCIAL E SISTEMA TÍPICO	27
3.2.2 O PROCESSO DE DIFUSÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	28
3.2.3 PERCENTUAL DE DOMICÍLIOS APTOS À INSTALAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	30
3.2.4 PERCENTUAL DE CONSUMIDORES POTENCIAIS QUE ADOTARÃO A TECNOLOGIA A PARTIR DA PARIDADE TARIFÁRIA	31
3.3 RESUMO DA METODOLOGIA	31
3.4 RESULTADOS	34
3.4.1 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DA TRIBUTAÇÃO INCIDENTE SOBRE O SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	38
4 ANÁLISE DE IMPACTOS (CUSTOS E BENEFÍCIOS) DA INSERÇÃO DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NO BRASIL	41
4.1 AGENTES ENVOLVIDOS	41
4.2 IMPACTOS CONSIDERADOS	43
4.3 PREVISÃO E QUANTIFICAÇÃO DOS IMPACTOS	46
4.3.1 PREMISSAS DOS CÁLCULOS DE QUANTIFICAÇÃO DOS IMPACTOS	47
4.3.2 RESULTADOS	48
4.3.3 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE EM RELAÇÃO À TRIBUTAÇÃO	52

5	CONSIDERAÇÕES FINAIS E CONCLUSÕES	54
6	REFERÊNCIAS	57
7	ANEXOS	60

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1- Potencial Técnico Fotovoltaico Residencial	21
Tabela 2: Perspectiva internacional de longo prazo para queda dos custos de instalação dos sistemas FV (USD/kWp)	24
Tabela 3: Trajetória de redução de custos	25
Tabela 4 - Limites de potência FV que pode ser instalada por faixa de consumo	28
Tabela 5: Distribuição de potência no setor comercial	28
Tabela 6 - Uso dos telhados com PV nos setores residencial e comercial	31
Tabela 7- Cenário do número acumulado de unidades consumidoras com sistemas fotovoltaicos	34
Tabela 8 - Cenário de potência instalada acumulada no cenário proposto (MWp)	35
Tabela 9 - Geração fotovoltaica distribuída	36
Tabela 10: Impactos da penetração da geração fotovoltaica distribuída	45
Tabela 11: Impactos calculados da penetração da geração fotovoltaica distribuída	46

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 - Capacidade instalada (MW) fotovoltaica cadastrada no LER 2014	10
Figura 2 - Níveis de potencial de uma fonte genérica	14
Figura 3 - Metodologia de estimativa de potencial de GD fotovoltaica residencial no Brasil	16
Figura 4 - Potencial Técnico de geração fotovoltaica em telhados residenciais por Unidade da Federação (GWh/dia)	18
Figura 5 - Potencial Técnico de geração fotovoltaica em telhados residenciais por município (MWh/dia)	19
Figura 6 - Potencial Técnico Fotovoltaico/Consumo Residencial (Ano Base 2013) por UF	20
Figura 7 - Volume relativo de mercado residencial com paridade tarifária	22
Figura 8 - Projeção do crescimento da capacidade instalada e custos até 2050.	24
Figura 9 - Comparação da curva de geração fotovoltaica típica e da curva de carga residencial típica	26
Figura 10 - Exemplo de análise da viabilidade por distribuidora	27
Figura 11 - Curva S e Percentual de Adoção	29
Figura 12 - Metodologia de projeção do mercado potencial fotovoltaico por distribuidora	33
Figura 13 - Evolução do Mercado de Sistemas Fotovoltaicos Distribuídos no Brasil	34
Figura 14 - Evolução de capacidade instalada acumulada de geradores fotovoltaicos distribuídos	35
Figura 15 - Evolução da geração de energia fotovoltaica distribuída	36
Figura 16 - Diagrama das estratégias para o desenvolvimento fotovoltaico	37
Figura 17 - Impacto do Convênio ICMS 6 no custo nivelado	39
Figura 18 - Evolução do mercado de Sistemas Fotovoltaicos Distribuídos (Sem Convênio ICMS 6).	39

Figura 19 - Comparação da evolução de capacidade instalada fotovoltaica distribuída	40
Figura 20 - Sumário de Impactos Acumulados com a Geração Distribuída Fotovoltaica no ano 2023	48
Figura 21 - Impactos na arrecadação de impostos	50
Figura 22 - Emissões evitadas com a inserção da geração distribuída fotovoltaica	51
Figura 23 - Cenários de Impactos Acumulados com a Geração Distribuída Fotovoltaica no ano 2023	52
Figura 24 - Impactos na arrecadação de impostos (sem Convênio ICMS 6)	53

INTRODUÇÃO

Os sistemas fotovoltaicos têm experimentado um enorme crescimento ao redor do mundo nos últimos anos. Segundo dados da European Photovoltaic Industry Association (EPIA), a capacidade instalada mundial atingiu a marca de 139 GWp em 2013, resultando em uma CAGR de 43% entre 2000 e 2013 (EPIA, 2014). Até o início do terceiro milênio, a tecnologia era utilizada majoritariamente em sistemas isolados, enquanto atualmente mais de 95% são sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica (SFCR). Este grande crescimento foi fruto de programas de incentivos à fonte, promovidos por países como Alemanha, Austrália, China, Espanha, EUA, entre outros. Os preços seguiram caminho inverso, caindo significativamente conforme a capacidade instalada aumentava, como reflexo da curva de aprendizagem e dos ganhos de escala.

Em 2012 a EPE publicou a nota técnica intitulada “Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira”, contemplando as principais aplicações da energia solar para geração de eletricidade no Brasil, dando especial enfoque aos SFCR. Os estudos mostraram que a inserção fotovoltaica estaria mais próxima de se realizar naturalmente via geração distribuída, especialmente na autoprodução residencial e comercial, dada a iminência da ocorrência da paridade tarifária, ou seja, a equiparação do custo da energia gerada por um SFCR e as tarifas praticadas pelas distribuidoras. Concomitantemente, em 2012, a Agência nacional de Energia Elétrica (ANEEL) publicou a Resolução Normativa nº 482, posteriormente alterada pela Resolução Normativa nº 517, estabelecendo as condições gerais para micro e mini geração distribuída no país, assim como o sistema de compensação de energia elétrica através do sistema conhecido como *net metering*.

Segundo dados da International Energy Agency (IEA, 2010), os sistemas residenciais e comerciais devem responder, em 2020, por aproximadamente 60% da geração fotovoltaica, enquanto as centrais fotovoltaicas representariam 30% do total, restando 10% em sistemas isolados. Tais estimativas refletem a maior atratividade econômica dos sistemas de pequeno porte ao longo desta década, que devem observar uma queda nos custos de aproximadamente 50% entre 2010 e 2020 (IEA, 2012).

Comparado aos países líderes em capacidade instalada de geração distribuída fotovoltaica urbana, o Brasil possui enorme potencial, por possuir maior incidência solar e por suas tarifas de energia elétrica estarem em patamares parecidos. No entanto, o sistema de *net metering*, adotado no Brasil, não oferece a mesma atratividade proporcionada por outros mecanismos empregados inicialmente nos outros países, de forma que sua inserção recaia sobre a capacidade da própria fonte se viabilizar economicamente, se refletindo num prazo maior para a popularização da fonte.

Neste contexto, o presente trabalho busca avançar os estudos realizados na última nota técnica sobre energia solar publicada pela EPE, detalhando mais especificamente a tecnologia fotovoltaica aplicada em geração distribuída urbana, contemplando os principais avanços e barreiras deste mercado no Brasil, sua regulamentação, potenciais, projeções da inserção da fonte na matriz elétrica brasileira e como esta entrada impacta os diversos agentes envolvidos no processo.

OBJETIVOS

O objetivo global deste trabalho é entender a dinâmica da geração fotovoltaica distribuída no horizonte decenal, dadas diferentes condicionantes. Para isto, foram estabelecidos objetivos específicos para compor o estudo, descritos na sequência.

Objetivos específicos:

- Identificar os principais avanços obtidos em diferentes esferas e suas possíveis barreiras, como a normativa, regulatória, tributária, de pesquisa e desenvolvimento, e de fomento econômico. (Capítulo 1).
- Levantar o potencial técnico de geração fotovoltaica residencial, como demonstração da capacidade de suprimento da fonte para esta classe de consumo, definindo um escopo metodológico para a quantificação deste potencial (Capítulo 2).
- Projetar a geração distribuída da fonte solar fotovoltaica (PV), como geração distribuída de pequeno porte, e descrever a metodologia utilizada para este cenário de inserção da fonte no âmbito dos estudos do PDE 2023 (Capítulo 3).
- Identificar e avaliar, qualitativa e quantitativamente, os impactos para os diversos agentes envolvidos, via análise de custos e benefícios, dada a inserção projetada para o período (Capítulo 4).

1 AVANÇOS E BARREIRAS NA INSERÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA

Acompanhando o desenvolvimento internacional do setor fotovoltaico, o Brasil, embora ainda com pequena capacidade instalada, tem buscado superar as barreiras, através de um conjunto de elementos, para inserção da fonte na matriz brasileira. Os avanços alcançados nos últimos anos contemplaram ações oriundas de múltiplos agentes, em diversas esferas, destacando-se a regulatória, tributária, normativa, de pesquisa e desenvolvimento, e de fomento econômico.

Regulação

É provável que o maior avanço para a geração distribuída tenha ocorrido em função da regulação dos mini e microgeradores ao ser publicada a Resolução 482/2012, que viria a ser atualizada pela Resolução 517/2012, pela ANEEL. A regulação permite, basicamente, que os consumidores instalem pequenos geradores em suas unidades consumidoras e injetem a energia excedente na rede em troca de créditos, que poderão ser utilizados em um prazo de 36 meses.

A promulgação da REN 482/2012, a consequente implementação do sistema de compensação de energia elétrica brasileiro e a modificação do PRODIST, criou uma possibilidade regulatória para os micro e minigeradores e removeu a barreira de conexão e contratação. Todavia, não houve nenhum incentivo para estes geradores, excluindo o aumento dos descontos na TUST e TUSD de 50% para 80% nos dez primeiros anos de operação das usinas de fonte solar que entrarem em operação até 2017.

Outro ponto que merece destaque é a modificação da REN 482/2012 pela REN 517/2012, antes do vencimento do prazo de divulgação dos procedimentos de conexão pelas distribuidoras. As modificações instauradas pela REN 517/2012 representaram um retrocesso na remoção de barreiras para inserção de mini e microgeradores. A limitação da capacidade à carga da unidade local e a retirada da possibilidade de compensação em unidades de titularidades diferentes que tenham acordo ou comunhão de interesses tendem a restringir muito os nichos de viabilidade de inserção de mini e micro GD.

Como avanço, em março de 2014 a ANEEL publicou o Despacho n° 720, eximindo microgeradores que se conectam à rede através de inversores de instalarem o Dispositivo de Seccionamento Visível (DSV), uma vez que os inversores *grid-tie* utilizados já possuem mecanismos de proteção anti-ilhamento, dispensando tal dispositivo antes exigido. Essa alteração possibilita uma economia de aproximadamente R\$ 300,00 na instalação.

Em seguida, em maio de 2014 a ANEEL abriu consulta pública com o intuito de discutir a possibilidade de inclusão no sistema de compensação de energia elétrica geradores com potências instaladas acima de 1MW, a ampliação do conceito desse sistema e informações adicionais quaisquer.

Financiamento e fomento econômico

Ressalta-se, primeiramente, a criação do Plano de Ação Conjunta Inova Energia, iniciativa da FINEP, BNDES e ANEEL, que, entre outras finalidades, apoia empresas brasileiras no desenvolvimento e domínio tecnológico da cadeia produtiva fotovoltaica (além da termossolar e eólica), englobando desde a purificação de silício em grau solar, wafers e células derivadas, assim como células de outros materiais e equipamentos de condicionamento de potência utilizados nos sistemas fotovoltaicos, como inversores. O montante de recursos disponibilizados pelas três instituições, para todo o programa, soma R\$ 3 bilhões, para os anos de 2013 a 2016.

Adicionalmente, o BNDES publicou em agosto de 2014 as regras para o credenciamento e apuração de conteúdo local de módulos e sistemas fotovoltaicos, que exige a nacionalização progressiva de componentes e processos específicos ao longo do plano, como a fabricação nacional de células de silício cristalino a partir de 2020. Apesar do plano ter sido elaborado tendo em vista o próximo Leilão de Energia Reserva, o desenvolvimento da cadeia industrial fotovoltaica no país deve beneficiar a geração distribuída através da redução de custos dos equipamentos ao consumidor final.

O Instituto Ideal, em parceria com o Grüner Strom Label (Selo de Eletricidade Verde da Alemanha), lançou em 2013 o Fundo Solar, que oferece apoio financeiro no valor de R\$ 1.000,00 a R\$ 5.000,00 por projeto de microgeração fotovoltaica conectado à rede. O orçamento total do Fundo é de aproximadamente R\$ 65.000,00 na primeira fase do projeto.

Em julho de 2014 a Secretaria de Estado de Indústria e Comércio (SIC) de Goiás lançou o programa “Crédito Produtivo da SIC - Energias Renováveis”, que oferece uma linha especial de crédito voltada para micro e pequenas empresas. A linha financia projetos de sustentabilidade, inclusive geração de energia solar, com taxa de 0,25% ao mês, carência de até 180 dias, prazo de pagamento de até 36 meses, para valores entre R\$ 2 mil e R\$ 25 mil.

No segundo semestre de 2014 foram incluídos aerogeradores e equipamentos de energia fotovoltaica como itens financiáveis através do Construcard, da CAIXA. Com o cartão, é oferecida a possibilidade à pessoa física adquirir os equipamentos de microgeração e quitar o financiamento em até 240 meses, a uma taxa de juros mensal que varia de 1,4% + TR a 2,33% + TR. Ressalta-se que esta linha de crédito não tem nenhum tipo de incentivo ou subsídio do Governo Federal.

Apoio ao consumidor

O Instituto Ideal também vem promovendo o desenvolvimento da geração fotovoltaica no país através do lançamento de outras ferramentas de informação ao consumidor. Destacam-se: o Selo Solar, que é concedido para empresas ou instituições públicas e privadas que consumirem um valor mínimo anual de eletricidade solar; o Guia de Microgeradores Fotovoltaicos, que apresenta informações de forma didática e objetiva para quem pensa em instalar uma pequena unidade de geração fotovoltaica em sua edificação; o Simulador Solar,

o qual permite o cálculo do dimensionamento da potência de um sistema fotovoltaico (gerador de eletricidade solar) para atender a necessidade energética anual de uma residência, um escritório ou uma indústria, lançado em março e atualizado em agosto de 2013; e o Mapa de Empresas do Setor Fotovoltaico, que conta atualmente com mais de 300 empresas que trabalham com energia fotovoltaica no Brasil. Quanto a este último item, apesar da grande proliferação do número de empresas no setor fotovoltaico, a qualidade da mão de obra na área ainda é deficiente. Pela baixa capacidade instalada no país, grande parte das empresas ainda tem pouca experiência, sendo esta uma dificuldade na execução dos projetos.

No tocante à informação ao consumidor, a ANEEL, por sua vez, publicou em março de 2014 o Caderno Temático de Mini e Microgeração Distribuída com o objetivo de esclarecer as condições para o acesso aos micro e minigeradores, assim como demonstrar e exemplificar o mecanismo de compensação e faturamento da energia gerada.

Certificação e normatização

No âmbito das certificações, o INMETRO publicou em 2011 a portaria nº 004 que define os “Requisitos de Avaliação da Conformidade para Sistemas e Equipamentos para Energia Fotovoltaica”, aplicável para módulos, controladores de carga, inversores e baterias estacionárias de baixa intensidade de descarga. Foi estabelecido que a partir de julho de 2012 os sistemas e equipamentos para energia fotovoltaica deverão ser comercializados, no mercado nacional, somente em conformidade com os Requisitos ora aprovados. Atualmente, são sete laboratórios acreditados pela Coordenação Geral de Acreditação (Cgcre/Inmetro), no entanto, apenas dois estão realizando ensaios em módulos. Com a demanda crescente e a necessidade da atualização anual dos ensaios para cada módulo, a certificação acaba sendo um gargalo para o setor fotovoltaico no Brasil.

A Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), por sua vez, publicou recentemente quatro normas relacionadas ao tema, visando maior segurança e padronização das instalações:

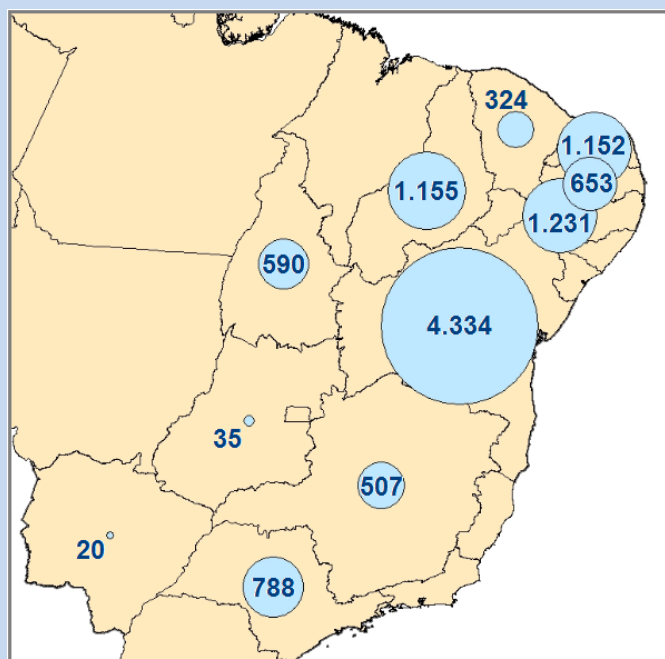
- ABNT NBR IEC 62116:2012 - Procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica;
- ABNT NBR 16149:2013 - Sistemas fotovoltaicos (FV) - Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição;
- ABNT NBR 16150:2013 - Sistemas fotovoltaicos (FV) - Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição - Procedimento de ensaio de conformidade;
- ABNT NBR 16274:2014 - Sistemas fotovoltaicos conectados à rede – Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho.

Box 1 - A Energia Fotovoltaica nos leilões de energia

Apesar de esta nota tratar de geração distribuída, destacam-se os recentes avanços obtidos para a inserção de plantas fotovoltaicas centralizadas, via leilões de energia, que também contribuem no desenvolvimento desta indústria no país, e tendem a trazer benefícios para a GD, conseqüentemente.

Em 2013, o Ministério de Minas e Energia, através das Portarias n° 226/2013 e n° 300/2013, incluiu a fonte solar (fotovoltaica e heliotérmica) nos leilões de energia A-3/2013 e A-5/2013, respectivamente, abrindo a possibilidade de competir igualmente com outras fontes, como eólica e térmicas, na modalidade “por disponibilidade”. Apesar de grande interesse na participação do leilão, nenhum projeto fotovoltaico foi vendido nestes certames, por terem custos mais elevados. Em 2014, por sua vez, através da Portaria n° 236/2014, foram definidas as condições do Leilão de Energia Reserva 2014. Neste certame, a ser realizado no dia 31 de outubro, os projetos fotovoltaicos não competem com outras fontes, apenas entre si. Dessa forma, houve um número recorde de projetos fotovoltaicos cadastrados: 400, que totalizam mais de 10 GWp, distribuídos conforme ilustra a Figura 1.

Figura 1 - Capacidade instalada (MW) fotovoltaica cadastrada no LER 2014



Fonte: Elaboração própria com dados públicos EPE

Outra ação que merece ser destacada é a iniciativa do estado de Pernambuco ao criar um leilão específico para a fonte solar. Realizado em dezembro de 2013, o leilão contratou seis projetos, ao preço médio de R\$ 228,63/MWh, que totalizam uma potência de 122 MWp. No entanto, ainda permanecem algumas dúvidas sobre as garantias de compra e venda de energia, e a concretização dos empreendimentos. Este exemplo demonstra que os modelos de negócio devem ser bem desenhados para que obtenham sucesso e virem realidade.

Tributação e Legislação

Primeiramente, deve-se ter em mente que desde 1997 o CONFAZ estabelece, através do Convênio ICMS 101/97, que não seja recolhido ICMS de módulos e células fotovoltaicas em nenhum estado da Federação. Porém, esta medida não se estende a outros equipamentos, como inversores e medidores. No aspecto tributário, participa também a União, haja vista que impostos federais (Imposto de Importação, PIS e COFINS) ainda representam valores consideráveis no valor final dos sistemas fotovoltaicos. Neste sentido, tramita o PLS n° 317/2013 que propõe a isenção do IPI sobre dispositivos fotossensíveis semicondutores, incluídas as células fotovoltaicas, mesmo montadas em módulos ou em painéis, entre outros componentes.

Outro PLS (n° 168/2013) que vem tramitando no Senado propõe que os projetos de novas edificações de propriedade da União, os sistemas de aquecimento de água e condicionamento de ar deverão prever o uso de fontes renováveis (biomassa, solar, geotérmica, eólica) para atendimento de, no mínimo, cinquenta por cento das necessidades energéticas para a produção de calor e de frio. Se aprovado, promoveria, sobremaneira, o uso da geração distribuída.

Como iniciativa estadual, destaca-se a aprovação da Lei 20.849, em Agosto de 2013, pelo estado de Minas Gerais. Esta determina, dentre outras medidas, que o estado deverá desenvolver programas e ações com vistas a estimular o uso da energia solar e atrair investimentos para a implantação de usinas solares. A política pública prevê também que o estado deverá firmar convênios para promover o desenvolvimento tecnológico e capacitar mão de obra para a elaboração, instalação e manutenção de sistemas de energia solar.

