

INFORMATION SYSTEMS IN CLEAN ENERGY: A STUDY ON THE FINANCIAL VIABILITY OF RESIDENTIAL PHOTOVOLTAIC IN BRAZILIAN NORTHEASTERN CAPITALS

Sistemas de Informação e Geração de Energia Limpa: Um Estudo Sobre a Viabilidade Financeira de Sistemas Fotovoltaicos Residenciais em Capitais Nordestinas Brasileiras

Fernando Gheiner - UFRJ / FACC -fernando.gheiner@gmail.com

José Ricardo Maia de Siqueira - UFRJ (FACC) / UFF -ricardomaia1011@gmail.com

Marcelo Alvaro da Silva Macedo - UFRJ (FACC) -malvaro@facc.ufrj.br

This study sought to analyze the financial viability of photovoltaic (pv) systems in the capitals of the Brazilian Northeast, taking in account recent scenario changes of falling prices of pv systems and a significant increase in the value of electricity charged to the final consumer. Monte Carlo method was used to deal with the large number of variables involved in long-term projections of this nature. The results obtained in all analyzed cities for different pv system sizes were average Internal Rate of Return (IRR) above 20%, and predominantly in the range of 25% to 30%. The main conclusions reached are that investment is recommended, especially for medium and large size systems (5-10 kWp); and that the price of electricity is more relevant than the solar incidence on behalf of the financial result.

Este trabalho procurou analisar a viabilidade financeira de sistemas fotovoltaicos nas capitais do nordeste brasileiro em um cenário recente de queda de preços dos sistemas e aumento significativo do valor da eletricidade para o consumidor final. Foi utilizado o método de Monte Carlo para lidar com a grande quantidade de variáveis envolvidas em projeções de longo prazo desta natureza. Os resultados obtidos em todas as cidades analisadas para diferentes tamanhos de sistemas foram Taxas Internas de Retorno (TIR) médios nunca inferiores a 20%, e predominantemente na faixa de 25% a 30%. As principais conclusões alcançadas são que o investimento é recomendado, sobretudo para sistemas de porte médio e grande (5-10 kWp); e que o preço da eletricidade é mais relevante que a incidência solar na construção do resultado financeiro.

1. Introdução

A matriz energética brasileira é majoritariamente hidráulica, e sofreu nos últimos anos com o baixo nível dos reservatórios hídricos, que levaram ao acionamento das usinas termoeletricas - poluentes e custosas para o consumidor. Em 2012, a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) regulamentou a micro e mini geração distribuídas baseada em créditos da energia, permitindo que residências, comércios e indústrias produzam energia com sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição da concessionária (MONTENEGRO, 2013). Até o fim de 2014, menos de 450 sistemas deste tipo foram instalados, quando o governo projeta 700 mil instalações até 2024 (MME, 2015).

O cenário para a produção residencial de energia fotovoltaica tem se aperfeiçoado recentemente: de um lado, segue ocorrendo a progressiva redução dos custos de produção observada nas últimas décadas, aprimoradas no mercado nacional com a abertura de fábricas locais de painéis. Do outro lado, as receitas provenientes da produção foram significativamente majoradas no Brasil pelos recentes reajustes no preço da energia elétrica, ao passo que se observa a adesão dos Estados e a mobilização do Conselho Nacional de Fazenda (CONFAZ) pela não incidência do ICMS sobre a auto geração (KOZEN, 2014; MONTENEGRO, 2013).

Diversos autores fizeram análises sobre investimentos fotovoltaicos no Brasil, tendo concluído que o investimento ou não é recomendado (MONTENEGRO, 2013; LACCHINI e SANTOS, 2013; RÜTHER e ZILLES, 2010; SALAMONI 2009) ou se mostra favorável somente em condições específicas (MITSCHER e RÜTHER, 2013; NAKABAYASHI, 2014).

Em adição aos estudos brasileiros, no ambiente internacional também há grande quantidade de publicações, revelando o interesse de diversos públicos na energia fotovoltaica e seu retorno econômico financeiro. No intuito de dar continuidade a essas pesquisas, este trabalho procura trazer algumas contribuições adicionais.

A primeira delas é a atualização dos valores envolvidos. Em 2015, novos aumentos nas tarifas residenciais foram aplicados e estão planejados, favorecendo a auto geração de energia com um reajuste esperado no ano de 49,2% na média nacional, segundo o Comitê de Política Econômica (Copom) do Banco Central do Brasil (COPOM, 2015). Em 2014, tal tendência já se delineava, com reajustes de 17,06% observados no ano, enquanto a inflação ficou em 6,41% (IBGE, 2015). Em adição, todos os artigos sobre o cenário nacional se basearam em preços no mercado internacional convertidos ao câmbio à época de sua publicações, que serão substituídos aqui por valores de mercado, praticados no Brasil ao final de 2015, após a abertura de fábricas locais e a alta do dólar mantida ao longo do ano no patamar de R\$ 3,80 a R\$ 4,20.

Enquanto o preço da eletricidade apresenta tendência de alta, o custo de produção de sistemas fotovoltaicos tende a decair. Em 2008, o custo era de US\$ 4/Wp, valor que caiu para US\$ 0,8/Wp em 2012 (IEA, 2014). No Brasil, o custo em 2012 era de R\$ 7,7 /Wp e está em R\$ 6,7/Wp em 2014, com previsão de redução de pelo menos 5% ao ano até 2020 (EPE, 2015). Ainda, algumas unidades da federação concederam isenção no ICMS sobre a energia produzida no primeiro

semestre de 2015– São Paulo, Pernambuco, Goiás e Minas Gerais (CONFAZ, 2015). Esta medida impactou positivamente nas receitas dos projetos fotovoltaicos em até 46%, visto que alíquotas de até 30% são cobradas sobre uma base que inclui a tarifa de energia, o próprio ICMS e os encargos setoriais.

A segunda colaboração esperada diz respeito ao uso de simulações de Monte Carlo para calcular a viabilidade econômica. Dadas as frequentes e impactantes mudanças observadas em variáveis centrais para investigar o retorno de investimentos em energia fotovoltaica, a fixação de constantes – como o tamanho do sistema (KWp), seu preço (R\$/KWp), vida útil, o reajuste anual do preço da eletricidade, a performance de geração, a taxa mínima de atratividade (TMA), e até mesmo a insolação anual, entre outros – limita a capacidade de tomada de decisão do investidor à observância do conjunto de condições especificadas pelo modelo.

Outra contribuição prevista é a apresentação dos resultados por cidade e tamanho do sistema. Desta forma, é possível avaliar as probabilidades de retorno para as 27 capitais brasileiras em diferentes perfis de consumo, auxiliando de forma prática a tomada de decisão de investimento.

Tendo em vista esse pano de fundo é objetivo desse trabalho analisar o retorno de projetos fotovoltaicos residenciais conectados à rede elétrica brasileira nas capitais localizadas na região nordeste do Brasil, considerando os preços praticados por revendedores e distribuidoras de energia elétrica.

2. Contexto Investigado

O termo *foto - voltaico* vem do grego e significa *luz – de volta*, utilizado para designar processos de transformação de radiação luminosa em energia elétrica, observado inicialmente em 1839 por Edmond Becquerel. Com o desenvolvimento dos semicondutores no século XX, a indústria fotovoltaica se desenvolveu com aplicações aeroespaciais e militares, para somente no final do mesmo século começar a ser utilizada majoritariamente para produção de energia (ZILLES *et al*, 2012).

Entre suas vantagens, se destacam o uso de uma fonte abundante e inesgotável de energia, a não emissão de gases poluentes durante sua operação, baixa necessidade de manutenção, a não emissão de poluição sonora, sua configuração modular, que permite a expansão e o uso em diferentes escalas (de pequenos eletrônicos a grandes usinas de geração), entre outras (KOZEN, 2014).

Figura 1 - Sistema fotovoltaico integrado à rede



Fonte: Marques, Fernandes e Costa, 2012

Os principais equipamentos utilizados para a geração de energia fotovoltaica em residências são os painéis fotovoltaicos e os inversores de potência. Os primeiros são responsáveis por converter a energia solar em energia elétrica, enquanto os inversores transformam a corrente contínua em corrente alternada, de 12 ou 24 volts para 110 ou 220 volts, permitindo seu aproveitamento pela rede, além de regularem a tensão, frequência e potência, contando com sistemas de segurança (MARQUES, FERNANDES e COSTA, 2012).

De forma simplificada, os painéis geram energia, que é centralizada e regulada pelo inversor de potência, permitindo sua carga no relógio conectado à rede. Nos horários de alta insolação, a residência consome sua produção e o excedente é utilizado pela distribuidora, gerando créditos de quilowatts, descontados do saldo da conta no final do mês. Este conceito é chamado de *net metering*, quando um medidor eletrônico contabiliza a geração e o consumo, permitindo a exportação de energia nos momentos de maior produção (MARQUES; FERNANDES; COSTA, 2012).

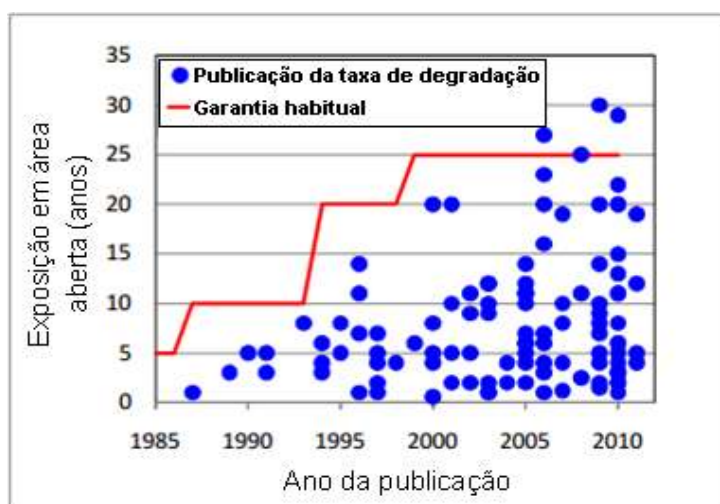
No Brasil, o INMETRO aprovou o uso de 304 modelos de painéis com potências entre 5 e 315 watts. O programa brasileiro de etiquetagem disponibiliza uma lista de equipamentos aprovados e, portanto, aptos para comercialização no mercado nacional, cuja última atualização data de setembro de 2015. Há 18 modelos de inversores de potência homologados no Brasil, por sua vez, possuem eficiência de até 96%, equiparados aos padrões internacionais (INMETRO, 2015).

A armação dos painéis pode ser feita de duas formas: fixos ou em seguidores/rastreadores solares. As armações fixas se subdividem em terrenos planos e telhados com inclinação, sendo estes últimos mais indicados pelo melhor aproveitamento da incidência solar. As estruturas de rastreamento do sol alteram a inclinação das placas ao longo do dia, maximizando o aproveitamento da incidência luminosa em até 40% (EPE, 2015).