Convênio ICMS 6

Quanto ao imposto sobre a energia gerada, no dia 05 de abril de 2013, o CONFAZ publicou o Convênio ICMS 6. Este convênio estabelece a incidência do ICMS sobre o consumo bruto de eletricidade proveniente da distribuidora, antes de qualquer compensação da geração própria. Ou seja, o montante de energia elétrica gerado que não é consumido instantaneamente é exportado à rede de distribuição e, ao ser compensado em outra oportunidade, será tributado. Tal tributação muda a realidade do sistema de compensação de energia elétrica e, conseqüentemente, a competitividade e a perspectiva de penetração da micro e minigeração distribuída, como será visto no decorrer do presente estudo.

Este Convênio tem caráter orientativo, cabendo a cada estado brasileiro publicar sua regulamentação própria para tratar do assunto. No entanto, atualmente apenas Minas Gerais não aplica o Convênio. Nesse estado, através da lei n° 20.824, de 31 de julho de 2013, determinou-se que pelos primeiros cinco anos de geração a base de cálculo do imposto será o consumo líquido.

Ocorre que a publicação da REN ANEEL 517/2012 modificou o sistema de compensação estabelecido pela REN ANEEL 482/2012, permitindo somente que a compensação fosse

realizada em unidades consumidoras de mesma titularidade (mesmo CPF ou CNPJ). Essa mudança inviabilizou o chamado *virtual net metering*, pois a REN ANEEL 482/2012 permitia a compensação a partir de reunião de unidades consumidoras com comunhão de interesses de fato ou de direito. Segundo a Nota Técnica ANEEL nº 0163/2012, esta mudança foi necessária por conta de manifestação do CONFAZ em 11 de outubro de 2012, que entendia que a operação de compensação de energia poderia ser caracterizada como comercialização e, assim, poderia haver incidência de impostos. Neste entendimento, a REN ANEEL 517/2012 realizou esta modificação, além de caracterizar a operação de compensação de energia como empréstimo gratuito. Entretanto, essa modificação não foi suficiente no entendimento do CONFAZ e o mesmo publicou o Convênio ICMS 6, taxando a compensação. Assim, o sistema de *net metering* foi penalizado duplamente, com a não permissão da aplicação do *virtual net metering* e com a incidência de impostos sobre a compensação de energia.

Social

O país desenvolveu diversos projetos em energia fotovoltaica para possibilitar o acesso à eletricidade em comunidades isoladas, através de Sistemas Individuais de Geração de Energia Elétrica com Fontes Intermitentes (SIGFI) e, mais recentemente, Microsistemas Isolados de Geração e Distribuição de Energia Elétrica (MIGDI). No entanto, em sistemas conectados à rede, destaca-se o Projeto de Geração de Renda e Energia, localizado na cidade de Juazeiro (BA), realizado pela Brasil Solair, com um acordo de cooperação financeira com o Fundo Socioambiental CAIXA. Em dois condomínios do Programa Minha Casa Minha Vida, foram instalados sistemas fotovoltaicos sobre 1.000 residências, totalizando 2,1 MWp, envolvendo a comunidade local na instalação dos sistemas. Para atingir os objetivos do projeto uma resolução autorizativa específica foi aprovada. A energia gerada pelo projeto abastecerá as áreas comuns dos condomínios e o excedente será comprado pela própria CAIXA. Parte da receita constituirá um fundo para melhorias nos condomínios e o restante, distribuída para os moradores.

Pesquisa e Desenvolvimento

Na área de pesquisa, observa-se, ao longo dos últimos anos, um crescimento considerável no número de estudos na área de geração fotovoltaica. Universidades, laboratórios e instituições de todas as regiões do país vêm desenvolvendo pesquisas na área, sendo um exemplo disto a variada participação no P&D Estratégico da ANEEL: “Arranjos Técnicos e Comerciais Para Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira”. A chamada do programa, realizada em 2011, recebeu 18 propostas (17 aprovadas), totalizando um investimento total de R\$ 395,9 milhões em um prazo de três anos, somando uma potência instalada, ao final do período, de aproximadamente 24,6 MWp, envolvendo, diretamente, 96 empresas, 62 instituições e 584 pesquisadores nos projetos.

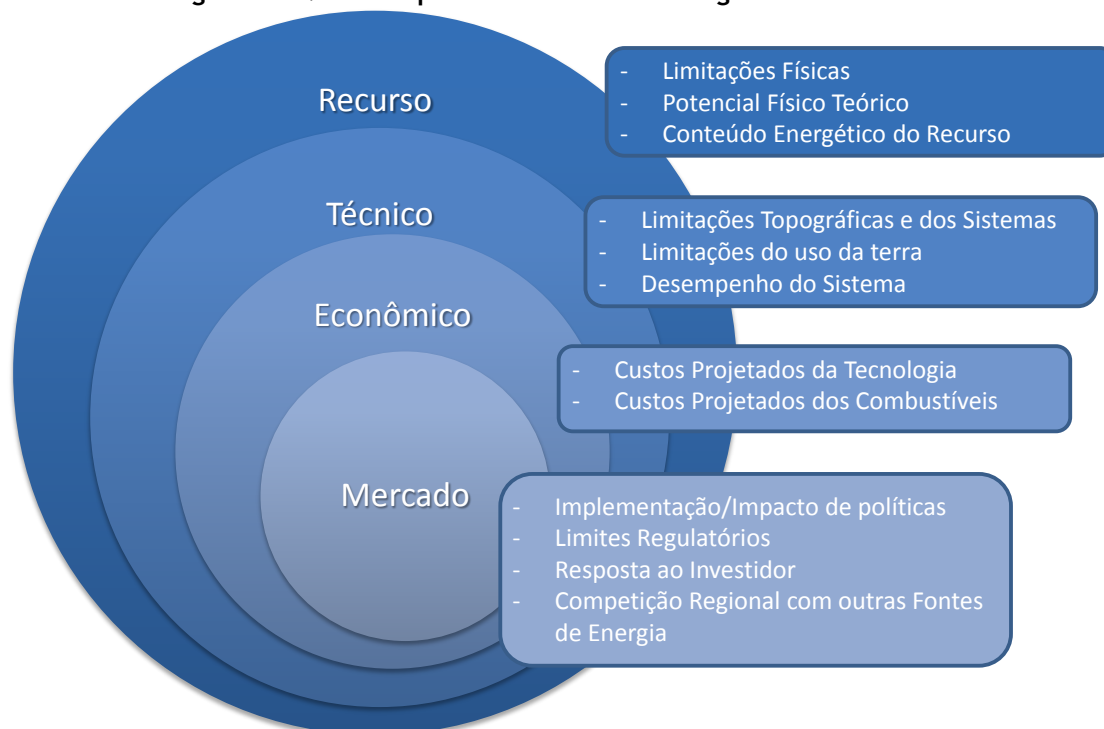
Conhecer o recurso solar é chave para seu devido aproveitamento. Neste sentido, os estados de Minas Gerais e São Paulo se destacam na avaliação do potencial solar em seus respectivos territórios. O Atlas Solarimétrico de Minas Gerais foi lançado em 2012, enquanto São Paulo publicou em 2013 o estudo intitulado “Energia Solar Paulista: Levantamento do Potencial”.

Destaca-se, finalmente, que no início de agosto de 2014 foi inaugurado em Campinas o Laboratório de Energia Fotovoltaica Richard Louis Anderson, voltado à pesquisa e desenvolvimento de módulos fotovoltaicos customizados. Esta iniciativa deve ajudar a disseminar o conceito de edifícios integrados, e tem papel importante na difusão da microgeração fotovoltaica.

2 O POTENCIAL DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA NO BRASIL

O potencial de uma fonte energética pode ser classificado, segundo o esquema mostrado na Figura 2, em recurso, potencial técnico, potencial econômico e potencial de mercado.

Figura 2 - Níveis de potencial de uma fonte genérica



Fonte: Adaptado de NREL, 2012

Em nível de recurso, se considera basicamente a quantidade, o horizonte de disponibilidade e a localização geográfica de cada fonte, assim como seu respectivo conteúdo energético. O próximo nível incorpora limitações técnicas e de uso do solo. Nele são examinadas as oportunidades de conversão do recurso em formas úteis, através de tecnologias específicas. No nível econômico, por sua vez, incorpora-se o custo da tecnologia e outros fatores econômicos. Finalmente, são incluídas considerações de mercado, como demanda, oferta, preços de commodities, regulação, incentivos, barreiras, investimentos, resposta do consumidor, entre outros (NREL, 2010).

Nesta seção, procurou-se levantar o **potencial técnico** da geração fotovoltaica distribuída no país, avançando uma etapa em relação à análise do recurso solar.

Embora a geração distribuída, contemplada pela REN 482/2012, não seja limitada ao tipo de instalação ou à classe do consumidor, foi realizado pela EPE, em parceria com a GIZ¹, um primeiro estudo abrangendo a capacidade de geração total em telhados residenciais, certamente uma das principais aplicações em GD.

¹GIZ (*Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit*) é a agência de cooperação alemã.

Pesquisas envolvendo outros fatores e setores estão sendo desenvolvidas, no entanto, com a análise apresentada nesta Nota Técnica foi possível chegar a resultados que demonstram o grande potencial brasileiro nesta modalidade de geração.

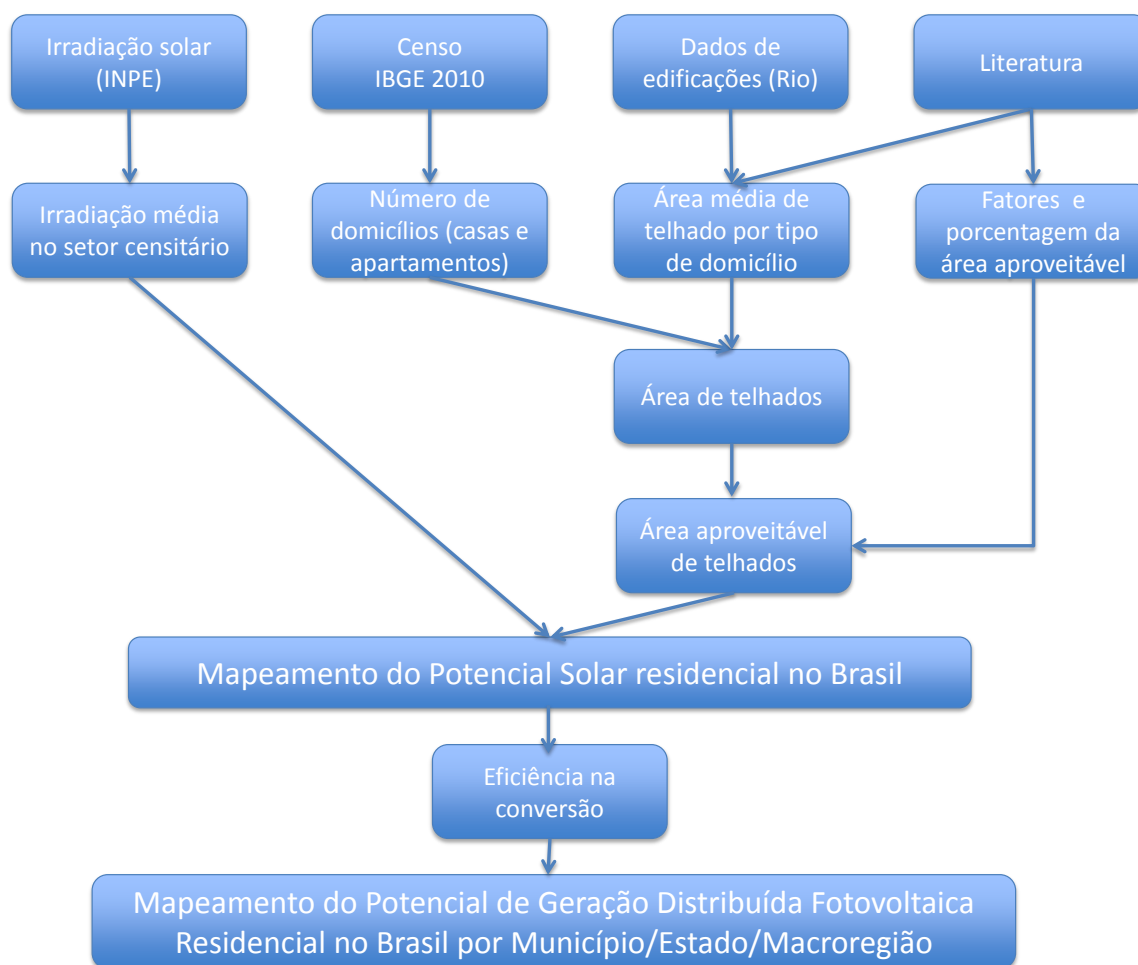
2.1 METODOLOGIA

A metodologia empregada nesta Nota Técnica para o levantamento do potencial técnico da geração distribuída através da energia fotovoltaica foi desenvolvida por LANGE (2012) e se baseia em três fatores preponderantes: 1) mapeamento do recurso solar, *i.e.*, os níveis de irradiação solar no país; 2) a área de telhado disponível para instalação de sistemas fotovoltaicos; e 3) a eficiência na conversão do recurso solar em eletricidade. Os principais dados usados são a irradiação solar calculada pelo Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE) e o censo demográfico do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE). A unidade básica da análise é o setor censitário² do IBGE.

BERGAMASCO & ASINARI (2011) e STOLL et al. (2013), entre outros, também se basearam nos três fatores mencionados para avaliar o potencial técnico da energia fotovoltaica. Entretanto, estes estudos compreenderam áreas muito menores que a extensão considerada nesta Nota Técnica, e por isso utilizaram métodos mais detalhados para estimar a área útil de telhados.

A Figura 3 ilustra o conceito geral da metodologia aplicada.

² Setor Censitário é unidade territorial de coleta das operações censitárias, definido pelo IBGE, com limites físicos identificados, em áreas contínuas e respeitando a divisão político-administrativa do Brasil. O setor é constituído por conjunto de quadras, no caso de área urbana, ou uma área do município, no caso de uma área não urbanizada.

Figura 3 - Metodologia de estimativa de potencial de GD fotovoltaica residencial no Brasil


Fonte: Lange, 2012.

De forma simplificada a metodologia empregada consiste de 5 passos:

- Inicialmente, a camada de dados da irradiação solar global no plano inclinado é atribuída a cada setor censitário, através da sobreposição de camadas geográficas. O processamento dessas informações foi realizado em software de Sistema de Informação Geográfica (ArcGIS 10.1).
- Segundo, a área total de telhados de cada setor censitário é estimada através dos dados sobre os tipos de domicílios do censo demográfico e das estimativas da área total de telhados por cada tipo de domicílio³. A área útil de telhados é obtida multiplicando a área total por um fator conservador de aproveitamento de 30%⁴.

³ Referente à área de telhados residenciais, foi utilizado como base um estudo realizado por Ghisi (2006), que estimou uma área de telhado média de 85m² por casa e 15m² por apartamento.

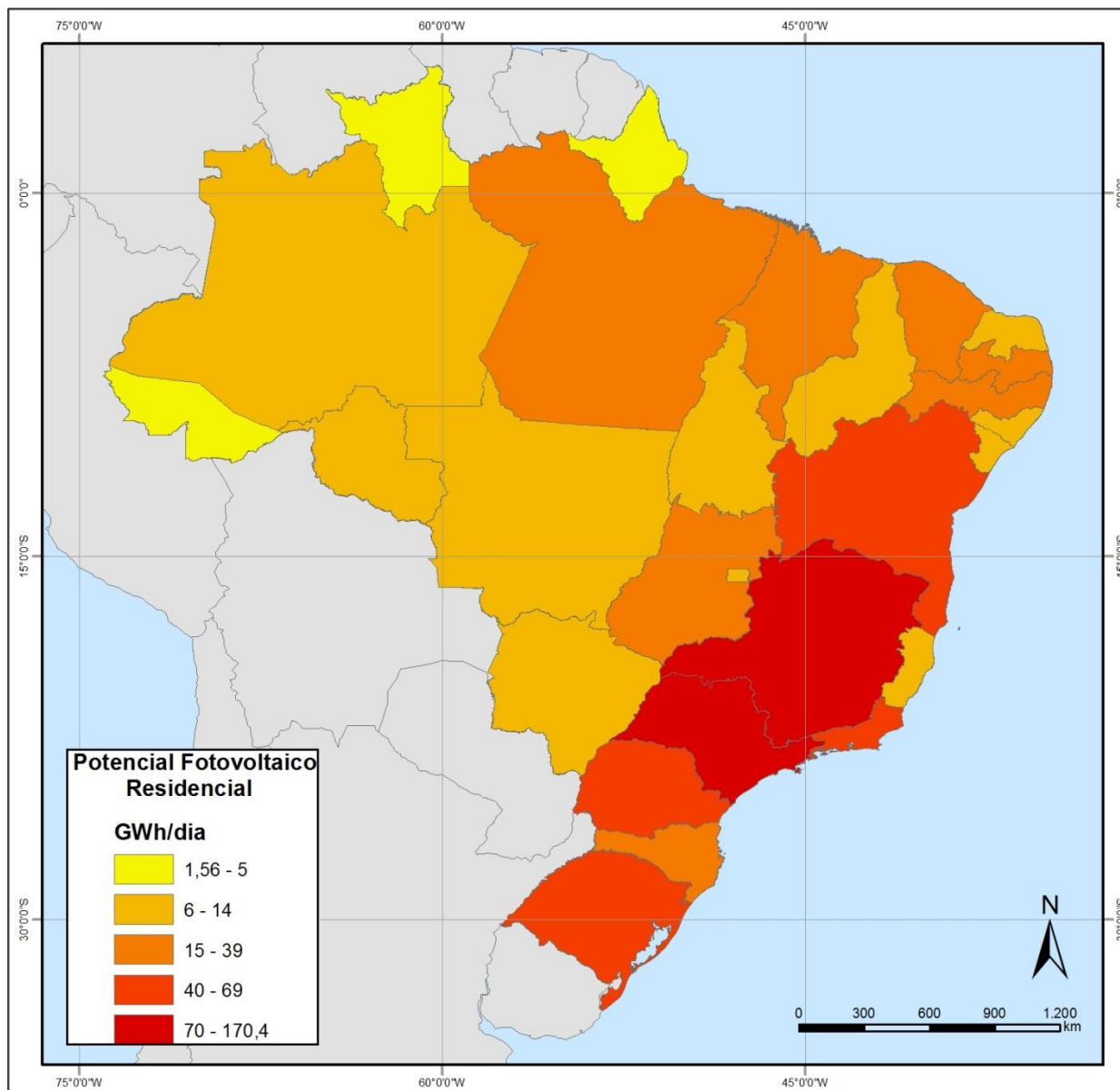
⁴ Alguns trabalhos internacionais se propuseram a avaliar a área de telhados com potencial para geração fotovoltaica. No trabalho de Wiginton, L.K. et al. (2010), são listados diferentes estudos que apresentam valores variando de 22% a 95%. Esta grande variação se deve principalmente à localização da amostra e sua respectiva configuração espacial.

- A área útil de telhados é, em seguida, multiplicada pelo valor da irradiação solar por metro quadrado de cada setor censitário para obter a energia solar total incidente aproveitável no respectivo setor.
- Considera-se, adicionalmente, um fator de eficiência na conversão da energia incidente em energia elétrica igual a 12% (eficiência dos módulos e *Performance Ratio*).
- Finalmente, os montantes calculados por setor censitário são agregados por municípios e estados.

2.2 RESULTADOS

Com base na metodologia descrita acima, foram elaborados dois mapas (por unidade da federação e por município) que ilustram o potencial técnico de geração distribuída a partir da energia fotovoltaica no setor residencial no Brasil.

Figura 4 - Potencial Técnico de geração fotovoltaica em telhados residenciais por Unidade da Federação (GWh/dia)

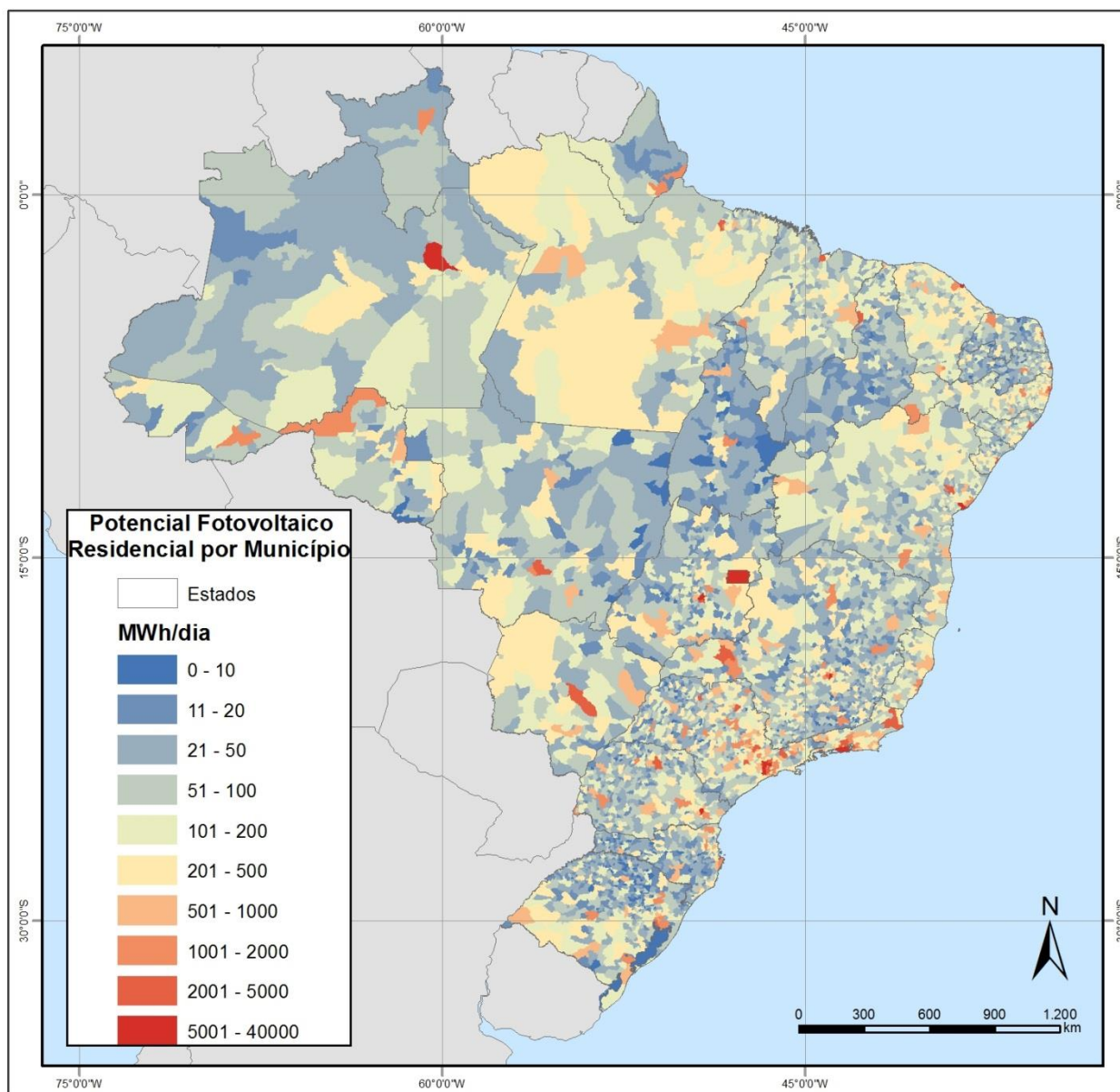


Fonte: Elaboração própria, com dados de Lange, 2012. Contratação interna: EPE/GIZ

Os resultados mostram que, como eram esperados, os maiores potenciais de geração, em termos absolutos, estão nas regiões mais povoadas do país, onde uma possível menor irradiação é sobrepujada pelo maior número de domicílios e, conseqüentemente, maior área de telhados.

Como referência, a média diária do consumo cativo total elétrico do estado do Rio de Janeiro em 2013 foi de aproximadamente 108 GWh.

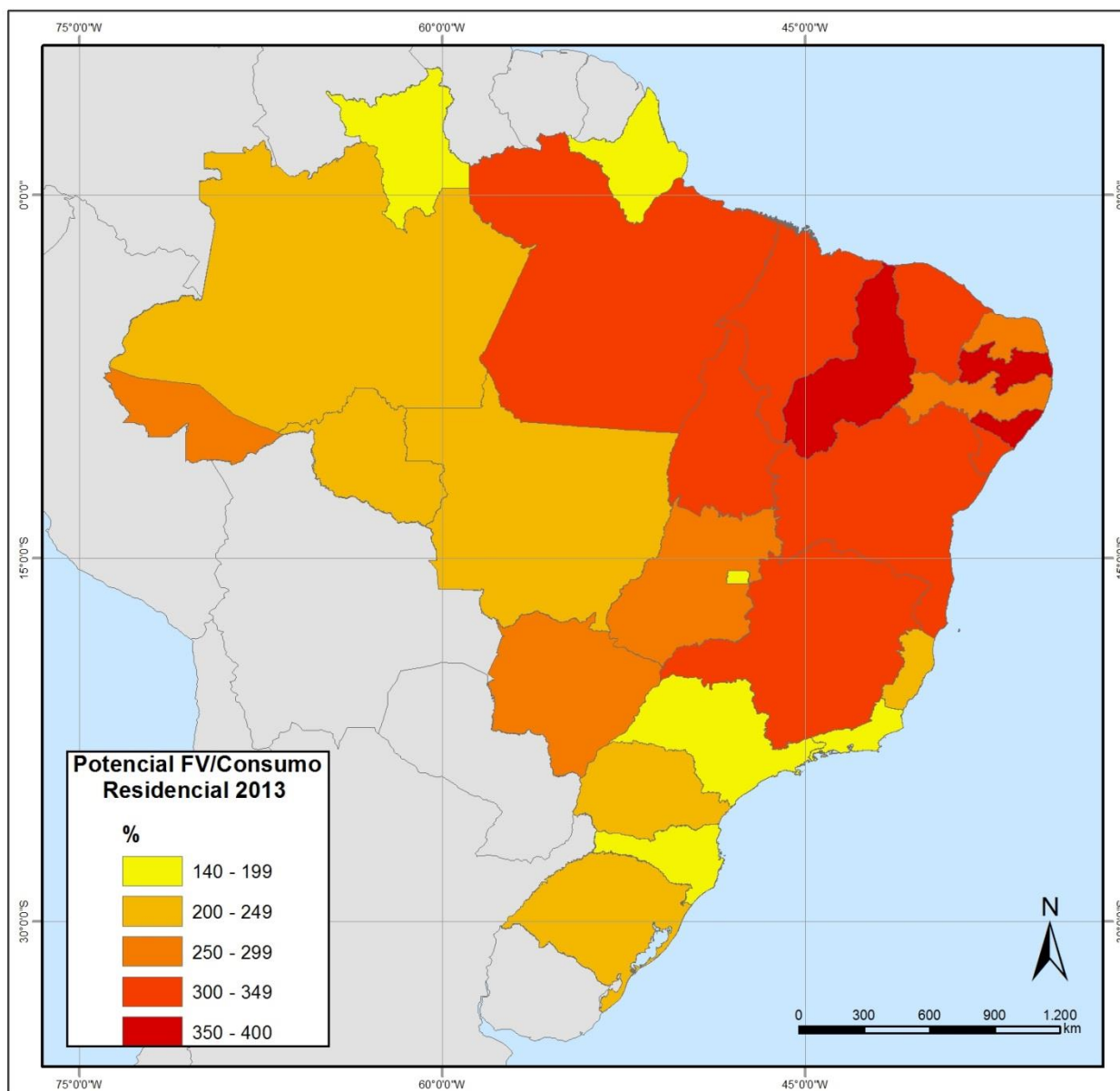
Figura 5 - Potencial Técnico de geração fotovoltaica em telhados residenciais por município (MWh/dia)



Fonte: Elaboração própria, com dados de Lange, 2012. Contratação interna: EPE/GIZ

Porém, para o leitor não familiarizado com a ordem de grandeza de geração, os mapas que trazem os valores absolutos de potencial podem acabar sugerindo que alguns estados ou municípios não apresentam condições favoráveis ao aproveitamento fotovoltaico. Neste sentido, foi elaborado um mapa adicional, relacionando o potencial fotovoltaico e o consumo de eletricidade residencial. Dessa forma, percebe-se que, teoricamente, todos os estados teriam condição de suprir seu consumo elétrico residencial de forma integral com o advento da energia fotovoltaica. A superioridade do potencial ante o consumo varia de aproximadamente 1,4 a quase 4 vezes, em determinados estados, como pode ser visto na Figura 6. O resultado detalhado do potencial técnico fotovoltaico no setor residencial é apresentado na Tabela 1.

Figura 6 - Potencial Técnico Fotovoltaico/Consumo Residencial (Ano Base 2013) por UF



Fonte: Elaboração própria, com dados de Lange, 2012. Contratação interna: EPE/GIZ. Dados de consumo retirados do SIMPLES/EPE.

Tabela 1- Potencial Técnico Fotovoltaico Residencial

<i>UF</i>	<i>Potencial Fotovoltaico Residencial (MW médios)</i>	<i>Potencial Fotovoltaico Residencial (GWh/ano)</i>	<i>Consumo Residencial Anual 2013 (GWh)</i>	<i>Potencial Fotovoltaico/Consumo Residencial</i>
São Paulo	7.100	62.196	38.783	160%
Minas Gerais	3.675	32.193	10.118	318%
Rio de Janeiro	2.685	23.521	12.833	183%
Bahia	2.360	20.674	6.144	337%
Rio Grande do Sul	1.970	17.257	7.750	223%
Paraná	1.960	17.170	6.986	246%
Ceará	1.430	12.527	3.751	334%
Pernambuco	1.410	12.352	4.563	271%
Goiás	1.220	10.687	3.958	270%
Santa Catarina	1.075	9.417	4.935	191%
Maranhão	1.020	8.935	2.563	349%
Pará	1.020	8.935	2.632	339%
Paraíba	655	5.738	1.603	358%
Espírito Santo	595	5.212	2.213	236%
Mato Grosso	570	4.993	2.182	229%
Rio Grande do Norte	555	4.862	1.805	269%
Piauí	555	4.862	1.328	366%
Mato Grosso do Sul	505	4.424	1.571	282%
Alagoas	505	4.424	1.227	361%
Amazonas	420	3.679	1.784	206%
Distrito Federal	410	3.592	2.191	164%
Sergipe	350	3.066	979	313%
Rondônia	265	2.321	1.084	214%
Tocantins	255	2.234	695	321%
Acre	110	964	373	258%
Amapá	80	701	500	140%
Roraima	65	569	345	165%
BRASIL	32.820	287.505	124.896	230%

Fonte: Elaboração própria com dados de EPE/GIZ, 2012 e SIMPLES/EPE.

Considerando todo o país, o potencial é 2,3 vezes maior que o consumo. Apesar de esta hipótese ser pouco factível, com este estudo fica claro que a área não é um fator limitante pra a massiva inserção de sistemas fotovoltaicos distribuídos no país. Adicionalmente, o incremento futuro do número de domicílios e o desenvolvimento tecnológico⁵ dos sistemas fotovoltaicos devem elevar o potencial estimado.

⁵ Módulos mais eficientes diminuem a área ocupada, com a mesma potência; Módulos flexíveis permitem maior integração com a residência, aumentando a área aproveitável para instalação.

3 PROJEÇÃO DA INSERÇÃO DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NO BRASIL

Após a determinação do potencial técnico e verificação da magnitude do mesmo, este capítulo tem como objetivo estimar a difusão da tecnologia fotovoltaica na geração distribuída de pequeno porte para o horizonte decenal, pontuando os principais condicionantes econômicos e mercadológicos.

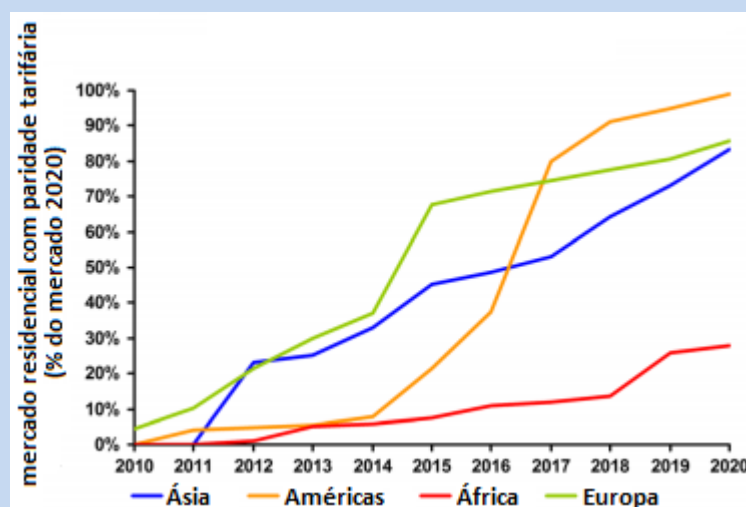
Do ponto de vista econômico, considera-se o custo nivelado da fonte no Brasil publicado pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE (2012) e a perspectiva de redução deste com base no cenário projetado pela IEA (2012). Para identificar a viabilidade econômica, inicialmente se compara, por distribuidora, ano a ano, o custo nivelado da fonte e a tarifa final da distribuidora para as classes de consumo avaliadas, considerando o sistema de medição líquida. No momento em que o custo da geração fotovoltaica se iguala à tarifa da distribuidora, diz-se ter atingido a paridade tarifária.

Box 2 - Paridade tarifária no mundo

Um estudo recente avaliou a evolução da paridade tarifária no mundo. A análise incluiu mais de 150 países, que representam 98,0% da população e 99,7% do PIB mundial.

O resultado mostra que a paridade tarifária no segmento residencial já é realidade em algumas regiões do mundo, continuando ao longo da década. Os primeiros mercados a atingir esta marca são Chipre, Itália, Caribe e África Oriental. Ao final da década, mais de 80% do mercado na Europa, Américas e Ásia-Pacífico terão atingido a paridade tarifária residencial (Figura 7). A exceção acontece na África, devido aos subsídios à energia na África do Sul e Egito, que representam mais de 60% da geração de eletricidade no continente.

Figura 7 - Volume relativo de mercado residencial com paridade tarifária



Fonte: Breyer e Gerlach, 2013

Num segundo momento é realizada uma análise para contemplar os efeitos do Convênio ICMS 6, publicado em Abril de 2013 pelo CONFAZ, que orienta a tributação do consumo bruto ante compensação.

Já sob o prisma mercadológico, busca-se estabelecer alguns parâmetros capazes de identificar dentre os consumidores de energia elétrica aqueles que formam um nicho de mercado capaz de adotar a tecnologia nos próximos anos. Por fim, do cruzamento da análise econômica com a análise mercadológica, estima-se uma trajetória de difusão para o horizonte decenal.

3.1 PERSPECTIVA ECONÔMICA

Sob esta perspectiva são feitas duas considerações: a primeira diz respeito à expectativa de redução dos custos de investimento da fonte nos próximos anos no cenário internacional alimentado pela expansão da capacidade instalada da mesma. A segunda deriva do conceito de viabilidade econômica como uma resultante da comparação entre os custos nivelados e a tarifa final do consumidor.

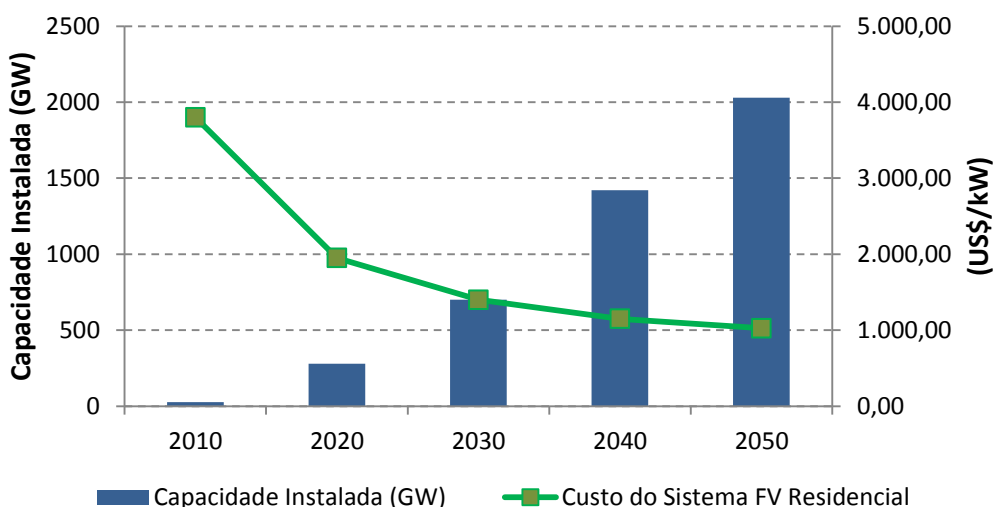
3.1.1 Perspectivas internacionais para custo de investimento da fotovoltaica

O cenário internacional da energia solar fotovoltaica apresentou significativa alteração nos últimos anos. Segundo Bazillian et al. (2013) até recentemente a tecnologia era usualmente associada a desafios tecnológicos que incluíam limitações de performance do BOS (Balance of System), falta de escala na indústria, dúvidas sobre a adequação dos materiais de fornecimento, além de problemas de ordem econômica associados aos altos custos do negócio. No entanto, este cenário foi alterado rapidamente acarretando um viés positivo sobre as perspectivas de competitividade da energia fotovoltaica. Dentre os fatores que contribuíram para essas alterações está a rápida redução de custos, mudanças estruturais na indústria de energia que resultaram em maior preocupação a cerca de segurança energética (dada a abundância desta fonte) e preocupações a cerca das mudanças climáticas.

No cenário internacional, embora a capacidade instalada ainda possa ser considerada pequena, em relação à totalidade da matriz elétrica, observa-se forte crescimento da fonte, especialmente na Europa até 2012, e na China em 2013. De acordo com EPIA (2014), a capacidade instalada mundial da energia fotovoltaica atingiu valores próximos a 139 GWp em 2013, dos quais 38 GWp foram instalados nesse ano. Esta rápida expansão também é revertida em redução de custos gerando retroalimentação que estimula o crescimento da capacidade instalada.

Em termos de perspectivas mundiais, a IEA (2012) prevê que a capacidade instalada de fotovoltaica passe de 27 GWp em 2010, para cerca de 280 GW em 2020, o que representa expansão média anual de expressivos 26% ao ano neste período. A Figura 8 ilustra o cenário de expansão traçado pela IEA.

Figura 8 - Projeção do crescimento da capacidade instalada e custos até 2050.



Fonte: Elaboração própria a partir de IEA (2012)

Esta expansão do mercado da energia fotovoltaica contribui para prolongar o cenário de redução de custos da fonte verificado nos últimos anos. Para mensurar o impacto que este aumento de escala de produção pode trazer para a indústria, diversos autores estimaram, a partir de dados históricos, uma taxa de aprendizagem que visa mensurar com que velocidade os custos tendem a cair dado o aumento de capacidade acumulada. Segundo IEA (2010), essa taxa para a energia fotovoltaica pode variar entre 15% e 22%, sendo que na elaboração de seus estudos a agência adotou uma redução de 18%. Isto significa que a cada vez que a produção acumulada dobra, os custos reduzem em 18%. Em outro estudo, IEA (2012) estima que entre 2010 e 2020 haverá decréscimo de mais de 40% do custo de instalação dos sistemas fotovoltaicos (Tabela 2).

Tabela 2: Perspectiva internacional de longo prazo para queda dos custos de instalação dos sistemas FV (USD/kWp)

	Custo do sistema(USD/kWp)			2010-2020		2020-2030	
	2010	2020	2030	Δ Custo de instalação	Decréscimo % a.a.	Δ Custo de instalação	Decréscimo % a.a.
Residencial	3.800	1.950	1400	-48,7%	6,45%	-28,2%	3,3%
Comercial	3.400	1.825	1300	-46,3%	6,03%	-28,8%	3,3%
Planta Centralizada	3.100	1.400	1100	-54,8%	7,64%	-21,4%	2,4%

Fonte: adaptado a partir de (IEA, 2012).

Neste contexto, entende-se que a redução projetada pela IEA pode se efetivar no Brasil, haja vista o potencial de mercado aqui existente para essa tecnologia. Contudo, este cenário leva a crer que o desenvolvimento de uma indústria nacional de equipamentos fotovoltaicos pode estar condicionado a políticas de incentivos capazes de instalar um parque industrial, que além dos benefícios de redução de custos, trará uma maior agregação de valor à indústria

nacional. O cenário desenvolvido nesta Nota Técnica parte do princípio que serão criadas, neste intervalo de tempo, tais condições.

3.1.2 Projeção de custos no Brasil

Recentemente, a EPE estimou em R\$ 7,7/Wp o custo de sistema fotovoltaico no Brasil (EPE, 2012). Considerando-se esse valor como a referência para o ano de 2012, aplicou-se a trajetória de redução dos custos linear de IEA (2012) aos custos de instalação considerados. O resultado é apresentado na Tabela 3.

Tabela 3: Trajetória de redução de custos

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Residencial (R\$/Wp)	7,7	7,2	6,7	6,3	5,9	5,5	5,1	4,8	4,5	4,4	4,2	4,1
Comercial (R\$/Wp)	6,9	6,5	6,1	5,7	5,4	5,1	4,8	4,5	4,2	4,1	3,9	3,8

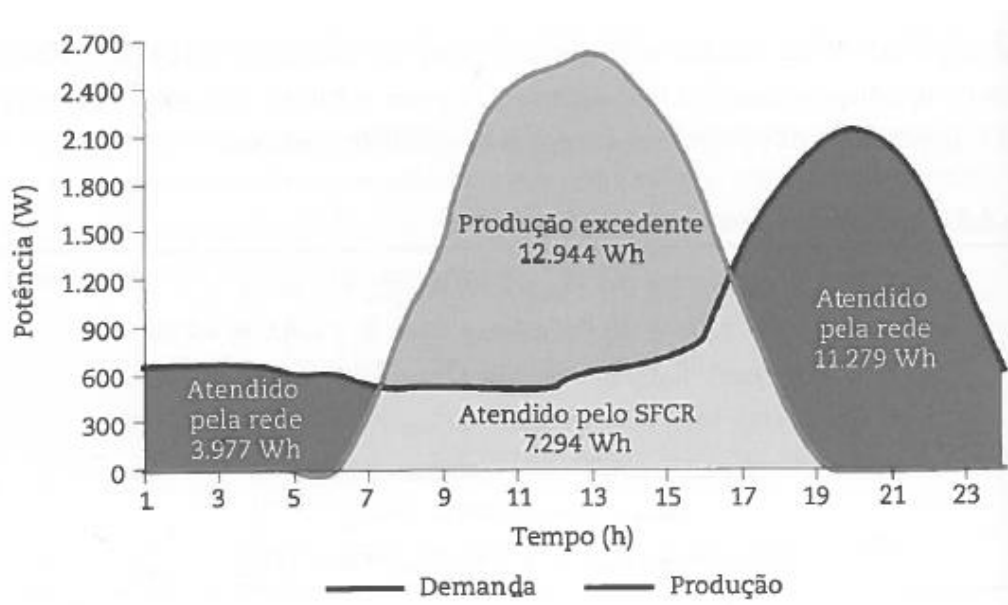
O próximo passo consistiu no cálculo do custo nivelado da geração fotovoltaica no Brasil, na área de cada distribuidora, ano a ano, até 2023. Para o cálculo foram utilizadas as mesmas premissas de EPE (2012). Porém, neste estudo foram utilizados valores de irradiação específicos para a região de cada distribuidora analisada. Os valores foram obtidos na base de dados do SunData - CRESESB, para as cidades de maior relevância sob concessão de cada distribuidora. Adicionalmente, foi considerado o efeito da tributação na compensação de energia, detalhado na sequência.