A eficiência da conversão de radiação solar energia elétrica é calculada pela divisão potência / área: um painel de 250W e área de 1,6m² possui eficiência de 15,6% (250/1,6), caso ocupasse uma área de 2,0 m², sua eficiência seria de 12,5% (250/2). Portanto, painéis mais eficientes ocupam menor área. A informação principal para chegar à sua produtividade é a potência, em Watts. O número de

painéis utilizado multiplicada por sua dimensão determinará a área total ocupada (mais eficiente, menos área ocupada), o número de painéis multiplicado pela potência determinará a capacidade do sistema fotovoltaico, em milhares de Watts de potência (kWp) (ZILLES, 2012).

Figura 2 - Degradação de sistemas fotovoltaicos



Fonte: Jordan e Kurtz (2012)

Exemplarmente, um sistema com 4 painéis de 250W é denominado de um sistema fotovoltaico de 1,0 kWp, se fossem 10 painéis, seria chamado de um sistema de 2,5 kWp - observando que para aumentar a escala do sistema não basta adicionar painéis, a potência do inversor deve ser compatível com potência somada das placas fotovoltaicas.

A performance do sistema é reduzida por perda de potência do inversor, cabos, variações de temperatura, sujeiras na superfície e eventuais sombras; sendo o valor padrão mensurado e utilizado para cálculos uma taxa de 0,75. Em adição, a cada ano o sistema perde capacidade de geração, chegando a 90% de sua capacidade em 10 anos, e 80% em 20 anos, degradação coberta pela garantia dos fabricantes nas primeiras duas décadas de operação (LACCHINI e SANTOS, 2013).

Jordan e Kurtz (2012) analisaram a degradação efetiva observada em sistemas fotovoltaicos instalados a partir dos anos 1980 (Figura 2), com cerca de 2.000 dados de laboratórios universitários e centros de pesquisa de energia públicos e privados, em todo o mundo. Os autores observaram que a degradação média é de 0,8% ao ano, com mediana em 0,5% ao ano. A garantia se baseia em uma degradação anual de 1% e em durações de 25 anos, enquanto as observações indicaram valores inferiores à degradação anual garantida, e a durabilidade tem superado a expectativa garantida pelos fabricantes – na maioria dos sistemas.

Os sistemas fotovoltaicos de geração de eletricidade residencial são parte da matriz de geração de energia elétrica do planeta, tendo sua difusão acelerada nos últimos anos devido à progressiva redução dos preços. No Brasil, a regulamentação permitiu a instalação de tais sistemas a partir de 2012, e os

aumentos nas tarifas energéticas em 2014-2015 tornaram mais atraentes os investimentos em tecnologias de autoprodução de eletricidade.

Para entender a aguda dificuldade observada até 2015 no desenvolvimento desta tecnologia no Brasil e as baixas projeções de instalações até 2030 mesmo em cenários favoráveis - apesar do enorme potencial de irradiação solar quando comparado com os países líderes na adoção fotovoltaica -, é preciso entender sua dependência da regulamentação. A *European Photovoltaic Industry Association* (EPIA), na pesquisa "Global Market Outlook 2014-2018", argumenta que as políticas nacionais, com maior ou menor suporte a esta tecnologia, são determinantes no desenvolvimento de seu mercado (EPIA, 2014).

Enquanto a Argentina lançou sua regulamentação do setor em 1998, a Alemanha o fez em 1990 (com uma grande revisão em 2000) e os Estados Unidos em 1978, logo após as crises do petróleo. No Brasil, a regulação foi tardiamente editada em 2012, contribuindo com o atraso na adoção ao impedir que a energia autogerada em áreas conectadas à rede fosse utilizada por residências, comércios e indústrias, como é a realidade para 97,8% dos brasileiros segundo o CENSO de 2010. (IRENA 2015)

Para efeito de comparação, uma política pública do setor energético com amplo apoio de diferentes governos foi o Proálcool, que subsidiou entre 1975 e 1986 e garantiu mercado para o etanol ao misturá-lo compulsoriamente à gasolina a partir de 1998 – um caso de sucesso em um país pioneiro em carros flexfuel, que superam 50% do mercado nacional. Um hectare de cana-de-açúcar produz de 6.800 a 8.000 litros de etanol, o que pode dar uma autonomia de até 64.000 quilômetros para um veículo leve (8 km/L). O mesmo hectare com placas fotovoltaicas abrigaria uma usina de cerca de 1.5 MWh, com produção anual de 2 a 2,4 MW e autonomia de 17 a 20 milhões de quilômetros em um veículo elétrico (0,12 kWh/km). A diferença de eficiência é de 310 vezes, sem considerar os custos e o tempo superiores para transporte e comercialização do etanol em relação à eletricidade (RÜTHER, 2004).

Outro fator fundamental para difusão de formas alternativas de geração de energia é sua paridade tarifária, que significa ter um custo de produção igual ou inferior aos preços da eletricidade vigentes. Com os recentes aumentos nas contas de luz, aliados ao decréscimo constante do preço dos sistemas fotovoltaicos nos últimos anos, a paridade tarifária foi atingida em quase todo território nacional (NAKABAYASHI, 2015).

Com a regulamentação vigente e a paridade tarifária alcançada nas regras estabelecidas, em 2014 estavam postas as condições da disseminação da tecnologia. Cabe notar que sistemas distribuídos fotovoltaicos apresentam algumas vantagens para a expansão da rede: não requerem áreas extras, uma vez que usam telhados dentro do meio urbano, não requerem instalação de infra estrutura de transmissão, e eliminam as perdas decorrentes da transmissão e distribuição (RÜTHER, 2004). Em adição, requerem pouco ou nenhum investimento público, visto que do projeto à homologação, os custos da expansão recaem sobre o consumidor, que se torna também produtor.

Em 2015, a ANEEL apresentou revisão desta resolução normativa, ampliando as possibilidades de micro e mini geração distribuída: foram permitidas operações coletivas em prédios e condomínios, aumentou-se a capacidade

máxima de sistemas de autoconsumo, a energia gerada que supera o consumo passou a ser convertida em créditos com validade de 60 meses, foram autorizadas cooperativas para geração compartilhada, simplificou-se o processo e reduziu-se o prazo para conectar usinas às distribuidoras, entre outros aprimoramentos.

No último mês do ano de 2015, o MME lançou o Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica, contemplando ações de estímulo com base em fontes renováveis e a integração de organizações públicas para o desenvolvimento do setor em um Grupo de Trabalho específico. O potencial apresentado no programa é 2,7 milhões de consumidores gerando 48.000 MW até 2030 (MME, 2015).

Para esta pesquisa, interessa especialmente a mudança no tratamento dado pelas pessoas à energia elétrica, alterando o papel de consumidor passivo para produtor de parte da sua energia consumida. Esta nova posição passa tanto pela conscientização dos problemas ambientais quanto pela realização de um investimento, em uma verdadeira mudança paradigmática, que traz consigo os desafios de entender e avaliar seu retorno econômico financeiro (KOZEN, 2014).

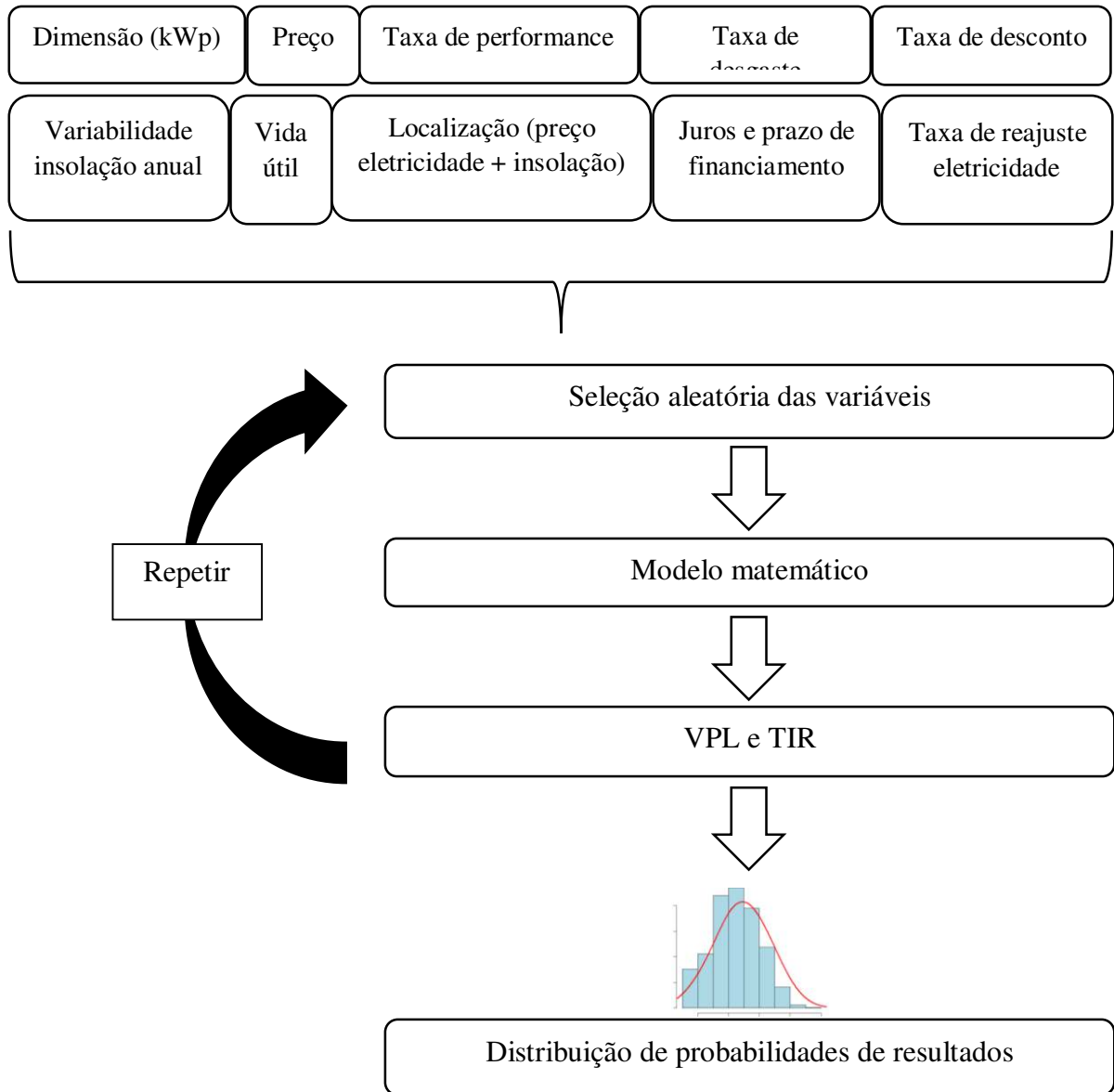
Esta avaliação é particularmente complexa no Brasil: cada capital estadual possui custos de energia e taxas de radiação solar próprias, além de uma incidência tributária sobre circulação de bens e comercialização de energia diferenciada para cada unidade da federação. A geração de energia fotovoltaica possui horizonte de no mínimo 25 anos, de modo que informações como a taxa de juros e a insolação anual tendem a variar substancialmente pelo ambiente político e por fenômenos naturais cíclicos como o *el niño*, enquanto variáveis como o preço da energia elétrica residencial tendem a ser estimadas com alto nível de imprecisão em um prazo tão longo (KOZEN, 2014).