Compensação de Energia

Em função do Convênio ICMS 6, que orienta a tributação sobre o consumo bruto de eletricidade, é necessário verificar qual o percentual da energia gerada pelo micro e minigerador fotovoltaico que será exportada à rede para compensação em outro período. Quanto maior o percentual da energia exportada à rede, maior será a tributação, o que impacta negativamente na paridade tarifária, e, conseqüentemente, na projeção do modelo aqui proposto.

A identificação desse percentual é possível pela comparação de uma curva típica de geração do sistema fotovoltaico e da curva de carga do consumidor, conforme exposto na Figura 9, extraída de Zilles et al. (2012). A comparação indica um percentual de exportação à rede de aproximadamente 64% para uma residência. Para o setor comercial supõe-se que o consumo seja mais simultâneo à geração, adotando-se para fins de cálculo neste estudo, uma compensação de 10% apenas.

Figura 9 - Comparação da curva de geração fotovoltaica típica e da curva de carga residencial típica



Fonte: Zilles et al. (2012)

3.1.3 Comparação entre o Custo Nivelado e a Tarifa do Consumidor Final

O conceito de viabilidade aqui utilizado é a comparação do custo nivelado calculado ao longo do horizonte com as tarifas de energia elétrica ao consumidor final.

As tarifas finais ao consumidor foram extraídas do sítio da ANEEL em julho de 2013, acrescidas de ICMS vigente em 2013 para cada distribuidora e classe de consumo, segundo levantamento da Abradee⁶. A lei nº 12.783/2013, que trata da renovação das concessões trouxe um benefício de redução tarifária estimado em 16%, em média, fazendo com que a paridade tarifária fosse adiada, em comparação às tarifas de 2012. No horizonte do estudo foi considerado que a tarifa atual se mantenha constante, em valores reais⁷. Numa análise histórica das tarifas, do início de 2005 ao final de 2012, Montenegro (2013) constatou que os reajustes anuais médios absolutos foram de -1% a 6%. Portanto, ao considerar o efeito da inflação, a premissa aqui adotada parece razoável. No entanto, admite-se que pode ser considerada como uma condição conservadora, haja vista os futuros reajustes tarifários que devem superar a inflação em virtude da condição hidrológica desfavorável verificada recentemente.

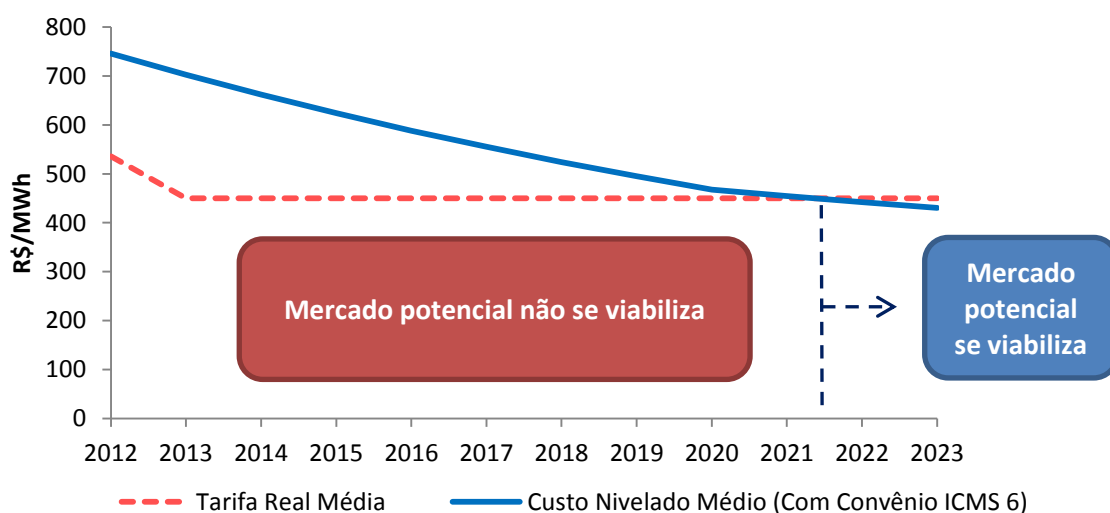
O segundo fator de identificação necessário é a alíquota de ICMS que o consumidor paga, pois será esta que incidirá sobre a energia compensada. Como as alíquotas de ICMS variam de acordo com o estado e com a faixa de consumo da unidade consumidora foi adotado um valor médio de 25%, dado que as unidades consumidoras consideradas nesta análise apresentam consumo médio mensal elevado, como será explicado na seção seguinte.

⁶ Disponível em <http://www.abradee.com.br/setor-de-distribuicao/banco-de-dados/financeiro>, acesso em 05/08/14.

⁷ Ao trabalhar com valores reais, expurga-se o efeito da inflação no período.

A viabilidade de determinada distribuidora se dá ao longo do horizonte quando o custo nivelado da fotovoltaica for inferior à tarifa daquela distribuidora. A Figura 10 ilustra essa situação com um valor de tarifa média no Brasil, embora a análise tenha sido feita individualmente por distribuidora.

Figura 10 - Exemplo de análise da viabilidade por distribuidora



Fonte: Elaboração própria

3.2 PERSPECTIVA MERCADOLÓGICA

3.2.1 Identificação do mercado potencial e sistema típico

Assim, como no item anterior ficou definido o instante temporal em que cada mercado potencial se viabiliza sob a ótica financeira, o próximo passo é definir a magnitude deste mercado.

Em razão do alto custo dos sistemas fotovoltaicos, assume-se que somente consumidores com alto poder aquisitivo terão condição de realizar o investimento durante o período de análise. Com o intuito de estratificar o nicho de mercado, adota-se neste estudo uma abordagem através do consumo de eletricidade mensal por domicílio. Existe uma alta correlação entre estes dois construtos (FRANCISCO, 2010), sendo vantajoso utilizar a base de consumo de eletricidade, por fornecer dados atualizados (coleta mensal) e na divisão necessária para a avaliação econômica (por distribuidora). Ainda, em função do consumo mensal, é possível estimar um valor de potência típica do sistema fotovoltaico para aquela residência. Com base nas regras de compensação de energia e dos custos de disponibilidade⁸, existe uma potência máxima que pode ser instalada para que o consumidor não gere em excesso (sem auferir benefício econômico). A Tabela 4 exemplifica essa lógica para algumas faixas.

⁸ Consumo mínimo faturável, de acordo com o padrão de atendimento da instalação, segundo a Resolução Normativa nº 414 da ANEEL. Um consumidor atendido pela rede trifásica, por exemplo, tem um consumo mínimo faturável de 100kWh/mês.

Tabela 4 - Limites de potência FV que pode ser instalada por faixa de consumo

Faixa de Consumo (kWh/mês)	101-200	201-300	301-400	401-500	501-1000	>1000
Unidades Consumidoras	16.308.970	7.740.146	3.274.308	1.414.533	1.514.077	361.446
Consumo Total Anual (GWh)	10.880	28.286	22.641	13.320	7.396	11.640
Média de Consumo (kWh/mês)	145	244	339	436	641	1.937
Consumo Disponibilidade (kWh)	30	50	100	100	100	100
Potência Instalada Máxima (kWp)	0,95	1,60	1,98	2,78	4,47	15,20

Fonte: Konzen, 2014.

Portanto, com base na produtividade dos sistemas fotovoltaicos, em consonância com os consumos dos potenciais consumidores, e da potência média dos sistemas fotovoltaicos instalados até o primeiro semestre de 2014 no país, considerou-se o seguinte mercado nicho e sua respectiva potência típica de instalação:

- Residências que consomem entre 400 e 1000 kWh/mês: Sistemas de 3 kWp (área de aproximadamente 20m² ⁹).
- Residências que consomem mais de 1000 kWh/mês: Sistemas de 6 kWp (área de aproximadamente 40m²).
- Comercial Baixa Tensão: Potência 5 kWp, 10 kWp e 35 kWp:

A Tabela 5, mostra a distribuição da potência a ser utilizada pelos consumidores do setor comercial, resultando numa potência média de 16 kWp, a ser considerada neste cenário para o setor.

Tabela 5: Distribuição de potência no setor comercial

Potência (kWp)	Frequência (%)	Potência Média (kWp)
5	30,0%	16
10	40,0%	
35	30,0%	

Definido o mercado nicho e as premissas para o cálculo de viabilidade econômica, resta definir qual a parcela deste mercado deve adotar a tecnologia fotovoltaica nos próximos anos.

3.2.2 O processo de difusão de sistemas fotovoltaicos

A geração fotovoltaica é uma inovação descontínua, ou seja, um produto inteiramente novo, e, como tal, exige uma mudança de comportamento dos consumidores e do mercado para que

⁹ Calculado com base no módulo fotovoltaico de silício policristalino de 245W da Kyocera Solar, modelo KD245GH-4FB2, com área igual a 1,64m².

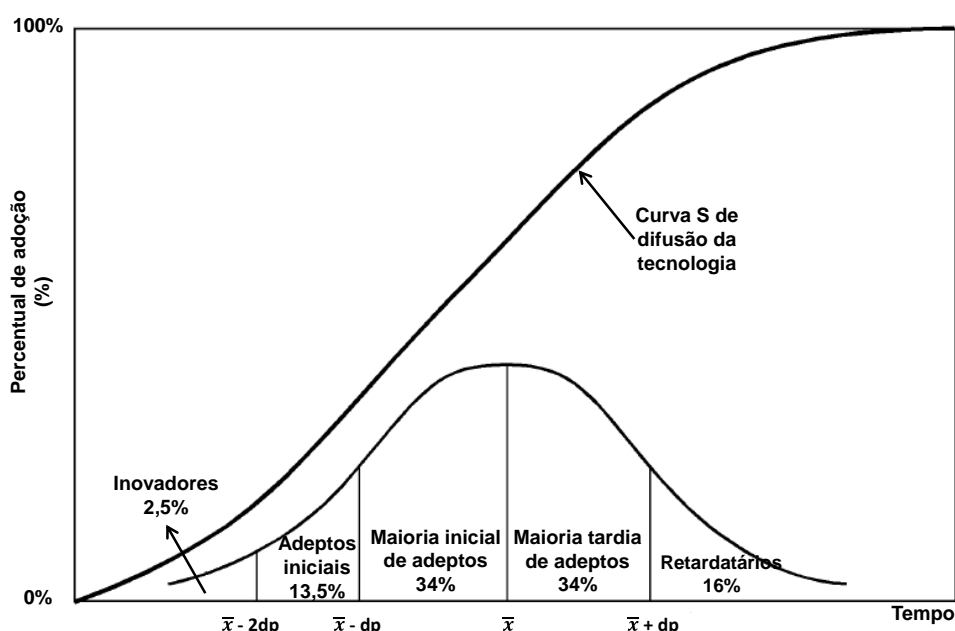
seus benefícios possam se realizar. Segundo esta abordagem, quando o mercado é confrontado com um novo paradigma de infraestrutura, os clientes se dividem com relação à percepção de risco implícita a este processo.

É possível classificar os consumidores de acordo com a percepção de risco deste com relação à adoção da nova tecnologia. Neste sentido, Rogers (1995) descreve a distribuição de adoção como uma curva em formato de sino, que pode ser dividida em cinco grupos:

- Inovadores
- Adeptos iniciais
- Maioria inicial de adeptos
- Maioria tardia de adeptos
- Retardatários

O processo de difusão tecnológica é puxado pelos inovadores e adeptos iniciais, que usualmente representam 2,5% e 13,5% das adoções, respectivamente. Os adeptos iniciais são geralmente também líderes de opinião capazes de catalisar as taxas de adoção de forma significativa, incentivando a maioria inicial a optar pela tecnologia. A partir de então, gradualmente entram em cena a maioria inicial tardia e por fim os retardatários. A Figura 11 ilustra o processo.

Figura 11 - Curva S e Percentual de Adoção



Fonte: Adaptado de ROGERS (1995)

Rogers (1995) afirma ainda que grande parte da variabilidade na taxa de adoção pode ser explicada por cinco atributos: vantagem relativa, compatibilidade, testes, observância e complexidade.

Assim, dada a diversidade de atributos que influenciam a percepção das pessoas sobre a tecnologia e o estado ainda incipiente de adoção da energia fotovoltaica, a taxa de adoção

nos próximos anos por parte das famílias e comércios brasileiros é parâmetro de difícil mensuração e sofre influência da amostra analisada.

Islam e Meade (2013) realizaram experimentos de escolha discreta para mensurar a intenção de adoção de sistemas fotovoltaicos em residências em Ontário no Canadá, região onde são praticadas tarifas *feed-in* para esta tecnologia. O estudo conclui que são parâmetros relevantes para a escolha na amostra: redução de custos de instalação e economia de energia em contraste com o aumento dos preços dos combustíveis fósseis.

Para Guidolin e Mortarino (2010), a adoção de um sistema fotovoltaico é um complexo processo de decisão requerendo um grau de informação que o consumidor médio não dispõe. Segundo Jager (2006), nos primeiros estágios de adoção da tecnologia os consumidores não possuem a informação completa e irão, no curto prazo, experimentar percepções negativas em termos de investimento financeiro e procedimentos administrativos, enquanto a percepção positiva associada ao processo de compra é posterior e mais abstrata.

Do ponto de vista econômico, na região de qualquer distribuidora existe um número de consumidores potencialmente viáveis. Porém, nem todos deverão optar pela utilização da energia fotovoltaica. Mas antes disso, do ponto de vista técnico, nem todos os consumidores apresentam telhados com condições para a instalação dos painéis PV e mesmo no conjunto dos consumidores que apresentem essa condição, nem todos deverão instalar, seja por falta de condições econômicas favoráveis, motivos estéticos, desinteresse, desconhecimento, entre outros. Logo, devem ser utilizados fatores de ponderação que representem estas restrições ao uso da energia fotovoltaica como geração distribuída.

Diante de tamanha complexidade, o presente estudo optou por fazer essa análise a partir de duas variáveis: percentual de domicílios aptos para instalação de painéis fotovoltaicos e o percentual de consumidores potenciais que adotarão a tecnologia a partir do momento em que se torne economicamente viável, que serão brevemente descritas a seguir:

3.2.3 Percentual de domicílios aptos à instalação de sistemas fotovoltaicos

A análise apresentada nesta seção foi baseada no trabalho de Konzen (2014), no qual são, primeiramente, considerados como aptos somente domicílios do tipo casa. No caso de apartamentos, a instalação é dificultada em função da cobertura do edifício nem sempre estar disponível, além de oferecer restrições contratuais por ser uma área comum. Outra restrição é derivada da condição de ocupação do domicílio. Domicílios alugados ou cedidos dificilmente irão receber uma instalação fotovoltaica por se tratar de um investimento de longo prazo e de difícil transferência para outro imóvel. Portanto, o locatário não tem estímulo para investir em um imóvel de terceiro, havendo perspectiva de mudança. O locador, por sua vez, também não é incentivado, uma vez que o benefício da redução na conta de energia é auferido pelo inquilino. Logo, convém considerar como aptos somente os domicílios do tipo casa própria.

Através dos dados do Censo IBGE 2010, foram levantados o número de domicílios do tipo casa e casa de vila que se encontravam na condição própria quitada e em aquisição. Estes

representam 65% do total de domicílios brasileiros, sendo, portanto, utilizado este fator geral para o presente estudo.

Ainda, foi adotado um fator de 85% referente a outros limitantes, como sombras, chaminés, caixas d'água, antenas, aquecedores solares, que podem inviabilizar a instalação dos painéis fotovoltaicos em algumas residências.

Dessa forma, o percentual de domicílios aptos para o fim em questão é dado pela multiplicação dos fatores:

$$f = 0,65 \times 0,85 \cong 0,55 = 55\%$$

Por falta de informações detalhadas quanto à ocupação de edificações comerciais, utilizou-se o mesmo fator que o setor residencial, por analogia.

3.2.4 Percentual de consumidores potenciais que adotarão a tecnologia a partir da paridade tarifária

Primeiramente, deve-se notar que os mercados que são potencialmente instaladores de painéis fotovoltaicos já sofreram um filtro. Isto porque foram considerados como mercados potenciais apenas as residências que consomem em média entre 400 e 1000 kWh/mês (aplicações de 3 kWp) e acima de 1.000 kWh/mês (aplicações de 6 kWp). Assume-se que a tecnologia fotovoltaica no horizonte analisado estará em seu processo inicial de difusão no qual apenas o terço adotado consumidores com perfil entre inovador e adeptos iniciais. Portanto, com base na Figura 11, o fator de adoção utilizado para o setor residencial é igual a 16%.

No caso do consumo comercial, esse filtro foi significativamente menos restritivo uma vez que o sistema não dispõe de informação por faixa de consumo para esta classe, mas apenas por nível de tensão. Esse filtro é bem menos restritivo ao incluir todas as unidades consumidoras de baixa tensão, estando nesse grupo muitos comércios que não deveriam ser considerados como potencial (ex: baixo consumo, baixo faturamento). Logo, o fator de adoção deve compensar esta limitação, sendo mais restritivo. Dessa forma, foi considerada uma adoção de 0,5% para o setor comercial neste período.

Um resumo dos fatores utilizados é apresentado na tabela a seguir.

Tabela 6 - Uso dos telhados com PV nos setores residencial e comercial

	<i>Residencial</i>	<i>Comercial</i>
Edificações aptas	55%	55%
% do mercado nicho viável economicamente que irá optar pelo sistema fotovoltaico	16%	0,5%

3.3 RESUMO DA METODOLOGIA

A partir das premissas expostas é possível projetar a magnitude do mercado de energia fotovoltaica no horizonte decenal. Os dados relacionados ao consumo foram calculados a partir de informações do sistema SIMPLES da EPE, do qual foram coletados dados, por

distribuidora do consumo total, número de consumidores e consumo por unidade consumidora nas respectivas faixas.

Com base no percentual de domicílios aptos e do potencial de adoção dos consumidores, projetou-se o mercado viável. Adotou-se, como premissa simplificadora, que o consumo médio por unidade consumidora não sofre alteração no período analisado. Assim a projeção realiza-se da seguinte maneira:

1. Segmentar informações de consumo e número de consumidores em três:
 - 1.1. Residências que consomem entre 400 e 1000 kWh/mês
 - 1.2. Residências que consomem mais de 1000 kWh/mês
 - 1.3. Comércio em baixa tensão
2. Calcular o consumo médio por unidade consumidora ($CmUC$) para cada um dos três segmentos analisados no ano base.
3. Verificar a viabilidade econômica da distribuidora: se não for viável o mercado potencial é zero, se for viável segue para o passo 4.
4. Estimar o crescimento do mercado viável em energia, aplicando as taxas de crescimento do consumo de energia de cada setor previstas no PDE.

$$MP_{ano\ base+i}^{dist\ x} = MP_{ano\ base}^{dist\ x} * \prod_{x=1}^i (1 + c_{ano\ base+x})$$

Onde:

- $MP_{ano\ base+i}^{dist\ x}$ é o mercado potencial da distribuidora x no ano base+i;
- $MP_{ano\ base}^{dist\ x}$ é o mercado potencial da distribuidora no ano base;
- $c_{ano\ base+x}$ é a taxa de crescimento da classe de consumo como o projetado no PDE para o ano base mais x.

5. A projeção a se realizar no ano

$$MR_{ano\ base+i}^{dist\ x} = MP_{ano\ base+i}^{dist\ x} * DA * CA * p_{av}$$

Onde:

- $MR_{ano\ base+i}^{dist\ x}$ é o mercado previsto para a distribuidora x no ano base + i
- $MP_{ano\ base+i}^{dist\ x}$ é o mercado potencial para a distribuidora x no ano base + i
- DA é o percentual de domicílios aptos para instalação de painel;
- CA é o percentual de consumidores que adotam a tecnologia;

- p_{av} é fator de realização do mercado da distribuidora onde av é o número de anos que a distribuidora em questão atingiu a viabilidade. Assim, os possíveis valores de

$$av \text{ e o respectivo } p_{av} \begin{cases} \text{se } av = 1 \text{ então } p_{av} = 5\% \\ \text{se } av = 2 \text{ então } p_{av} = 10\% \\ \text{se } av = 3 \text{ então } p_{av} = 25\% \\ \text{se } av = 4 \text{ então } p_{av} = 50\% \\ \text{se } av \geq 5 \text{ então } p_{av} = 100\% \end{cases}$$

6. O próximo passo é calcular o número de consumidores com sistemas fotovoltaicos deste mercado previsto.

$$NC_{ano\ base+i}^{dist\ x} = \frac{MR_{ano\ base+i}^{dist\ x}}{12 * CmUC}$$

Onde:

- $NC_{ano\ base+i}^{dist\ x}$ é o número de consumidores da distribuidora x no ano $base+i$;
- $MR_{ano\ base+i}^{dist\ x}$ é o mercado previsto para a distribuidora no ano $base+i$;
- $CmUC$ é o consumo médio por unidade consumidora para cada segmento avaliado.