3. Metodologia

A simulação Monte Carlo foi realizada através do programa @Risk da Palisade. Foi usado uma planilha eletrônica no formato padrão utilizado pelo Microsoft Excel. Nesta planilha foi incorporada uma extensão (plug-in) de Excel, exibindo uma nova aba com as funções probabilísticas. O programa permite configurar dezenas de formatos de distribuição, ajustando manualmente os limites de cada variável.

A cada período, o investidor terá uma receita na forma de economia na conta de eletricidade, considerando a produção no período e o preço de energia no período, ambos considerando o desgaste do sistema e o preço da energia ao longo do tempo. Por se tratar de uma simulação de Monte Carlo, serão gerados N cenários de investimento, em combinações aleatórias das variáveis especificadas, em conformidade com o padrão esboçado na figura 3.

Figura 3 - Diagrama de simulação de Monte Carlo



Fonte: adaptada pelo autor de Nakabayashi

(2014)

O resultado é uma distribuição de indicadores de retorno e suas probabilidades de ocorrência. Ao invés de analisar os indicadores financeiros e ambientais descritos anteriormente para determinados cenários com variáveis pré-definidas, são investigadas a distribuição de milhares de cenários aleatórios.

4. Resultados

4.1. Aracajú

Em Aracajú, os indicadores de retorno encontrados estiveram levemente acima da média brasileira. Mesmo tendo uma alta insolação, a 6^a maior do país, o baixo preço da energia, o 6^o menor, fizeram com que os indicadores financeiros encontrados ficassem próximos da média – e não das localidades com melhores performance. Considerando a região nordeste, Aracaju é a cidade mais próxima da média da região, sendo por isto representativa para os estudos de sistemas específicos na segunda parte das análises

Sistemas 1,5 kWp

Os sistemas de pequeno porte, com um investimento esperado de R\$ 14.295, tiveram VPL positivo em todas as simulações, alcançando a média de R\$ 29.165 de valor presente. As taxas internas de retorno mínimas foram um pouco abaixo de 17% ao ano em sistemas com 25 anos de durabilidade, com TIR médio de 22,41% considerando todas as simulações. A cidade ficou ranqueada em 11^a de 27 em sistemas pequenos.

Sistemas 5,0 kWp

Os sistemas de médio porte, com investimento previsto de R\$ 39.550, também resultaram em valores presentes sempre positivos. A taxa interna de retorno ficou entre 22,39% e 28,95% ao ano em 90% dos cenários simulados, a 12^a melhor do país e a 5^a colocada entre as 9 capitais do nordeste.

Sistemas 10,0 kWp

Os sistemas de maior porte (condomínial), com investimento previsto de R\$ 70.800, resultaram em valores presentes positivos e altos, com mínima de R\$ 103.850 e máxima de R\$ 421.760. As taxas internas de retorno ficaram acima de 24,2% para 95% das simulações, com média de 27,75% e desvio padrão de 2,21%, repetindo a 12^a colocação nacional.

Tabela 1 - Resultados do modelo na cidade de Aracajú

Cidade	kWp	Min	Media	Max	5%	95%
VPL / Aracajú	1.5	R\$12370	R\$29165	R\$60274	R\$17466	R\$43829
TIR / Aracajú	1.5	17.02%	22.41%	27.80%	19.37%	25.54%
VPL / Aracajú	5	R\$48720	R\$107339	R\$206292	R\$68600	R\$155972
TIR / Aracajú	5	20.06%	25.67%	31.32%	22.39%	28.95%
VPL / Aracajú	10	R\$103851	R\$222743	R\$421762	R\$144391	R\$317149
TIR / Aracajú	10	21.86%	27.75%	33.75%	24.19%	31.32%

4.2. Fortaleza

Fortaleza possui uma das maiores radiações solares do país: nas três estações meteorológicas utilizadas, a cidade ficou nas posições 2, 3 e 5 dentre as 27 capitais, acrescida da baixa variabilidade anual da região nordeste. O preço da energia elétrica 10% abaixo da média brasileira faz com que a economia gerada pelo investimento seja menor do que em Maceió, onde uma insolação semelhante é potencializada pelo retorno da eletricidade mais cara.

Sistemas 1,5 kWp

Na capital do Ceará, os sistemas de menor dimensão analisados tiveram o valor presente mínimo calculado em R\$ 12.994, com taxa de retorno de 17,62%. Para 95% das situações, o VPL esteve acima de R\$ 19.209, e a TIR acima de 20,11%. As médias dos indicadores de retorno financeiro ficaram na 9ª posição entre as 27 cidades estudadas.

Sistemas 5,0 kWp

Fortaleza apresentou valores presentes para sistemas de 5,0 kWp de potência entre R\$ 71.682 e R\$ 159.453 em 90% dos cenários, com taxa interna de retorno alternando entre 22,87% e 29,46%. As médias de VPL e TIR foram, respectivamente, R\$ 111.091 e 26,14% de retorno ao ano.

Sistemas 10,0 kWp

O valor presente líquido dos maiores sistemas analisados na cidade cearense ficaram, na média, em R\$ 230.243, com uma taxa interna de retorno de 28,28% anualmente. Nos 5% melhores cenários, o VPL oscilou acima de R\$ 327.229, com taxas de retorno acima de 31,97%.