7. O número total previsto de consumidores que instalarão GD fotovoltaica é dado pelo somatório dos números de consumidores do seguimento no ano (aaaa):

$$NC_{aaaa}^{TOTAL} = \sum NC_{aaaa}^{dist\ x}$$

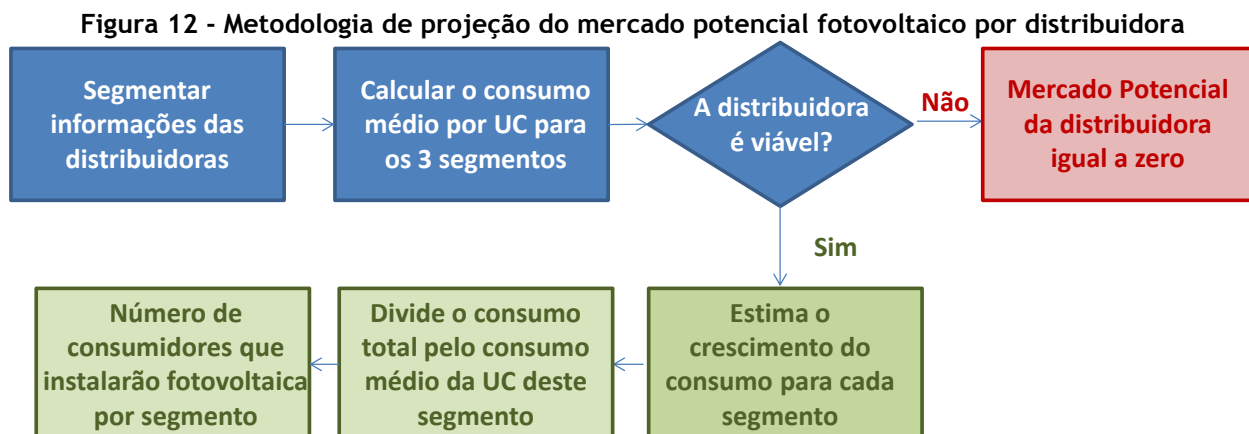
8. A capacidade instalada do segmento ($CI_{segmento}$) é dada pela multiplicação da potência média do painel do segmento pelo número de consumidores previstos.

$$CI_{segmento} = NC_{aaaa}^{TOTAL} * P_{segmento}$$

Onde:

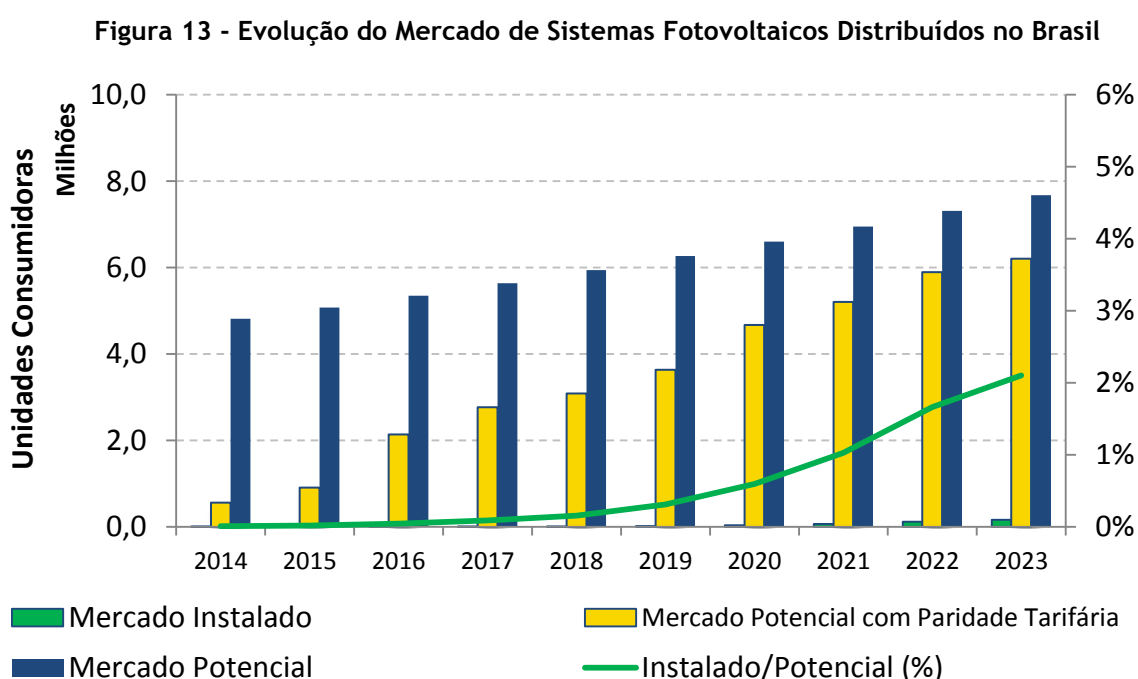
- $P_{segmento} \begin{cases} \text{segmento residencial de 400 kWh até 1000 kWh;} & P_{segmento}=3 \text{ kwp} \\ \text{segmento residencial acima de 1000 kWh;} & P_{segmento}=6 \text{ kwp} \\ \text{segmento comercial baixa tensão;} & P_{segmento}=16 \text{ kwp} \end{cases}$

Assim, através da metodologia proposta, se realiza a projeção do mercado, considerando aspectos econômicos e mercadológicos. A Figura 12 resume esquematicamente os passos acima.



3.4 RESULTADOS

Na Figura 13 é apresentada a evolução do mercado de sistemas fotovoltaicos no Brasil até 2023. A barra azul apresenta o número de unidades consumidoras potenciais, isto é, residências com consumo superior a 400 kWh/mês e comércios (sem restrição à nível de consumo), limitados apenas pelo fator da restrição de aptidão (55% do total). A barra amarela representa como o mercado vai se tornando economicamente viável ao longo dos anos, atingindo a viabilidade para mais de 80% dos consumidores potenciais em 2023. Em verde é mostrado o número de consumidores que terão instalados sistemas fotovoltaicos ao longo do horizonte decenal (forma de barra) e o percentual em relação ao potencial, em linha.



Fonte: Elaboração própria

A Tabela 7 apresenta a previsão do número de consumidores que instalarão painéis fotovoltaicos de acordo com a análise. No fim do horizonte, estima-se que o país terá instalado aproximadamente 161 mil sistemas.

Tabela 7- Cenário do número acumulado de unidades consumidoras com sistemas fotovoltaicos

Segmento	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Residencial	165	339	677	1.355	2.972	9.609	24.539	54.036	102.387	140.011
Comercial	216	616	1.676	3.735	6.407	9.912	14.936	17.268	19.238	21.349
Total	381	955	2.353	5.090	9.379	19.521	39.475	71.304	121.624	161.360

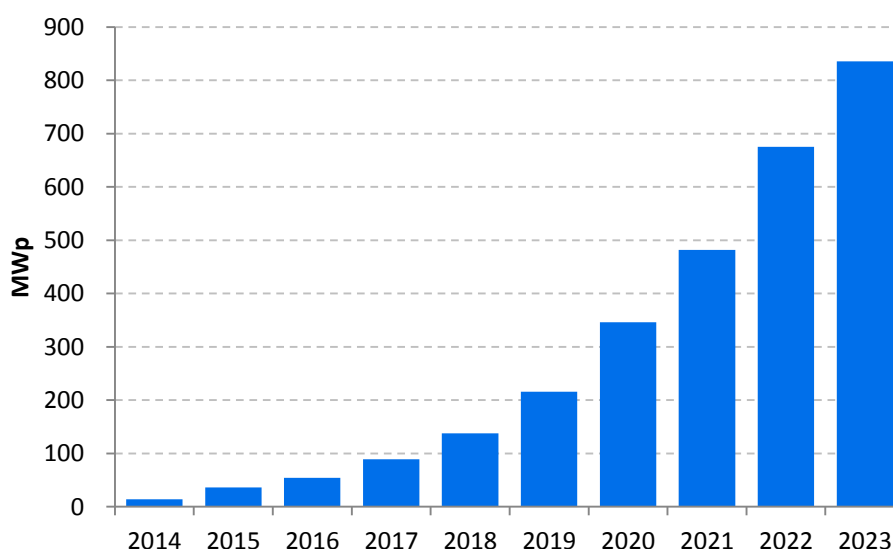
Com o número de consumidores e as respectivas potências, foi calculada a projeção da capacidade instalada até o horizonte 2023. Foram ainda adicionados projetos que constam no P&D (nº 013/2011) da Aneel, criado para incentivar a inserção da energia solar na matriz

energética brasileira, com a previsão da inserção de 25 MWp até 2015. O resultado está exibido na Tabela 8, chegando a valores da ordem de 835 MWp ao final do período.

Tabela 8 - Cenário de potência instalada acumulada no cenário proposto (MWp)

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Residencial	1	1	2	5	10	32	82	181	343	469
Comercial	3	10	27	60	103	159	239	276	308	342
Total	4	11	29	64	112	191	321	457	650	810
P&D ANEEL + Estádios	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Total com P&D ANEEL (em MWp)	29	36	54	89	137	216	346	482	675	835

Figura 14 - Evolução de capacidade instalada acumulada de geradores fotovoltaicos distribuídos



Fonte: Elaboração própria

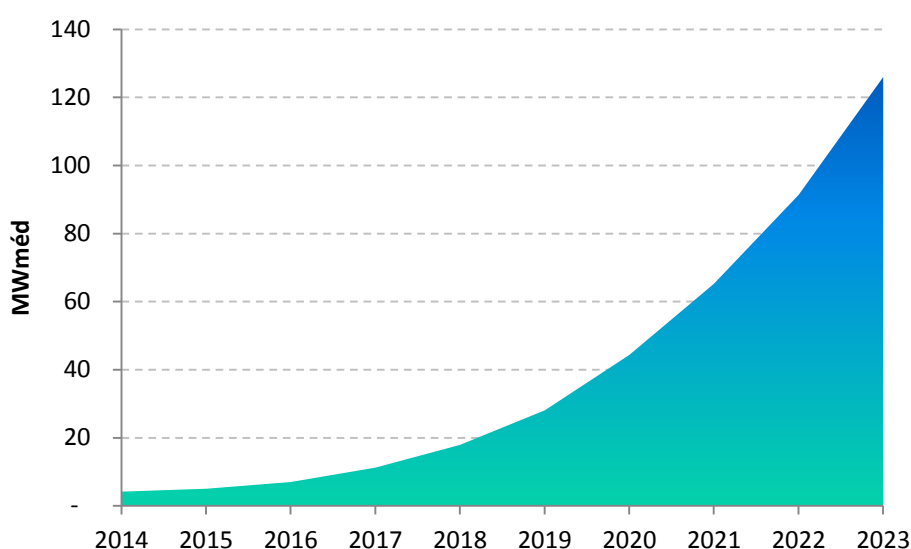
O resultado em 2023 apresenta 835 MWp de potência instalada. Nos primeiros anos de análise, o modelo indica entrada de potência significativa no setor comercial, por atingir a paridade mais rapidamente em algumas distribuidoras.

Na sequência, utilizando os dados anteriores de potência instalada e os fatores de capacidade típicos na área de concessão de cada distribuidora, foi possível projetar a geração distribuída de energia fotovoltaica até 2023. Para o cálculo da energia gerada, foi considerado que todas as instalações novas em determinado ano são feitas em junho, e, portanto, geram energia por apenas seis meses no seu ano de instalação. Adicionalmente, foi considerado no cálculo da geração dos anos subsequentes um fator de degradação de produtividade igual a 0,65% (EPE, 2012). Os resultados são apresentados nas Tabela 9, juntamente à Figura 15.

Tabela 9 - Geração fotovoltaica distribuída

Segmento	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Residencial (GWh)	0	1	2	5	10	30	81	185	369	620
Comercial (GWh)	3	10	26	61	115	184	276	354	399	452
Total + P&D ANEEL (GWh)	37	44	61	98	157	245	388	571	800	1.103
Total + P&D ANEEL (MWméd)	4	5	7	11	18	28	44	65	91	126
Participação no consumo nacional por classe de consumo										
% Residencial Nacional	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,01%	0,02%	0,05%	0,11%	0,21%	0,33%
% Comercial Nacional	0,00%	0,01%	0,03%	0,06%	0,11%	0,17%	0,24%	0,29%	0,30%	0,33%

Figura 15 - Evolução da geração de energia fotovoltaica distribuída



As projeções indicam números bem inferiores às capacidades instaladas em países como EUA, China, Japão, Austrália, além dos europeus, em geral. No entanto, a comparação com a situação brasileira deve ser feita com ressalva. Isto porque a matriz energética desses países é majoritariamente fóssil, o que leva o governo a aumentar os incentivos a fontes na busca de reduzir as emissões e diversificar a matriz. Neste sentido, cabe o exemplo das tarifas *feed-in* de incentivo à energia fotovoltaica, ainda que se tenha verificado a redução destas nos últimos anos. Conforme EPE (2012), a atratividade sobre a ótica do investidor e alteração na lógica do risco-retorno favorece substancialmente a expansão do mercado nos locais que adotam a política de *feed-in*.

Pelo fato do Brasil, por sua vez, ter uma matriz predominantemente renovável, especialmente a matriz elétrica, e no horizonte decenal a expectativa é da continuidade deste domínio, optou-se por projetar a difusão da tecnologia com base na manutenção da política de *net metering*, sem incentivos para o horizonte analisado. Desta forma, e reconhecendo-se que a magnitude e extensão da difusão tecnológica da energia fotovoltaica é também função das políticas de incentivos que a fonte estará sujeita no país, pode-se afirmar que a projeção é conservadora no sentido de se realizar em cima do *status quo* da fonte no país.

Box 3 - Estratégias para o desenvolvimento do setor fotovoltaico

Estima-se que a energia solar, especialmente a fotovoltaica, venha desempenhar papel importante no atendimento da demanda elétrica mundial ao longo das próximas décadas. A maioria das projeções internacionais indicam essa fonte ocupando uma parcela significativa das matrizes energéticas mundiais, sendo importante para o Brasil definir qual estratégia adotar para desenvolver este mercado no país, se beneficiando, assim, dos seus desdobramentos econômicos, tecnológicos, sociais e ambientais.

Para esclarecer as opções estratégicas identificadas utiliza-se o diagrama da Figura 16 que explica as possíveis interações entre barreiras e possíveis decisões políticas para desenvolver a tecnologia fotovoltaica num país.

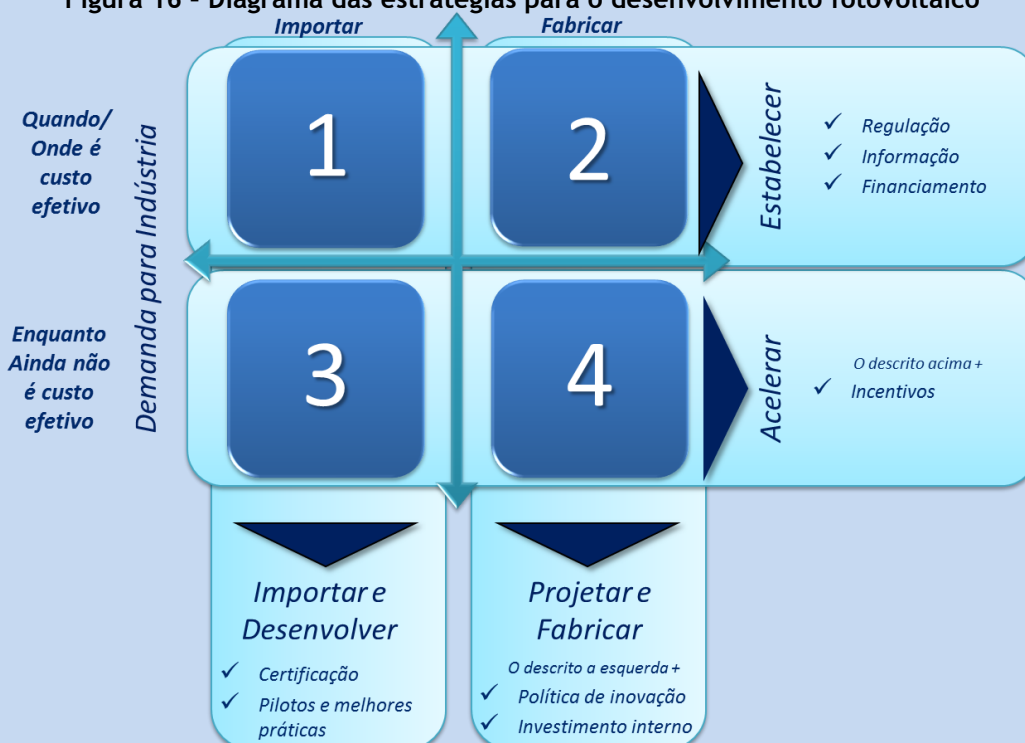
As principais escolhas podem ser divididas entre o lado da demanda e da oferta. Do lado da demanda, pode-se desenvolver um mercado quando e onde for custo efetivo ou enquanto ainda não é custo efetivo. Do lado da oferta, a principal decisão está em importar ou fabricar os equipamentos.

Por exemplo, o país pode começar pela opção 1, removendo as principais barreiras para o desenvolvimento (regulatórias, informativas) sem comprometer grande quantidade de recursos financeiros. No entanto, se o desenvolvimento não for suficiente, outros passos podem ser dados para acelerá-lo (opção 3), através de incentivos diretos, como isenções fiscais.

Uma vez com a demanda aquecida, o governo pode incentivar a produção doméstica de equipamentos, oferecendo subsídios para a implantação de indústrias no país, movendo o país para a posição 4. No entanto, se o país resolver desenvolver a indústria local sem ter demanda, migraria da posição 1 para a 2. Neste caso, se oferece subsídios para a indústria, mas com objetivo principal sendo a exportação.

Cada estratégia tem seus prós e contras, e não devem ser interpretadas como mutuamente exclusivas ou decisões imutáveis. Ilustra-se apenas os caminhos possíveis, de opções políticas mais simples e menos custosas, potencialmente promovendo menores níveis de desenvolvimento e benefícios, a opções mais complicadas e dispendiosas, com proporcional maiores retornos.

Figura 16 - Diagrama das estratégias para o desenvolvimento fotovoltaico



Fonte: Adaptado de Carbon Trust (2013)

No entanto, considerando a manutenção do modelo de compensação de energia, para o Brasil vislumbrar esta capacidade projetada em sua matriz em 2023, além da perspectiva de redução dos custos dos sistemas fotovoltaicos, da disseminação da informação ao consumidor, tornando-o ciente das novas possibilidades de geração distribuída, é necessária a disponibilidade de crédito para que a decisão pelo investimento seja facilitada a partir da paridade tarifária.

Um ponto que pode melhorar a inserção da GD fotovoltaica é a difusão de diferentes modelos de investimento. Até então, foi utilizada a premissa de que os sistemas fotovoltaicos sejam adquiridos pelos próprios usuários, no entanto, o modelo de *leasing* empregado internacionalmente vem apresentando excelentes resultados em relação à inserção da GD. Neste modelo o usuário tem custo de instalação zero, pagando mensalidade fixa a uma empresa que é responsável pela instalação e manutenção dos sistemas fotovoltaicos. Esta mensalidade fixa somada à nova conta paga à distribuidora é menor que a conta antiga, favorecendo a adesão do consumidor. Este modelo pode ser implementado no atual cenário regulatório brasileiro (*net metering*) e possibilita uma otimização de custos, haja vista que as etapas de financiamento, compra, venda, instalação e manutenção passem por apenas um agente.

3.4.1 Análise de Sensibilidade da tributação incidente sobre o sistema de compensação de energia elétrica

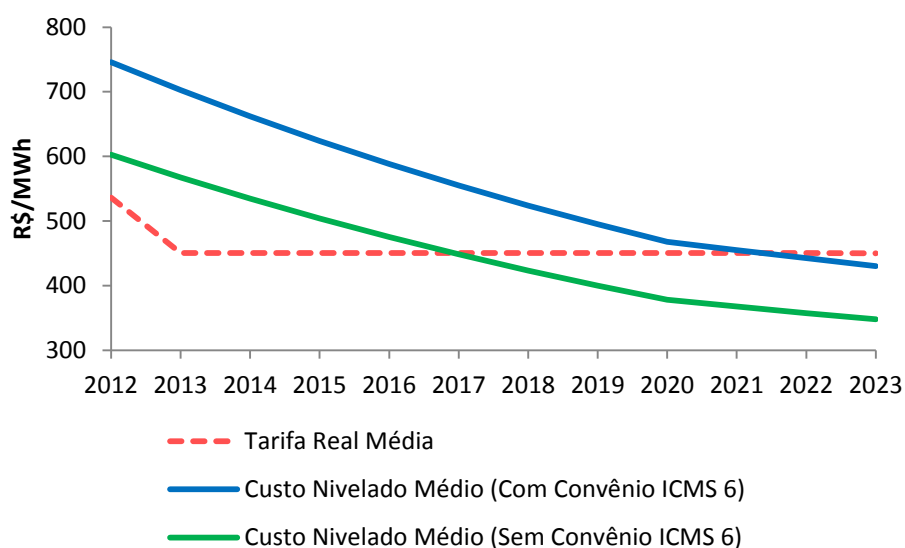
A análise de sensibilidade busca entender qual é o impacto do Convênio ICMS 6¹⁰, do CONFAZ, sobre a competitividade do micro e minigerador e, conseqüentemente, sobre a penetração da geração fotovoltaica distribuída no horizonte decenal. Para tal, na metodologia apresentada assume-se agora que a tributação seja feita apenas sobre o montante líquido¹¹ de energia consumida da distribuidora, *ceteris paribus*. Ressalta-se que esta forma de tributação é defendida pela ANEEL, sendo a REN 482 planejada para isto.

Primeiramente, na Figura 17 é ilustrada a diferença no custo nivelado da geração distribuída fotovoltaica. Basicamente, caso a tributação fosse realizada sobre o valor líquido consumido.