Tabela 2- Resultados do modelo na cidade de Fortaleza

Cidade	kWp	Min	Media	Max	5%	95%
VPL / Fortaleza	1.5	R\$12994	R\$30974	R\$63709	R\$19209	R\$45454
TIR / Fortaleza	1.5	17.62%	23.04%	28.25%	20.11%	25.95%
VPL / Fortaleza	5	R\$48647	R\$111091	R\$213251	R\$71682	R\$159453
TIR / Fortaleza	5	20.29%	26.14%	31.97%	22.87%	29.46%
VPL / Fortaleza	10	R\$105522	R\$230243	R\$452882	R\$150370	R\$327229
TIR / Fortaleza	10	21.70%	28.28%	34.44%	24.61%	31.97%

4.3. João Pessoa

A cidade paraibana conta com a segunda maior insolação entre as capitais brasileiras, aliada à baixa variabilidade climática da região nordeste. Seus indicadores financeiros ficaram na terceira posição na região nordeste e no sétimo lugar entre as 27 capitais brasileiras, influenciado por preço de energia 9% abaixo da média nacional, e altas taxas de ICMS para todas as faixas de consumo, com 27% - se aproximando das cidades com maiores alíquotas, em 29 e 30%, quando a média nacional é de 20% para baixo consumo e 24% na maior faixa residencial.

Sistemas 1,5 kWp

Os sistemas de 1,5 kWp de potência simulados em João Pessoa resultaram em valores presentes líquidos acima de R\$ 19.494 em 95% dos casos, quando a taxa interna de retorno esteve acima de 20,31%. O VPL médio foi de R\$ 31.744, com TIR de 23,28% ao ano.

Sistemas 5,0 kWp

Os sistemas de 5,0 kWp de potência simulados na capital paraibana resultaram em valores presentes líquidos acima de R\$ 72.624 em 95% dos casos, quando a taxa interna de retorno esteve acima de 23,02%. Os indicadores financeiros ficaram entre os sete maiores do país, com VPL médio de R\$ 113.666 e TIR de 26,4% ao ano.

Sistemas 10,0 kWp

Os sistemas de 10,0 kWp de potência simulados na Paraíba resultaram em valores presentes líquidos médios de R\$ 235.086, com taxa interna de retorno de 28,61%. Em 90% dos cenários rodados pelo sistema, o VPL variou entre R\$ 155.103 e R\$ 332.494, com TIR no intervalo de 24,94% a 32,31%.

Tabela 3 - Resultados do modelo na cidade de João Pessoa

Cidade	kWp	Min	Media	Max	5%	95%
VPL / Joao Pessoa	1.5	R\$13578	R\$31744	R\$60943	R\$19494	R\$47064
TIR / Joao Pessoa	1.5	18.16%	23.28%	28.56%	20.31%	26.29%
VPL / Joao Pessoa	5	R\$52112	R\$113666	R\$214871	R\$72624	R\$164040
TIR / Joao Pessoa	5	20.32%	26.43%	32.35%	23.02%	29.84%
VPL / Joao Pessoa	10	R\$111343	R\$235086	R\$438539	R\$155103	R\$332494
TIR / Joao Pessoa	10	22.47%	28.61%	34.93%	24.94%	32.31%

4.4. Maceió

Maceió possui uma radiação solar 8% acima da média nacional, e preço de energia residencial entre os cinco mais caros do país em janeiro de 2016. O alto custo da energia elétrica da cidade fez com que o retorno de investimento fosse o 3º maior do Brasil e o melhor na região Nordeste.

Sistemas 1,5 kWp

Os sistemas de pequeno porte tiveram VPL positivo em todas as simulações, alcançando o valor médio de R\$ 36.756. As taxas internas de retorno mínimas foram de 19,43% ao ano em sistemas com 25 anos de durabilidade, chegando a 30,46% ao ano para sistemas com 35 anos, e TIR médio de 24,9% considerando todas as simulações.

Sistemas 5,0 kWp

Os sistemas de médio porte também resultaram em valores presentes líquidos sempre positivos, com média de VPL de R\$ 130.312 para um investimento de R\$ 39.550. A taxa interna de retorno ficou entre acima de 24,81% em 95% dos casos, com média de 28,48%.

Sistemas 10,0 kWp

Os sistemas de maior porte, com investimento previsto de R\$ 70.800, resultaram em valores presentes positivos, com mínimo de R\$ 129.334 e máximo de R\$ 498.523. As taxas internas de retorno resultaram na média de 30,93% ao ano, sendo superiores a 26,90% ao ano em 95% das simulações.

Tabela 4 - Resultados do modelo na cidade de Maceió

Cidade	kWp	Min	Media	Max	5%	95%
VPL / Maceio	1.5	R\$15225	R\$36756	R\$72957	R\$23295	R\$53396
TIR / Maceio	1.5	19.43%	24.98%	30.46%	21.80%	28.16%
VPL / Maceio	5	R\$59311	R\$130312	R\$247451	R\$85754	R\$184851
TIR / Maceio	5	22.23%	28.48%	34.88%	24.81%	32.21%
VPL / Maceio	10	R\$129334	R\$268680	R\$498523	R\$179599	R\$377801
TIR / Maceio	10	24.08%	30.93%	38.21%	26.90%	35.09%

4.5. Natal

A capital do Rio Grande do Norte contrasta a maior radiação solar entre as 27 capitais nacionais com o 3º menor preço de energia elétrica residencial durante este estudo e baixas alíquotas de ICMS no cenário nacional (17% para consumo de até 250 kWh / mês, acima disto 27%). Assim, o retorno financeiro do investimento não ficou sequer entre os 15 maiores dentre as cidades estudadas.