¹⁰ Detalhes no Capítulo 1.

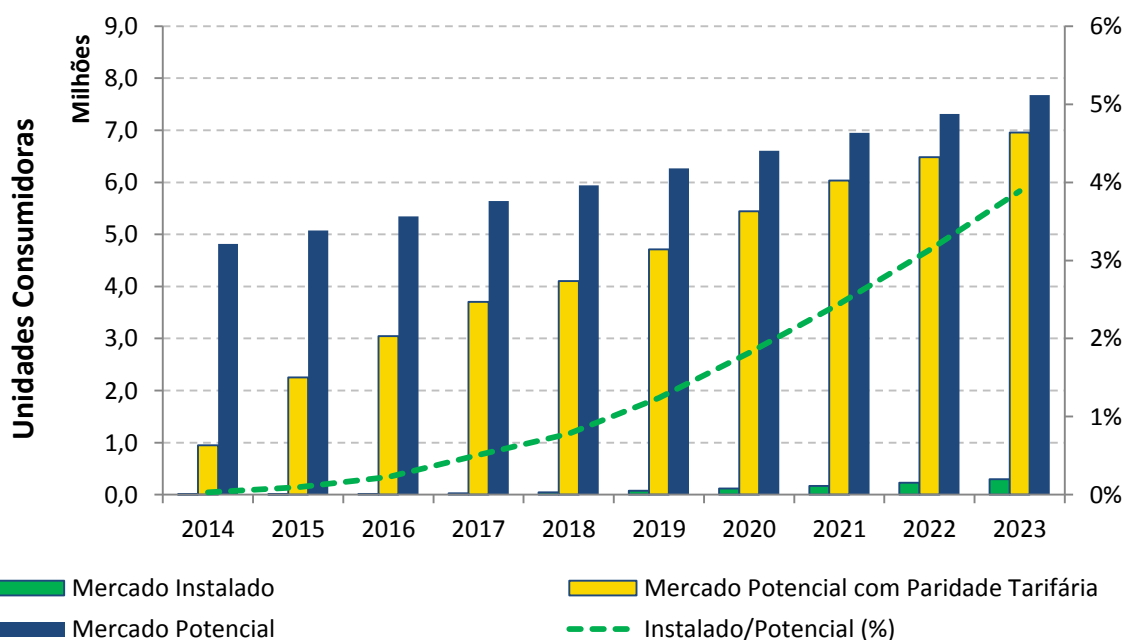
¹¹ Diferença entre energia consumida da distribuidora e energia injetada na rede pelo consumidor.

Figura 17 - Impacto do Convênio ICMS 6 no custo nivelado



Os resultados mostram que o efeito da tributação sobre a energia compensada é extremamente relevante, de caráter negativo, para a competitividade da fonte. Basicamente, o custo nivelado da geração fotovoltaica seria reduzido em aproximadamente 19% para uma residência típica caso a tributação fosse realizada sobre o consumo líquido. Essa redução adiantaria a paridade tarifária em cerca de quatro anos, ampliando o mercado de geração fotovoltaica no horizonte decenal, conforme ilustra a Figura 18.

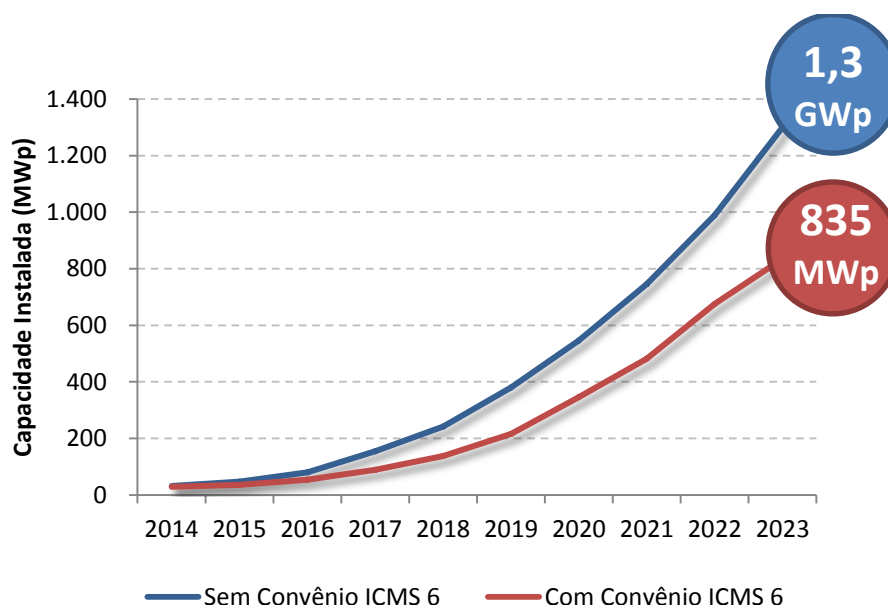
Figura 18 - Evolução do mercado de Sistemas Fotovoltaicos Distribuídos (Sem Convênio ICMS 6).



Fonte: Elaboração própria

Segundo a metodologia proposta, com a redução do custo nivelado e o consequente aumento do mercado com paridade tarifária, eleva-se a parcela de adotantes no período, provocando um aumento substancial na potência instalada neste horizonte (Figura 19).

Figura 19 - Comparação da evolução de capacidade instalada fotovoltaica distribuída



Fonte: elaboração própria

Conforme a projeção, em 2023 a potência sob o cenário mais favorável ao consumidor atinge um valor de aproximadamente 1,3 GWp.

Sob a ótica de tributação, avalia-se que o setor comercial seja menos afetado. Isto porque a curva de consumo deste setor é mais alinhada com a curva de geração dos sistemas fotovoltaicos, fazendo com que grande parte da geração seja consumida instantaneamente, evitando a compensação tributada.

Outro efeito que pode vir a ser observado com o advento da tributação da energia compensada é o subdimensionamento dos sistemas fotovoltaicos residenciais. O consumidor poderia vir a dimensionar seu sistema para gerar apenas seu consumo base, pouco exportando de energia para a rede de distribuição e evitando uma compensação tributada posteriormente. No entanto, esta alternativa acaba elevando o custo por kWp instalado, contrabalanceando os ganhos com a não tributação.

Esta análise demonstra que a opção de tributar a energia compensada, além de alterar o conceito original de *net metering*, é um claro entrave à disseminação da geração distribuída, e especialmente, da geração fotovoltaica.

4 ANÁLISE DE IMPACTOS (CUSTOS E BENEFÍCIOS) DA INSERÇÃO DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NO BRASIL

Os capítulos anteriores demonstraram que a geração fotovoltaica distribuída tem enorme potencial e pode ter penetração relevante mesmo com o cenário atual sem um quadro de incentivos diretos. Desta forma, é essencial que sejam avaliados quais são os impactos da penetração desta geração para os diversos agentes envolvidos.

Esta análise será conduzida na forma de avaliar os principais impactos, sendo estes custos ou benefícios, para os principais agentes envolvidos na inserção da GD fotovoltaica, a partir da projeção da inserção fotovoltaica distribuída.

4.1 AGENTES ENVOLVIDOS

O histórico das audiências e das consultas públicas indica os principais agentes envolvidos, dadas as contribuições recebidas, sendo os consumidores e as distribuidoras os principais deles. No entanto, outros agentes são necessários para a viabilização da instalação das unidades de GD: agentes de financiamento, empresas de serviços e construção, ESCOs e fabricantes de equipamentos são partes fundamentais para o desenvolvimento da micro e mini GD. Cada um deles é detalhado na sequência.

Distribuidoras

As distribuidoras apresentam papel de singular importância no desenvolvimento e aplicação do *net metering* e, conseqüentemente, no desenvolvimento da micro e mini GD, pois são responsáveis por operacionalizar o sistema de compensação. Essa operacionalização se dá desde a divulgação das regras específicas para a conexão da micro e mini GD em suas redes¹², passa pela avaliação e aprovação dos projetos, compra e instalação dos sistemas de medição, até a operação propriamente dita do sistema.

Realizando uma análise dos históricos das contribuições da consulta e das audiências públicas realizadas pela ANEEL é possível verificar que as principais preocupações das distribuidoras são referentes à necessidade de uma maior equipe para avaliar os projetos, necessidade de mão-de-obra qualificada, necessidade de investimento na rede, mudança das características técnicas da rede (como níveis de curto-circuito, sensibilidade da proteção e redução da qualidade da energia), elevação das perdas na rede em pontos que a geração é maior que a carga. Também é possível verificar que a grande maioria das contribuições das distribuidoras sempre foram contrárias à inserção da micro e mini GD.

Obviamente, para que a distribuidora possa auferir benefícios, principalmente técnicos, com a penetração da GD, é essencial que haja um planejamento e operação da rede que considere esta variável. Ou seja, é preciso que a distribuidora mapeie os melhores pontos de sua rede e crie condições para instalação de GD nestas regiões mais favoráveis. Contudo, para isso há

¹² As normas e regras de conexão específicas de cada distribuidora devem estar disponíveis nos sítios na internet, como estabelecido pela REN ANEEL 482/2012.

necessidade de um movimento inicial, que implica em alocação de recursos para tal fato ocorrer.

Consumidores

Sobre os consumidores diversas incertezas podem ser atribuídas, como o conhecimento do assunto e acesso à informação, fator de decisão, disponibilidade de capital ou crédito, engajamento, entre outros. A principal incerteza reside em como o consumidor irá decidir por instalar ou não uma unidade de mini ou microgeração. Será somente pelo retorno econômico? Para diferenciação por bem de status? Por ter acesso fácil a crédito ou dispor de capital? Sendo assim, a previsão do comportamento dos consumidores é extremamente difícil e repleta de incertezas, para unidades consumidoras com maior racionalidade econômica, como unidades comerciais, é possível diminuir estas incertezas utilizando ferramentas de análise econômica.

O processo de informação e educação do consumidor é fundamental para que haja confiança e disposição do mesmo a investimento. Caso haja uma crise de credibilidade nos serviços, falta de disponibilidade de crédito, ou mau entendimento do benefício alcançado, não haverá condições socioculturais para investimento.

Estado

O Estado entra como agente importante por estabelecer as condições legais-regulatórias para o desenvolvimento da geração distribuída. Além do ambiente institucional, os estados também são responsáveis pela determinação da carga tributária incidente sobre os diversos setores da economia. Nesse ponto, há uma enorme complexidade, devido as diferentes esferas (União, estados e municípios), e da forma de incidência dos tributos.

Para o caso da geração solar fotovoltaica distribuída, o principal tributo é o ICMS, de responsabilidade dos estados. Esta parcela é muito relevante na formação do preço final da eletricidade para o consumidor final e, conseqüentemente, para a receita potencial do micro ou minigerador.

Agentes de financiamento e crédito

Os agentes de financiamento são responsáveis pela disponibilização de crédito competitivo aos outros agentes investidores. Como não há linhas de crédito específicas em bancos comerciais haverá uma resistência natural, aversão ao risco, por parte dessas instituições em financiar negócios em mini e micro GD. As linhas existentes no BNDES que poderiam ser aplicáveis não são acessíveis a investimentos pequenos como os de micro e mini GD ou a agentes com escala mini e micro. Assim, em um primeiro momento, somente quem tiver acesso a capital barato irá fazer este tipo de investimento.

Os impactos para instituições financeiras são quase insignificantes, pois os montantes esperados de crédito ainda são muito baixos. No entanto, caso não haja disponibilidade de financiamento os impactos para penetração de GD são extremamente negativos, pois não haverá tendência de investimentos no setor.

Empresas de engenharia e serviços e ESCOs

No campo do desenvolvimento das instalações, mais dois atores aparecem com destaque, as empresas de engenharia e serviços e as ESCOs, pois são estes agentes que executam os serviços de instalação, operação e manutenção de GD. Também são conhecidos na cadeia solar como integradores. A disponibilidade de empresas de serviços a custos razoáveis é um elo fundamental na cadeia de suprimentos para um pleno desenvolvimento do mercado de GD, e obviamente, há disparidades de disponibilidade, de custos e de qualidade de serviços entre diferentes regiões brasileiras.

O fator da qualidade dos serviços também é outro ponto essencial, pois caso haja perda da credibilidade na GD por parte do consumidor não haverá investimentos no setor. Porém, este fato pode ser facilmente resolvido através da utilização do mecanismo de cadastramento e certificação de qualidade mínima de empresas de serviços.

A forma de trabalho e o modelo de negócio podem ser diversos: essas empresas podem tanto trabalhar em parceria com as distribuidoras, como prospectar clientes por conta própria; estes modelos de negócio tendem a variar de acordo com o mercado, porte da empresa, portfólio de serviços e competitividade local.

Fabricantes e importadores de equipamentos

Por último, fechando a cadeia de serviços da geração distribuída estão os fabricantes de equipamentos, estes podendo ser nacionais ou estrangeiros. Estes equipamentos vão desde geradores até sistemas auxiliares, como inversores, sistemas de medição e proteção, etc.

A disponibilidade de equipamentos a custos razoáveis é condição essencial para realização de negócios. Equipamentos de medição e proteção elétrica tendem a ser simples e a não apresentar problemas, levando em consideração que já há uma indústria nacional que atende a demanda interna. Contudo, placas fotovoltaicas, inversores, aerogeradores de pequeno porte, motogeradores a biogás, unidades de cogeração de pequeno porte ainda não apresentam indústria desenvolvida no Brasil (estes últimos para os casos gerais de GD) e haveria necessidade de importação. Como inicialmente o movimento de importação tende a ser pequeno no curto prazo não apresentará grandes problemas, porém no longo prazo caso a GD se torne realidade haverá necessidade de pensar no modelo de fornecimento de equipamentos.

4.2 IMPACTOS CONSIDERADOS

A natureza dos impactos possíveis pode ser dividida em dois grandes grupos. O primeiro relacionado com o tipo do impacto, se é um custo ou benefício para determinado agente. O segundo grupo trata da dimensão do impacto, se este é econômico, técnico, social ou mesmo ambiental. Dada a complexidade de analisar impactos de diferentes dimensões, esta análise se ocupará em quantificar principalmente os impactos econômicos, embora pontue impactos de diferentes naturezas na discussão.

Os possíveis impactos para cada agente são apresentados a seguir numa matriz que, além dos impactos, apresenta a classificação, tipo e nível de cada impacto. Com isso é possível

verificar os efeitos para cada agente e auxiliar a classificação dos impactos e análises posteriores. A lista foi formulada a partir das contribuições das audiências públicas da ANEEL, diálogos com diferentes agentes e levantamento de experiências internacionais.

Tabela 10: Impactos da penetração da geração fotovoltaica distribuída

AGENTE	IMPACTO	TIPO	CLASSIFICAÇÃO	NÍVEL
DISTRIBUIDORAS	Adequação de sua mão-de-obra	Econômico	Custo	Baixo
	Contratação de pessoal qualificado	Econômico	Custo	Baixo
	Adequação/instalação de sistemas de monitoramento em redes BT	Técnico	Custo	Médio
	Adequação do sistema de contabilização mensal	Econômico	Custo	Baixo
	Impacto no fluxo de caixa	Econômico	Custo	Baixo
	Alteração do planejamento da rede e carga	Técnico	Custo	Baixo
	Necessidade de conhecimento mais detalhado de seu mercado;	Econômico	Custo	Médio
	Possibilidade de aumentar seu portfólio de compra de energia	Econômico	Benefício	Baixo
	Possibilidade de postergação de investimento na rede	Econômico	Benefício	Baixo/Médio*
	Possibilidade de melhoria/piora nas características de sua rede**	Técnico	Benefício/Custo	Baixo/Médio*
CONSUMIDORES	Utilização como diversificação de investimento a longo prazo	Econômico	Benefício	Baixo
	Utilização como bem de status	Socioeconômico	-	Médio
	Perda de liquidez	Econômico	Custo	Alto
	Economia na conta de energia	Econômico	Benefício	Médio
	Possibilidade de efeito rebote	Econômico	Custo	Baixo
	Engajamento para questões energéticas-ambientais	Socioambiental	Benefício	Baixo
EMPRESAS DE SERVIÇOS E ESCOS	Aumento do faturamento	Econômico	Benefício	Médio
	Diversificação de negócio	Econômico	Benefício	Médio
	Necessidade de qualificação específica e certificação	Econômico	Custo	Baixo
FABRICANTES E IMPORTADORES	Aumento no volume de importações	Econômico	Benefício	Baixo*
	Demanda para indústria nacional	Econômico	Benefício	Baixo*
	Aumento faturamento	Econômico	Benefício	Baixo*
ESTADOS E UNIÃO	Impacto no fluxo de caixa de arrecadação com impostos no consumo de energia elétrica	Econômico	Custo	Baixo*
	Impacto no fluxo de caixa de arrecadação com impostos na venda de equipamentos e serviços	Econômico	Benefício	Baixo*
AGENTES DE FINANCIAMENTO E CRÉDITO	Diversificação do portfólio	Econômico	Benefício	Baixo*
	Aumento da receita com financiamentos	Econômico	Benefício	Baixo*
	Possibilidade de aumento da inadimplência	Econômico	Custo	Baixo*
SOCIEDADE	Geração de postos de trabalho	Socioeconômico	Benefício	Baixo/Médio
	Possibilidade de estabelecimento da indústria	Socioeconômico	Benefício	Baixo*
	Possibilidade de estabelecimento da cadeia de serviços	Socioeconômico	Benefício	Baixo/Médio

*Depende do grau de penetração

** Depende da localização dos geradores frente ao perfil de consumo da rede, e do tamanho da geração (BRAUN, 2010).

Fonte: Elaboração Própria

Com base na matriz apresentada na Tabela 10, é possível verificar, nesse primeiro levantamento de impactos, que há mais impactos positivos (Dezessete) do que negativos (Treze). Ainda é possível verificar que para os dois agentes principais do desenvolvimento da microgeração distribuída, os consumidores e os distribuidores, a quantidade de impactos que podem representar custos é maior.

No caso das distribuidoras, os impactos que podem ser considerados como custos são impactos relativos à mudança de realidade e característica de operação do sistema, ou seja, são impactos que uma vez mitigados não são recorrentes, e podem gerar benefícios se bem gerenciados e se entrarem no planejamento da distribuidora. Quanto aos consumidores a decisão deve ser tomada em nível de projeto, ou seja, os impactos apontados como custos podem ser calculados no momento de decisão. Para os outros agentes a maioria dos impactos são potencialmente positivos.

4.3 PREVISÃO E QUANTIFICAÇÃO DOS IMPACTOS

Como já mencionado no item anterior, por questões de disponibilidade de dados e por ser uma primeira análise de custos e benefícios, somente serão quantificados e comparados os impactos econômicos que apresentem disponibilidade confiável de dados. Na matriz a seguir são apresentados os impactos que serão quantificados nesta análise sob a ótica dos agentes, além de três impactos considerados como gerais, por não se limitarem a um agente específico.

Tabela 11: Impactos calculados da penetração da geração fotovoltaica distribuída

AGENTE	IMPACTO	TIPO	CLASSIFICAÇÃO	NÍVEL
DISTRIBUIDORAS	Impacto no Fluxo de Caixa	Econômico	Custo	Baixo
CONSUMIDORES	Economia na conta de energia	Econômico	Benefício	Médio
EMPRESAS DE SERVIÇOS E ESCOS	Aumento do faturamento*	Econômico	Benefício	Médio
FABRICANTES E IMPORTADORES	Aumento faturamento*	Econômico	Benefício	Baixo
ESTADOS E UNIÃO	Impacto no fluxo de caixa de arrecadação com impostos no consumo de energia elétrica	Econômico	Custo	Baixo
	Impacto no fluxo de caixa de arrecadação com impostos na venda de equipamentos e serviços	Econômico	Custo	Baixo
AGENTES DE FINANCIAMENTO E CRÉDITO	Aumento da receita com financiamentos	Econômico	Benefício	Baixo
SOCIEDADE	Geração de postos de trabalho	Socioeconômico	Benefício	Baixo/Médio
GERAL	Economia na contratação de energia	Econômico	Benefício	Baixo
GERAL	Redução de Perdas Técnicas	Técnico/Econômico	Benefício	Baixo
GERAL	Redução de emissões de GEE	Ambiental	Benefício	Baixo

* O aumento do faturamento dos dois agentes será representado conjuntamente pelo montante de investimentos realizados.

Fonte: Elaboração Própria

4.3.1 Premissas dos cálculos de quantificação dos impactos

As premissas assumidas para a quantificação dos impactos são apresentadas nesta seção.

- Premissas sobre tarifa e incidência de Impostos

Será assumida uma tarifa final de R\$ 450,00/MWh com alíquotas de 25% de ICMS e 9,65% de PIS/COFINS para os cálculos relativos à arrecadação de impostos sobre a energia gerada e receita da distribuidora. Em relação aos impostos arrecadados sobre os investimentos nos sistemas fotovoltaicos, foi utilizada a alíquota média de 25% sobre o total do investimento, conforme composição de impostos incidentes sobre módulos, inversores, projeto e instalação (EPE, 2012).

- Premissas sobre a compensação de energia

Conforme as seções 3.1.2 e 3.1.3, foi utilizada uma alíquota de ICMS igual 25%, com 64% da energia gerada sendo exportada para compensação posterior no setor residencial e 10% para o setor comercial.

- Premissas sobre financiamento

Para a verificação dos custos de financiamento e consequente aumento de receita aos agentes de crédito foi analisada a alternativa de financiamento de 90% do investimento com a taxa de juros (real) utilizada para a simulação dos custos nivelados igual a 4,5% a.a. (EPE, 2012).