Sistemas 1,5 kWp

Os sistemas de menor dimensão tiveram valor presente mínimo de R\$ 7.633 com TIR 14,86% ao ano em 25 anos, e foram superiores a R\$ 12.925 e 17,46% ao ano em 95% das simulações. Na média, o VPL ficou em R\$ 22.720 e a TIR em 20,18%.

Sistemas 5,0 kWp

Os sistemas de médio porte, por sua vez, tiveram VPL médio de R\$ 100.301, ficando acima de R\$ 62.888 em 95% das simulações. As taxas de retorno estiveram acima de 21,60% em 95% das simulações, com média de retorno de 24,80% anualmente – os menores valores para a região nordeste.

Sistemas 10,0 kWp

Os sistemas condominiais resultaram em valores presentes médios de R\$ 208.505, com taxa interna de retorno média de 26,78%, repetindo a pior performance em indicadores financeiros entre as capitais do nordeste. Os mais baixos resultados das simulações foram valor presente líquido próximo de R\$ 97.400 e TIR de 20,44% ao ano, por 25 anos, para um investimento inicial de R\$ 70.800.

Tabela 5 - Resultados do modelo na cidade de Natal

Cidade	kWp	Min	Media	Max	5%	95%
VPL / Natal	1.5	R\$7633	R\$22720	R\$47244	R\$12925	R\$34757
TIR / Natal	1.5	14.86%	20.18%	25.37%	17.46%	22.87%
VPL / Natal	5	R\$44252	R\$100301	R\$188560	R\$62888	R\$145382
TIR / Natal	5	19.63%	24.80%	30.22%	21.60%	27.96%
VPL / Natal	10	R\$97406	R\$208505	R\$416443	R\$134896	R\$301468
TIR / Natal	10	20.44%	26.78%	32.37%	23.34%	30.25%

4.6. Recife

A capital pernambucana teve desempenho próximo e pouco abaixo da média da região nordeste nos indicadores de retorno financeiro de investimento em sistemas fotovoltaicos residenciais. Na comparação nacional, ficou na 15^a posição por praticar preços abaixo da média nacional, apesar de ser a terceira melhor cidade na produção líquida de energia entre as capitais brasileiras.

Sistemas 1,5 kWp

Os indicadores financeiros para sistemas de menor porte tiveram resultados entre R\$ 16.936 e R\$ 41.752 para o VPL em 90% dos casos, quando o TIR variou entre 19,2 e 24,8% ao ano. A média do valor presente foi de R\$ 27.924, com uma taxa interna de retorno média anual de cerca de 22%.

Sistemas 5,0 kWp

Os indicadores financeiros para sistemas de porte intermediário resultaram em valores presentes líquidos no intervalo de R\$ 64.081 a R\$ 146.119 em 90% das simulações, quando a taxa interna de retorno variou entre 21,71% e 28,09% ao ano. Na média, o VPL ficou próximo de R\$ 100.911, com TIR médio de 24,89% por ano.

Sistemas 10,0 kWp

Os indicadores financeiros para sistemas de maior dimensão foram simulados com valores presentes líquidos entre R\$ 135.594 e R\$ 302.090 em 90% dos casos, quando a TIR esteve no intervalo entre 23,43 e 30,32%. As médias do VPL e do TIR obtiveram resultados de R\$ 210.000 e 26,88%, respectivamente.

Tabela 6 - Resultados do modelo na cidade de Recife

Cidade	kWp	Min	Media	Max	5%	95%
VPL / Recife	1.5	R\$11127	R\$27924	R\$55618	R\$16936	R\$41752
TIR / Recife	1.5	16.85%	21.99%	26.78%	19.16%	24.79%
VPL / Recife	5	R\$44732	R\$100911	R\$197399	R\$64081	R\$146119
TIR / Recife	5	19.37%	24.89%	30.37%	21.71%	28.09%
VPL / Recife	10	R\$94713	R\$210007	R\$407800	R\$135594	R\$302090
TIR / Recife	10	21.41%	26.88%	32.88%	23.43%	30.32%

4.7. Salvador

A capital baiana possui a segunda menor incidência solar entre as capitais da região nordeste, à frente apenas de São Luís, ainda assim a 8^a maior radiação das capitais brasileiras. Os indicadores de retorno financeiro, por sua vez, não figuraram entre os 20 maiores na classificação das 27 cidades estudadas devido ao baixo preço da eletricidade, o 4^o menor entre as capitais à época do levantamento.

Sistemas 1,5 kWp

O valor presente líquido encontrado em simulações em Salvador com sistemas de 1,5 kWp oscilaram entre aproximadamente R\$ 15.028 e R\$ 38.502 em 90% dos casos, com TIR entre 18,32% e 23,85%. A média do VPL ficou em R\$ 25.389, com TIR anual de 21,11% para um investimento inicial em torno de R\$ 14.300.

Sistemas 5,0 kWp

O valor presente líquido encontrado em simulações na cidade baiana com sistemas de 5,0 kWp estiveram acima de R\$ 57.632 em 95% dos casos, com taxas de retorno acima de 20,79% ao ano. As médias de VPL e TIR ficaram com valores de R\$ 92.474 e 23,86%, respectivamente, para investimento inicial estimado em R\$ 39.550.