- Premissas sobre economia na contratação de energia

Com parte do consumo sendo gerado via geração distribuída, estima-se haver uma economia com a contratação de energia através dos leilões. Para quantificar esta economia, levou-se em conta o preço médio da energia contratada para cada ano até 2022. A média do período é igual a R\$ 151,95/MWh.

- Premissas sobre as perdas técnicas

Outro benefício da GD está relacionado à redução de perdas técnicas. Considera-se, no sistema elétrico brasileiro, uma perda média na transmissão de energia elétrica¹³, igual a 5% da energia gerada, segundo levantamento da EPE. Os impactos econômicos destas perdas não foram quantificados junto à economia na contratação de energia por já estarem incluídos, indiretamente¹⁴, na economia ao consumidor final.

- Premissas sobre criação de postos de trabalho

Para a análise da criação de postos de trabalho, foram utilizados números da European Photovoltaic Industry Association (EPIA, 2012), indicando cerca de 15 postos de trabalho diretos para cada MWp instalado, além de aproximadamente 30 indiretos. Nestes números está contemplada toda a cadeia produtiva dos sistemas, como a fabricação de módulos e inversores. Para o caso brasileiro foram considerados apenas os números referentes à

¹³ As perdas na distribuição não foram consideradas porque ocorre a injeção e compensação de energia na rede da distribuidora. Este fluxo é passível de perdas.

¹⁴ As perdas estão incluídas nas tarifas finais das distribuidoras.

instalação, *Balance of System* (exclusive inversores), além dos trabalhos administrativos, de engenharia e de vendas. Assim, foi utilizado o fator de 9,5 postos de trabalhos diretos e 15 postos de trabalhos indiretos por MWp instalado.

- Premissas sobre a emissão de GEE

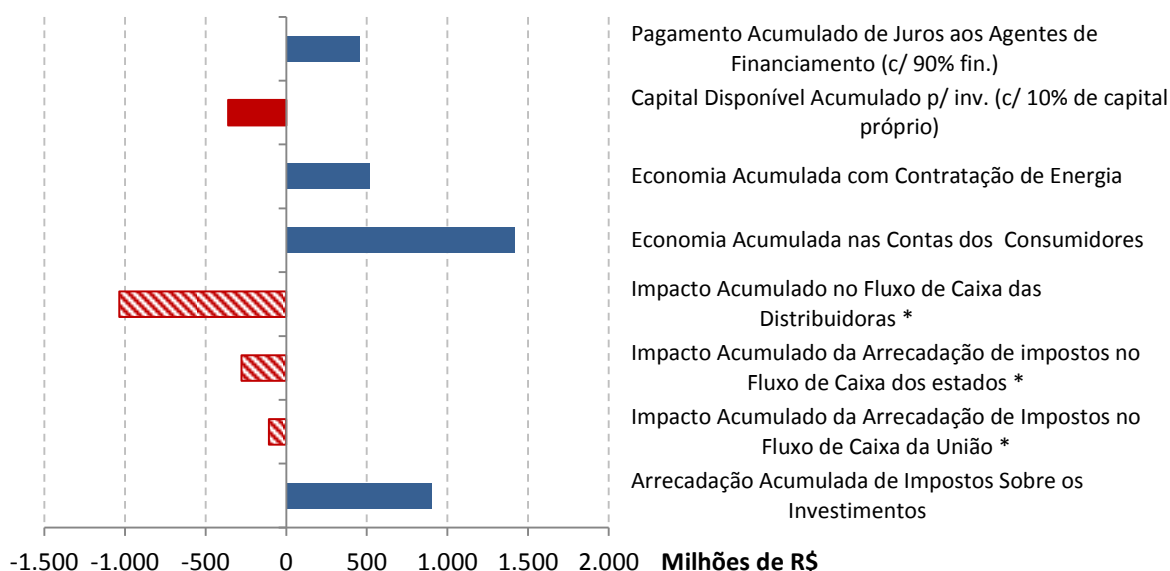
Por fim, para a avaliação na redução de emissões de gases de efeito estufa, considerou-se que caso não houvesse a geração distribuída projetada, a expansão marginal do sistema elétrico se daria via geração termelétrica a gás natural, com um fator de emissão igual a 0,449 tCO₂-eq/MWh, assim como a de que a emissão dos sistemas fotovoltaicos é nula durante sua operação.

4.3.2 Resultados

Uma análise dos impactos foi realizada para o horizonte decenal, com base nas projeções de inserção da geração distribuída fotovoltaica no Brasil. Na sequência é apresentado um sumário do resultado para o final do período, no cenário base.

Primeiramente, estima-se que a instalação prevista de mais de 161 mil sistemas fotovoltaicos movimentará cerca de R\$ 3,6 bilhões em investimentos no país, no acumulado até 2023. Quanto aos principais impactos aos agentes envolvidos, resume-se na Figura 20 os resultados para o final do mesmo período.

Figura 20 - Sumário de Impactos Acumulados com a Geração Distribuída Fotovoltaica no ano 2023



* Impacto acumulado caso não haja inclusão da geração distribuída no planejamento das distribuidoras.

Fonte: Elaboração própria

Do montante de investimentos realizados, destaca-se que, dadas as premissas de financiamento, haverá um benefício para os agentes de crédito de aproximadamente R\$ 458 milhões, proveniente de juros sobre empréstimos. Salienta-se que este valor será pago pelos consumidores, que deverão ainda ter disponível, *ex ante* instalação, cerca de R\$ 360 milhões de capital próprio (sob mesma condição de financiamento).

A energia gerada pelos sistemas fotovoltaicos distribuídos proporciona uma economia na contratação de energia no valor acumulado de R\$ 516 milhões em 2023. Para os consumidores, a economia nas contas de eletricidade é o principal benefício, acumulando aproximadamente R\$ 1,4 bilhão no período. Porém, o valor calculado se refere à energia gerada até 2023, devendo-se ter em mente que os sistemas fotovoltaicos devem operar por mais de 20 anos, aumentando os benefícios após o horizonte do estudo.

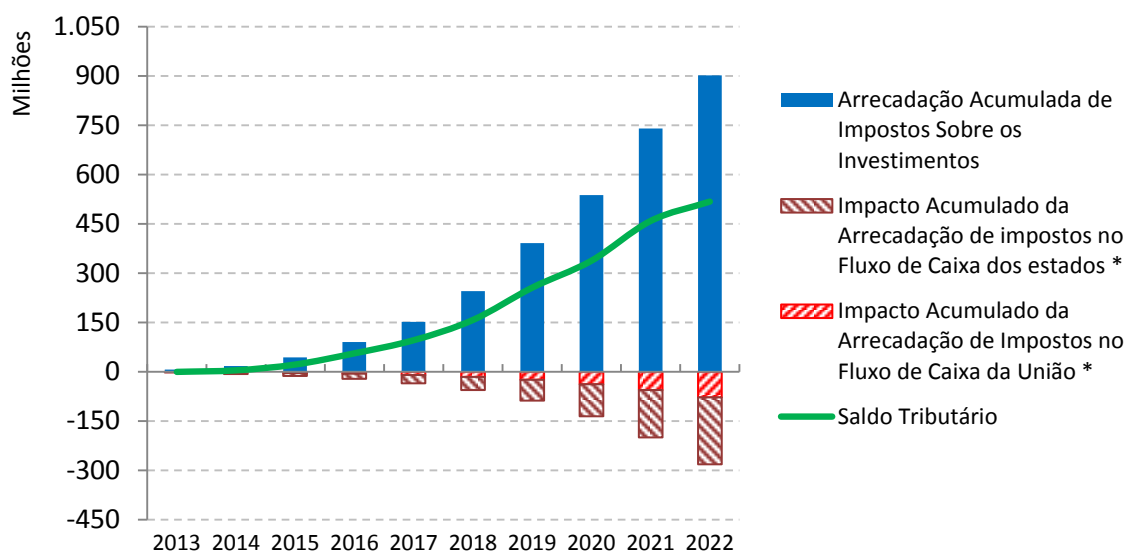
Os números mostram que o principal custo é o impacto acumulado no fluxo de caixa das distribuidoras (R\$ 1 bilhão). No entanto, considerando que a tarifa da distribuidora é calculada para um determinado mercado, o qual responde por uma receita, caso haja uma grande penetração de geradores distribuídos, haverá, neste período, uma redução da receita, frente ao previsto, que deve ser compensada na revisão tarifária do período seguinte¹⁵. Todavia, segundo as projeções apresentadas, a penetração da GD será bastante tímida no início, o que se refletirá em baixos impactos, como consequência. Para os períodos seguintes **é necessário que as distribuidoras incluam nos seus planejamentos a penetração da GD nos seus mercados, incluindo os custos evitados de expansão da rede, minimizando assim os impactos nos fluxos de caixa futuros das mesmas.**

O impacto no fluxo de impostos se dá da mesma forma, ou seja, como haverá revisão no período seguinte, a arrecadação do ICMS será recuperada, frente ao período anterior. De qualquer forma, há que se notar que o balanço na arrecadação de impostos é positivo, isto porque a arrecadação proveniente dos investimentos em sistemas fotovoltaicos supera uma possível perda de receita com uma menor quantidade de energia consumida da distribuidora¹⁶, como ilustra a Figura 21.

¹⁵ O Market Report 77 da PSR analisa esta questão e conclui que, em função da tarifa residencial ser monômnia (proporcional ao consumo de energia, apenas), ao se instalar um sistema de geração distribuída, a distribuidora deixa de receber pelos custos fixos (“fio”), fazendo com que estes custos sejam repassados para os consumidores que não tenham adotado a GD. Uma solução apresentada é a da utilização de tarifa binômnia para unidades com sua própria geração.

¹⁶ Cabe apontar que os tributos decorrentes dos investimentos são pontuais, ou seja, recolhidos uma única vez, enquanto os impactos referentes à geração de energia permanecem ao longo da vida útil do equipamento, ultrapassando o horizonte deste estudo.

Figura 21 - Impactos na arrecadação de impostos



* Impacto acumulado caso não haja inclusão da geração distribuída no planejamento das distribuidoras.

Fonte: Elaboração própria

Ainda, salienta-se que o mercado de eletricidade no Brasil é crescente. Dados do PDE 2022 indicam um crescimento médio de 4,1% a.a. no período, número extremamente expressivo. Logo, mesmo que não ocorresse a compensação da arrecadação via revisão tarifária, não haveria uma diminuição da receita (tanto das distribuidoras, como dos estados e da União), mas uma pequena diminuição do crescimento da mesma.

Em relação aos impostos, deve-se atentar para o fato de que a arrecadação com a venda e instalação de sistemas fotovoltaicos é, atualmente¹⁷, majoritariamente oriunda de impostos federais, enquanto que a venda de energia é taxada principalmente via ICMS, imposto estadual. **Portanto, o que se observa com o desenvolvimento da geração distribuída fotovoltaica no país, é uma transferência de recursos dos estados para a União.**

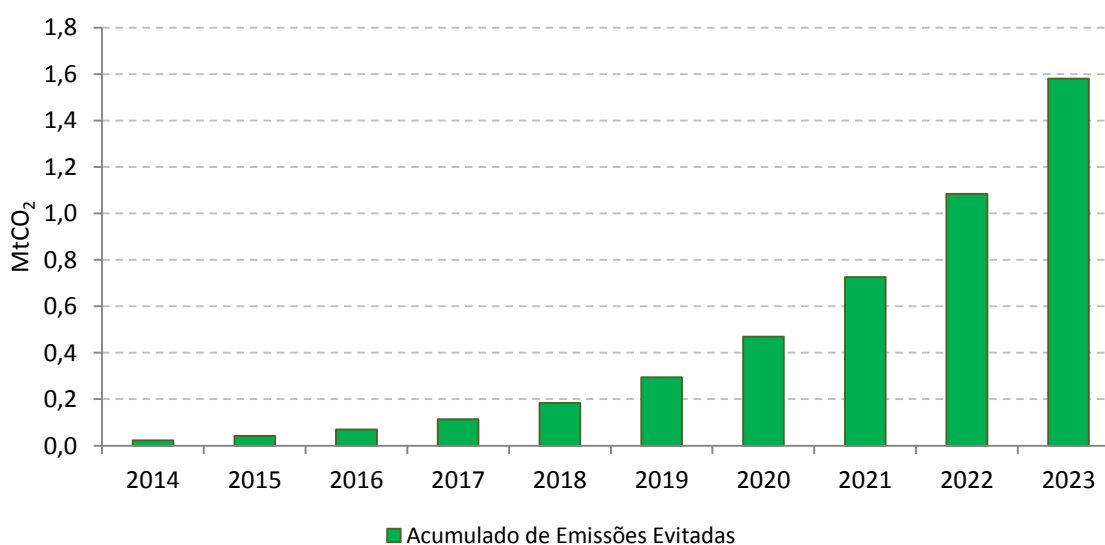
Os resultados da avaliação de impactos referente à criação de postos de trabalho indicam que em 2023 quase quatro mil pessoas estejam trabalhando, direta ou indiretamente, na indústria de geração fotovoltaica distribuída, referente somente às etapas elencadas no item 5.3.1. Ressalta-se que na comparação realizada por Wei et al. (2010) a tecnologia fotovoltaica é a fonte que mais gera empregos, em relação a outras fontes comuns (renováveis e não renováveis). Além dos números, deve-se atentar para a qualidade dos postos de trabalho gerados pela indústria fotovoltaica, sendo considerados de alto valor agregado e com a característica de grande parte dos mesmos ser gerada no próprio local de instalação dos sistemas. Com a GD, além da energia, também se distribuem melhor os postos de trabalho, promovendo um desenvolvimento mais homogêneo da região.

¹⁷ Os módulos fotovoltaicos, que representam a maior parte do investimento, não recolhem ICMS em nenhum Estado da Federação, conforme Convênio ICMS 101 de 12/12/1997 e Convênio ICMS 75 de 14/07/2011. Sobre os módulos, incidem principalmente o Imposto de Importação, PIS e COFINS. Mais detalhes em EPE (2012).

Sob o ponto de vista técnico, existem perdas inerentes à transmissão e distribuição de energia que são função, entre outros fatores, da dimensão do sistema elétrico brasileiro. Neste aspecto, ao trazer a geração junto à carga, se excluem estas perdas, diminuindo a necessidade de geração centralizada além da redução da demanda. Portanto, ressalta-se que, sob a ótica do atendimento da demanda, **uma unidade de energia proveniente de geração distribuída, quando consumida imediatamente, tem valor superior a mesma unidade gerada em grandes centrais distantes dos centros de carga.** Como exemplo, seria necessário, em média, gerar 1,11 MWh numa planta centralizada para equivaler a 1 MWh em geração distribuída¹⁸. Referente a projeção apresentada, no acumulado do período evitam-se cerca de 185 GWh em perdas. Para efeito de comparação, o valor total anualizado representa o consumo médio de aproximadamente 8,8 mil residências típicas brasileiras (consumo médio de 158,9 kWh/mês, segundo dados do Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2013 - EPE).

Finalmente, foi avaliado o impacto na redução de emissões de gases de efeito estufa, provocado pela inserção da geração fotovoltaica distribuída. Ressalta-se que a matriz elétrica brasileira pode ser considerada como um exemplo de baixa emissão, tendo em vista que, segundo o Balanço Energético Nacional 2013, para produzir 1 TWh, o setor elétrico brasileiro emite seis vezes menos que o europeu, sete vezes menos do que o americano e onze vezes menos que o chinês. No entanto, a geração fotovoltaica, fonte livre de emissões em sua operação, pode contribuir com a manutenção deste status frente ao aumento da demanda elétrica nacional. Os resultados desta avaliação compõem a Figura 22, com a qual se pode observar um acumulado de aproximadamente 2,7 MtCO₂-eq no final do período. O valor de emissões evitadas em 2023 é de cerca de 500 mil toneladas de CO₂-eq, o que representa as emissões de uma planta termelétrica a gás natural de aproximadamente 140 MW, funcionando com fator de capacidade de 90%, durante esse ano.

Figura 22 - Emissões evitadas com a inserção da geração distribuída fotovoltaica



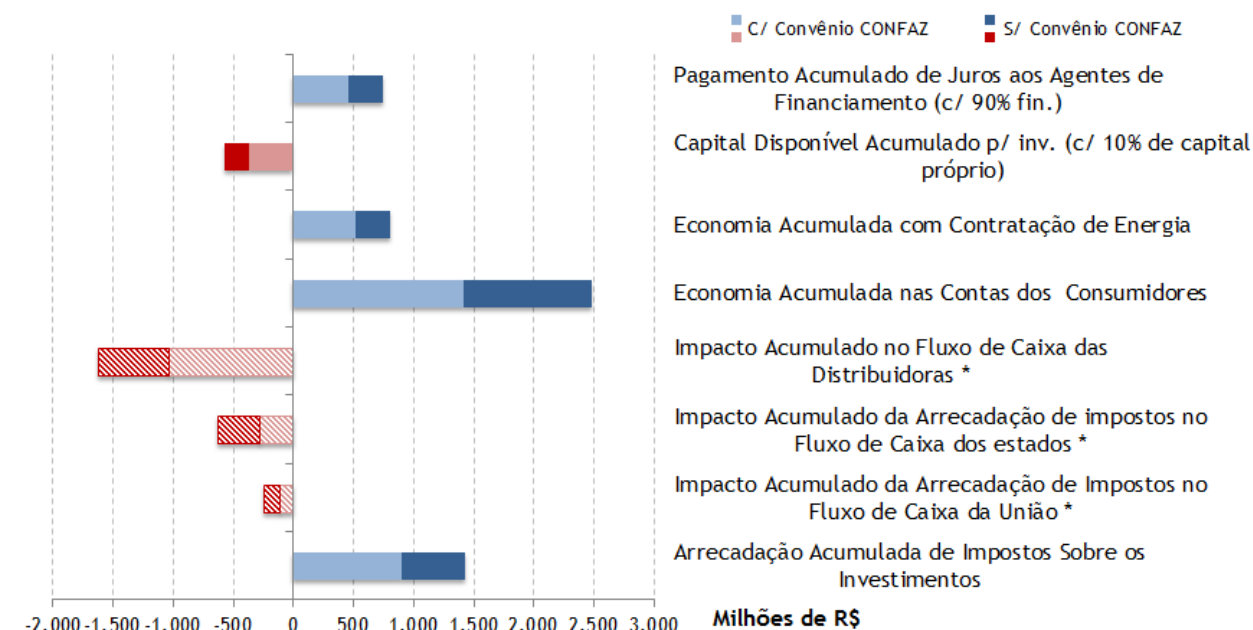
Fonte: Elaboração própria

¹⁸ Considerando 10% de perdas técnicas na transmissão e distribuição, para consumo imediato (sem injetar na rede).

4.3.3 Análise de Sensibilidade em relação à tributação

Conforme a projeção apresentada, caso a tributação fosse realizada sobre a energia líquida consumida, a capacidade instalada em geração distribuída fotovoltaica aumentaria em quase 60%. Neste tópico é, portanto, verificado qual o efeito do Convênio ICMS 6 do CONFAZ nos impactos para os diferentes agentes. A Figura 23 compara os impactos sob os dois cenários.

Figura 23 - Cenários de Impactos Acumulados com a Geração Distribuída Fotovoltaica no ano 2023



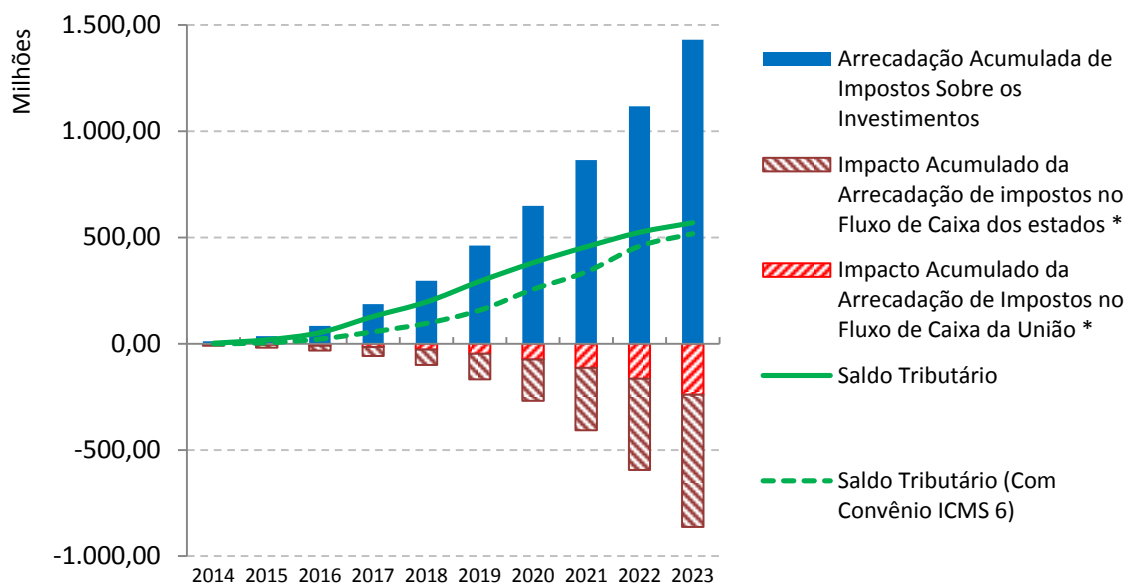
* Impacto acumulado caso não haja inclusão da geração distribuída no planejamento das distribuidoras. Foi utilizada a hachura para representar essa diferença frente aos outros impactos.

Fonte: Elaboração Própria

Neste cenário de maior penetração da geração distribuída fotovoltaica os impactos são substancialmente ampliados (positivamente e negativamente), quando comparados aos impactos do cenário base utilizado, acompanhando um aumento de quase 60% nos investimentos, totalizando R\$ 5,7 bilhões. Para a maioria dos agentes, os impactos são aumentados proporcionalmente ao aumento na capacidade instalada (como as emissões evitadas, diminuição de perdas técnicas, economia com contratação de energia e postos de trabalho), com exceção dos estados, obviamente, que são mais impactados por deixarem de receber o imposto sobre a compensação.

Entretanto, sob este cenário, mesmo reduzindo a carga tributária sobre a energia injetada na rede, ocorre um aumento de 10% no saldo positivo de arrecadação de impostos, decorrente do maior número de investimentos no setor. O saldo que era de R\$ 518 milhões no cenário original, passa para R\$ 570 milhões sob esta nova análise (Figura 24). Porém, como dito anteriormente, ocorre uma transferência de recursos entre estados e União, podendo ser necessária uma melhor gestão tributária entre estas diferentes esferas, com a certeza de que ambas podem sair beneficiadas.

Figura 24 - Impactos na arrecadação de impostos (sem Convênio ICMS 6)



* Impacto acumulado caso não haja inclusão da geração distribuída no planejamento das distribuidoras.
 Fonte: Elaboração própria

Este resultado não deve ser interpretado com surpresa. A redução da receita tributária com o aumento da alíquota de imposto é prevista pela teoria econômica, ilustrada pela curva de Laffer¹⁹. Considerando as particularidades do mercado fotovoltaico, tal teoria econômica ajuda a entender que **o aumento da receita tributária unitária não supera o percentual de diminuição na quantidade de sistemas fotovoltaicos instalados, levando à diminuição da receita tributária total.**

As análises realizadas demonstram que qualquer tipo de decisão deve ser tomada dentro de um contexto em que todas as variáveis sejam consideradas. Mesmo que em termos conceituais a tributação seja coerente²⁰, não é razoável que se penalize esta cadeia de serviços, quando a desoneração do pagamento de imposto sobre a compensação de energia possibilita arcar com múltiplos benefícios derivados do desenvolvimento deste mercado no Brasil.

¹⁹ A curva de Laffer assume que a cobrança adicional de um imposto pelo Estado implicaria uma redução do consumo em decorrência da diminuição de diversos incentivos econômicos, dentre eles, o poder de compra dos agentes. Dessa forma, a partir de certo nível, um acréscimo da alíquota de imposto reduz tanto a atividade econômica, que a arrecadação total também encolhe. Neste caso seria possível diminuir a taxa de imposto e aumentar a arrecadação total, ou até mesmo reduzir ainda mais a alíquota até que a arrecadação total seja a mesma de antes, porém com um mercado consideravelmente mais aquecido.

²⁰ O Market Report 77 da PSR, que analisa a microgeração, conclui que a cobrança do ICMS proporcional ao consumo, e não ao *net metering*, é conceitualmente correta, devido ao fato de este imposto somente se aplicar à energia consumida. No entanto, esta cobrança, quando combinada com uma tarifa monômnia, leva a um excesso indevido de arrecadação do ICMS.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS E CONCLUSÕES

A EPE, em maio de 2012, apresentou um estudo analítico a respeito da inserção da fonte solar na matriz energética brasileira. Naquele trabalho foram analisadas diferentes alternativas tanto de caráter centralizado como distribuído, além de terem sido apresentadas simulações do efeito de diferentes políticas de incentivo no custo nivelado da fonte e consequente competitividade. Com a entrada em vigor da obrigação da publicação das normas de conexão pelas distribuidoras, estipulada pela resolução normativa da ANEEL 482/2012, em dezembro de 2012, uma análise mais aprofundada da inserção da geração fotovoltaica distribuída mostrou-se necessária.

Entretanto, apesar da regulamentação do sistema brasileiro de compensação de energia possibilitar a implementação de um modelo de negócio até então inexistente para a geração distribuída, e extremamente adequado a GD fotovoltaica, a penetração deste tipo de geração ainda depende da competitividade da mesma. Por não haver incentivos diretos, além da existência de algumas limitações, como a de compensação dos créditos às unidades de mesma titularidade, a aplicação deste modelo de negócio é restringida.

Neste contexto, é importante destacar que os incentivos diretos para energia solar, existentes em diversos países, são consequência de uma necessidade de incremento da participação de fontes renováveis na matriz elétrica, fato que não acontece no Brasil.

O detalhamento do potencial de geração fotovoltaica é passo essencial para viabilização da fonte na matriz elétrica brasileira. Neste estudo, foi apresentado o potencial técnico da geração fotovoltaica distribuída em edificações residenciais (especificamente em telhados). O potencial estimado de geração brasileiro é de aproximadamente 287 TWh/ano, correspondendo a aproximadamente 32 GW médios. Este número é 2,3 vezes maior que o consumo elétrico residencial no ano de 2013, demonstrando teoricamente que a geração distribuída fotovoltaica poderia suprir plenamente esta parcela da carga, com excedentes.

A partir da constatação deste enorme potencial de geração fotovoltaica distribuída nas edificações residenciais e da nova realidade regulatória para a geração distribuída de pequena escala, foi elaborada a metodologia apresentada para a projeção da inserção da GD solar distribuída no horizonte decenal. A metodologia teve como premissas básicas a redução dos custos de investimentos da tecnologia e que o modelo de negócio será o estabelecido pelo sistema de compensação de energia através da competitividade do custo nivelado *versus* a tarifa local do consumidor final.

Este cenário mostra-se bastante pertinente, tanto pela sinalização quanto à redução do custo de investimento da tecnologia fotovoltaica, como pela projeção da difusão da tecnologia com base na manutenção da política de *net metering*, sem incentivos diretos²¹. Isto é coerente

²¹ Entretanto, no Brasil, dada a maneira que foi estabelecido o sistema de compensação e energia elétrica, pode ser considerado que há um subsídio cruzado, como apresentado no Market Report 77 da PSR. Este subsídio cruzado também pode ser considerado como um incentivo escondido, sendo pago pelos consumidores que não instalem a microgeração.

com a característica renovável da matriz elétrica brasileira e a expectativa de expansão elétrica ainda ser feita, predominantemente, por fontes renováveis no horizonte decenal.

A partir das considerações e premissas definidas, e da metodologia apresentada, a capacidade instalada de geração distribuída fotovoltaica projetada em 2023 é de 835 MWp, com geração de 126 MW_{méd}. Estas projeções poderiam ser consideradas conservadoras, dadas as condições de contorno utilizadas e quando comparada com os números de outros países, como Alemanha, Itália, Japão, entre outros, onde a capacidade instalada atual é muito maior que a projeção brasileira, apesar das condições de irradiação menos favoráveis. Porém, como dito anteriormente, tais países tiveram outros fatores motivadores à adoção da energia fotovoltaica, que se refletiram em diversos incentivos diretos, enquanto no Brasil a inserção da fonte se dará de forma mais autônoma. Ainda, considerando as medidas orientativas do Convênio ICMS 6, do CONFAZ, que tributa a compensação de energia, a atratividade dos sistemas fotovoltaicos no Brasil acaba sendo diminuída, levando a uma menor inserção da fonte na matriz brasileira. A análise de sensibilidade realizada mostrou que caso não houvesse a tributação orientada pelo CONFAZ, as projeções seriam alteradas para uma potência instalada de 1,3 GWp e geração de 196 MW_{méd}, ou seja, praticamente 60% maior que o cenário original.

Por fim, foi realizada uma avaliação de possíveis impactos da penetração projetada. Nesta análise foram elencados os principais agentes que estão envolvidos na cadeia de desenvolvimento da GD fotovoltaica e identificados os possíveis impactos para cada um deles. Esta análise inicial, que não busca esgotar todo o universo de impactos, indicou um grupo de impactos positivos maior que um grupo de impactos negativos, sendo que este último grupo apresenta ainda uma série de impactos de baixo efeito.

Uma análise quantitativa posterior indicou que, para o primeiro cenário, dada a inserção projetada, haverá um movimento de R\$ 3,6 bilhões de investimentos em geração distribuída fotovoltaica. Em termos de impactos aos agentes envolvidos, ressalta-se principalmente que as distribuidoras terão seu fluxo de caixa impactado, ao deixar de vender energia num primeiro momento. No entanto, essa perda de receita deve ser compensada nas revisões tarifárias futuras, minimizando este impacto. O mesmo ocorre com a arrecadação de impostos referente à energia comercializada. De qualquer forma, destaca-se que a arrecadação obtida com impostos sobre os investimentos realizados supera largamente a parcela advinda da venda de energia. Adicionalmente, estima-se que a indústria de geração fotovoltaica distribuída crie gradativamente empregos de alto valor agregado, atingindo o ano de 2023 com mais de 1,5 mil postos de trabalho diretos e 2,4 mil indiretos.

Estes resultados tendem a indicar que os benefícios que se apresentam são maiores que os custos calculados. No caso da arrecadação de impostos, o ponto crucial pode ser a gestão tributária entre as esferas administrativas, dado que o fluxo de arrecadação ocorre entre União e estados.

Em seguida, foi realizado o mesmo estudo de impactos considerando a inexistência do Convênio ICMS 6 do CONFAZ. Os resultados desta análise apresentam aumento nos impactos praticamente proporcional ao aumento projetada da capacidade instalada, a começar pelo

montante de investimento, que apresenta um aumento de aproximadamente 60%, totalizando R\$ 5,7 bilhões até 2023. Obviamente, neste cenário os estados são mais penalizados, pois têm sua arrecadação de tributos na energia diminuída. Porém, o saldo tributário é 10% superior ao cenário anterior, em função do aumento no volume de investimentos. Desta forma, a medida de tributação orientada pelo CONFAZ se mostra como desvantajosa no âmbito nacional, ao diminuir a atratividade da geração distribuída fotovoltaica e postergar sua inserção na matriz, ao mesmo tempo em que se reduzem os benefícios proporcionados pelo desenvolvimento deste mercado no país.

Além disso, a incidência de impostos sobre a compensação de energia tende a acabar com o principal objetivo do sistema de *net metering*, que é viabilizar a geração distribuída de pequeno porte com garantia de confiabilidade, uma vez que a rede é utilizada como uma bateria infinita.

Assim, o que pode ser apreendido desta análise é que conclusões prévias de reduções de receitas, ou aumento de custos, devem ser analisadas de maneira criteriosa e integrada para que a GD fotovoltaica e a energia solar não sejam penalizadas por posições mal fundamentadas a respeito de custos e benefícios das mesmas.

Para que haja uma trajetória mais acelerada de penetração da geração fotovoltaica é preciso que a geração distribuída, e a fotovoltaica, deixe de ser tratada somente no âmbito do agente regulador e passe a ser considerada na formulação das políticas energéticas nacionais, com o auxílio das análises de impactos na definição das melhores condições. Desta forma, seriam evitadas ações como esta nova condição estabelecida pelo CONFAZ, que praticamente acaba com o conceito de *net metering* e, como consequência, permitiria o estabelecimento do *virtual net metering*, retirado pela ANEEL por conta da possibilidade de incidência de impostos levantada pelo mesmo CONFAZ.

Também é preciso entender que a difusão da energia fotovoltaica distribuída traz benefícios não somente energéticos e ambientais, mas também econômicos e sociais, e pode ser incluída dentro de um programa de desenvolvimento tecnológico. Esse entendimento tende a evitar penalizações sobre cadeias inovadoras iniciais.

Finalmente, apontam-se alguns estudos a serem desenvolvidos, relacionados à energia fotovoltaica. Primeiramente, faz-se necessário o desenvolvimento de um Plano de Ação para o setor, com o mapeamento da cadeia industrial fotovoltaica e os benefícios de realizar cada etapa produtiva no país, assim como a identificação dos gargalos e ações a serem desenvolvidas. Adicionalmente, merece ser avaliada a possibilidade de inserção desta fonte através de leilões para atendimento de sistemas isolados, seja em regime integral ou de complementaridade com outras fontes. Ainda, no âmbito do planejamento de longo prazo, a EPE vem desenvolvendo as projeções de longo prazo para geração distribuída e centralizada, que compõem o Plano Nacional de Energia 2050.

6 REFERÊNCIAS

- ANEEL. *Resolução Normativa n. 482*, de 17 de Abril de 2012. Brasília, 2012.
- ANEEL. *Resolução Normativa n. 517*, de 11 de Dezembro de 2012. Brasília, 2012.
- ANEEL. *PRODIST - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - Módulo 3: Acesso ao Sistema de Distribuição - Seção 3.7: Acesso de micro e minigeração distribuída (Revisão 5 - 14/12/2012)*. Brasília - DF, 2012.
- BAZILIAN, M. Et al. Re-considering the economics of photovoltaic power. *Renewable Energy*, v. 53, p. 329-338, 2013
- BERGAMASCO, L. and Asinari, P. Scalable methodology for the photovoltaic solar energy potential assessment based on available roof surface area: application to Piedmont Region(Italy). *Solar Energy*, v. 85, p.1041-55, 2011.
- BRAUN, P. *A integração de sistemas solares fotovoltaicos em larga escala no sistema elétrico de distribuição urbana*. 257 p. Tese de Doutorado. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil, UFSC., Florianópolis, SC., 2010. Disponível em : <<http://www.fotovoltaica.ufsc.br/conteudo/paginas/6/a-integracao-de-sistemas-solares-fotovoltaicos-em-larga-escala-no-sistema-eletrico-de-distribuicao-urbana-2010-priscila-braun.pdf>>
- BREYER, C. e GERLACH, A. Global overview on grid-parity. *Progress in Photovoltaics : Research and Applications*, v. 21, n. 1, p.121-136, 2013.
- CARBON TRUST. *Distributed Generation policy framework & UK lessons learnt*. Contratação interna : Empresa de Pesquisa Energética/British Embassy Brasilia. [S.l.], 2013.
- CONFAZ. *Convênio ICMS n. 6*, de 5 de Abril de 2013. [S.l.], 2013
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA [EPE]. *Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira*. Nota Técnica. Rio de Janeiro : EPE, 2012. 58 p.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA [EPE]. *Anuário estatístico de energia elétrica 2013*. Rio de Janeiro: EPE, 2013. 253 p.
- LANG, W. *Metodologia de mapeamento da área potencial de telhados de edificações residenciais no Brasil para fins de aproveitamento energético fotovoltaico*. Empresa De Pesquisa Energética/Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, estudo interno elaborado por meio da TerraGIS. Rio de Janeiro EPE/GIZ, 2012.
- EUROPEAN PHOTOVOLTAIC INDUSTRY ASSOCIATION [EPIA]. *Sustainability Of Photovoltaic Systems. Job Creation*. EPIA Fact Sheet, 24th September 2012.
- EUROPEAN PHOTOVOLTAIC INDUSTRY ASSOCIATION [EPIA]. *Global Market Outlook for Photovoltaics 2014 - 2018*. EPIA, 2014.

- FRANCISCO, E. R. *Indicadores de Renda baseados em Consumo de Energia Elétrica: Abordagens Domiciliar e Regional na Perspectiva da Estatística Espacial*. 381 p. Tese de Doutorado. Escola de Administração de Empresas de São Paulo, Fundação Getúlio Vargas. São Paulo, SP. 2010. Disponível em : <http://bibliotecadigital.fgv.br/dspace/bitstream/handle/10438/8158/71060100728.pdf?sequence=1>
- GUIDOLIN, M. MORTARINO, C. Cross-country diffusion of photovoltaic systems: Modeling choices and forecasts for national adoption rates. *Technological Forecasting & Social Change*, v.77, p.279-296, 2010.
- GHSI, E. et al. Potential for potable water savings by using rainwater: An analysis over 62 cities in southern Brazil. *Building and Environment*, Volume 41, Issue 2, p.204-210, 2006.
- INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA, NORMALIZACAO E QUALIDADE [INMETRO]. *Portaria n° 004*, de 04 de janeiro de 2011.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY [IEA]. *Technology Roadmap : Solar photovoltaic energy*. Organization for Economic Cooperation & Development, Paris, 2010.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY [IEA]. *Energy Technology Perspectives 2012*. Organization for Economic Cooperation & Development, Paris.
- ISLAM, T e MEADE, N. The impact of attribute preferences on adoption timing: The case of photovoltaic (PV) solar cells for household electricity generation. *Energy Policy*, Article in press, 2013
- JAGER, W. Stimulating the diffusion of photovoltaics systems: a behavioural perspective, *Energy Policy*, v.34, p.1935-1943, 2006.
- KONZEN, G. *Difusão de sistemas fotovoltaicos residenciais conectados à rede no Brasil : uma simulação via modelo de Bass*. 108 p. Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-Graduação em Energia, USP. São Paulo, SP., 2014. Disponível em : http://lsf.iee.usp.br/lsf/images/Mestrado/Dissertacao_Gabriel_Konzen.pdf
- MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. *Portaria n° 226*, de 5 de julho de 2013.
- MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. *Portaria n° 300* de 10 de setembro de 2013.
- MONTENEGRO, A. *Avaliação do retorno do investimento em sistemas fotovoltaicos integrados a residências unifamiliares urbanas no Brasil*. Universidade Federal de Santa Catarina, 2013. Dissertação de Mestrado.
- NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY [NREL]. *A Framework for State-Level Renewable Energy Market Potential Studies*. NREL, 2010.
- NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY [NREL]. *Renewable Energy Technical Potentials: A GIS-Based Analysis*. NREL, 2012.
- PSR. *Energy Report 77*. Maio de 2013
- ROGERS, E. M. *Diffusion of Innovations*. 4th Ed. New York: The Free Press, 1995.

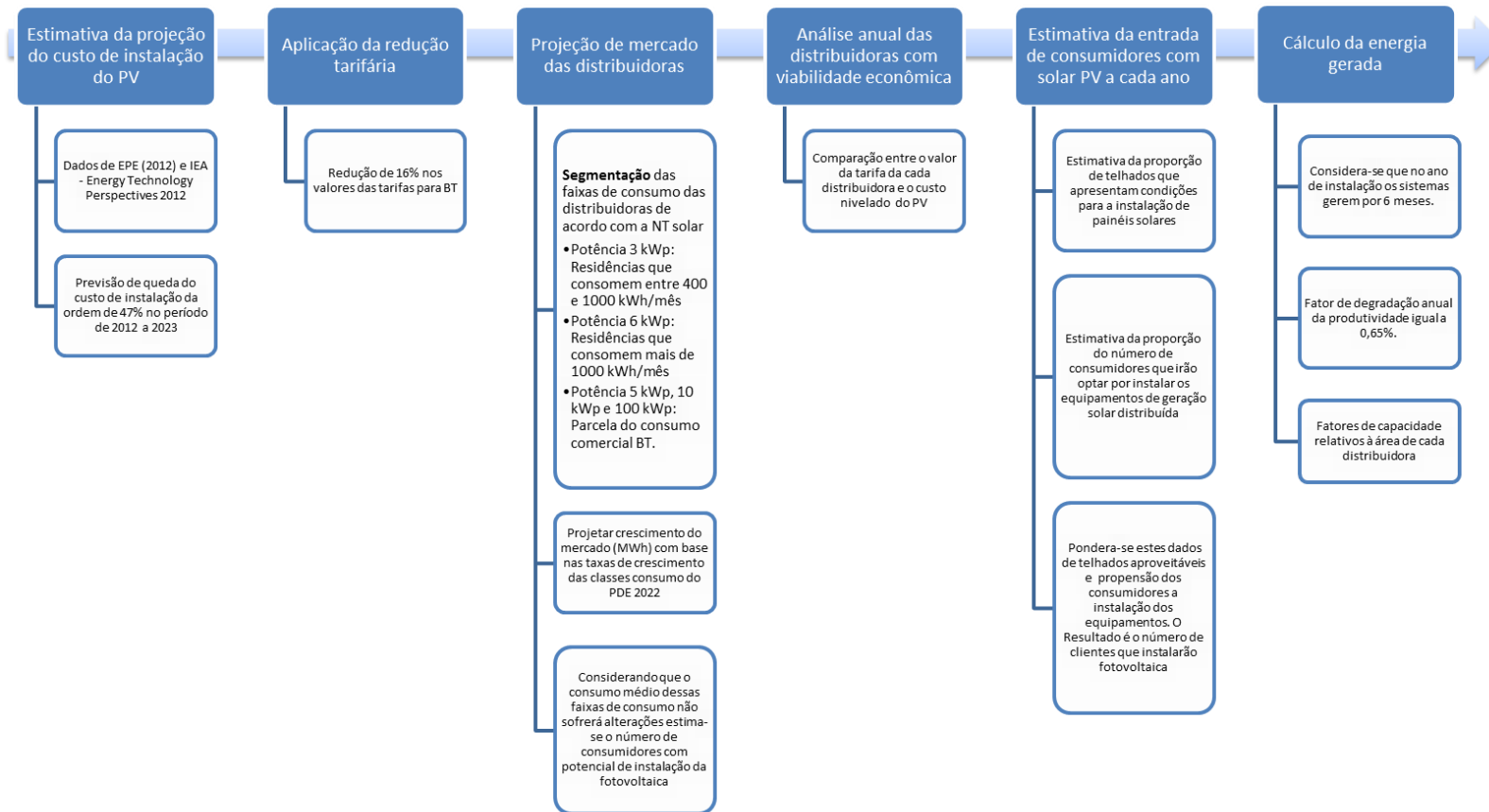
WEI, M. et al. Putting renewables and energy efficiency to work: How many jobs can the clean energy industry generate in the US? *Energy Policy*, v. 38, p. 919-931, 2010.

WIGINTON, L.K. et al. Quantifying rooftop solar photovoltaic potential for regional renewable energy policy. *Computers, Environment and Urban Systems*, v. 34, n. 4, p. 345-357, 2010.

ZILLES, R. et al. *Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica*. Oficina de Textos, São Paulo, 2012.

7 ANEXOS

Resumo da Metodologia



Fonte: Elaboração própria.