Sistemas 10,0 kWp

O valor presente líquido encontrado na capital goiana em simulações com sistemas de 10,0 kWp foi de cerca de R\$ 193.000 na média, com taxa interna de retorno na faixa de 25,72% ao ano para um investimento inicial aproximado de R\$ 71.000, ocupando assim a 22^a posição na classificação com todas as capitais do país.

Tabela 7 - Resultados do modelo na cidade de Salvador

Cidade	kWp	Min	Media	Max	5%	95%
VPL / Salvador	1.5	R\$9297	R\$25389	R\$51912	R\$15028	R\$38502
TIR / Salvador	1.5	15.94%	21.11%	26.51%	18.32%	23.85%
VPL / Salvador	5	R\$36697	R\$92474	R\$179717	R\$57632	R\$135019
TIR / Salvador	5	17.81%	23.86%	29.11%	20.79%	26.93%
VPL / Salvador	10	R\$84394	R\$193003	R\$372249	R\$123488	R\$279408
TIR / Salvador	10	20.00%	25.72%	31.71%	22.49%	29.02%

4.8. São Luís

A cidade maranhense teve o pior desempenho de retorno de investimento dentre as capitais nordestinas, fato explicado sobretudo por possuir a menor incidência solar dentre as capitais da região. A alíquota de ICMS fixada em 14% para todas as faixas de consumo é a segunda menor do país, reduzindo o preço do consumidor final e, conseqüentemente, o retorno da aquisição de sistemas de autogerarção.

Sistemas 1,5 kWp

Os menores sistemas analisados em São Luís, com 1,5 kWp de potência, resultaram em valores presentes líquidos simulados acima de R\$ 14.654 em 95% dos casos, quando a taxa interna de retorno esteve acima de 18,20%. O VPL médio foi de R\$ 24.873, com TIR de 20,94% ao ano.

Sistemas 5,0 kWp

Os sistemas de 5,0 kWp de potência simulados na capital do Maranhão resultaram em valores presentes líquidos acima de R\$ 56.016 em 95% dos casos, quando a taxa interna de retorno esteve acima de 20,62%. Os indicadores financeiros ficaram entre os sete maiores do país, com VPL médio de R\$ 90.843 e TIR de 23,65% ao ano – o 23º maior entre as 27 capitais.

Sistemas 10,0 kWp

Os sistemas de 10,0 kWp de potência simulados resultaram em valores presentes líquidos médios de R\$ 189.603, com taxa interna de retorno de 25,50%. Em 90% dos cenários rodados pelo sistema, o VPL variou entre R\$ 120.952 e R\$ 274.747, com TIR no intervalo de 22,24% a 28,79%.

Tabela 8 - Resultados do modelo na cidade de São Luís

Cidade	kWp	Min	Media	Max	5%	95%
VPL / Sao Luis	1.5	R\$9139	R\$24873	R\$53159	R\$14654	R\$37323
TIR / Sao Luis	1.5	15.63%	20.94%	26.16%	18.20%	23.61%
VPL / Sao Luis	5	R\$37907	R\$90843	R\$186415	R\$56016	R\$133735
TIR / Sao Luis	5	17.82%	23.65%	28.90%	20.62%	26.67%
VPL / Sao Luis	10	R\$81674	R\$189603	R\$362640	R\$120952	R\$274747
TIR / Sao Luis	10	19.54%	25.50%	31.13%	22.24%	28.79%

4.9. Teresina

A cidade do Piauí apresentou o segundo melhor resultado entre as capitais nordestinas, e seus indicadores ficaram na 6^a posição considerando a classificação de todas as capitais observadas. A radiação solar alta, virtualmente empatada entre as maiores do país com Natal, Recife e João Pessoa, explica o bom rendimento de sistemas fotovoltaicos na cidade.

Sistemas 1,5 kWp

Os sistemas de pequeno porte tiveram VPL sempre positivo, chegando à média de R\$ 32.567 de valor presente. As taxas internas de retorno mínimas foram de 18,30% ao ano em sistemas com 25 anos de durabilidade, chegando a 28,6% ao ano para sistemas com 35 anos, e TIR médio de cerca de 23,6% considerando todas as simulações.

Sistemas 5,0 kWp

Os sistemas de médio porte demonstraram nas simulações valores presentes líquidos com média de R\$ 116.320 para um investimento de R\$ 39.550. A taxa interna de retorno ficou acima de 23,37% em 95% dos casos, com média de 26,77% - o 6^o melhor resultado entre as capitais brasileiras.

Sistemas 10,0 kWp

Os sistemas de maior porte, com investimento previsto de R\$ 70.800, resultaram em valores entre de R\$ 110.722 e máximo de R\$ 439.137, com média de R\$ 240.712. As taxas internas de retorno resultaram na média perto de 29% ao ano, sendo superiores a 25,27% ao ano em 95% das simulações.

Tabela 9 - Resultados do modelo na cidade de Teresina

Cidade	kWp	Min	Media	Max	5%	95%
VPL / Teresina	1.5	R\$12942	R\$32567	R\$61332	R\$20195	R\$47806
TIR / Teresina	1.5	18.30%	23.57%	28.63%	20.55%	26.55%
VPL / Teresina	5	R\$55145	R\$116320	R\$228498	R\$75344	R\$167084
TIR / Teresina	5	20.55%	26.77%	32.89%	23.37%	30.25%
VPL / Teresina	10	R\$110722	R\$240712	R\$439137	R\$157783	R\$341821
TIR / Teresina	10	22.85%	28.99%	35.66%	25.27%	32.84%

5. Conclusões

A radiação solar diária média brasileira varia de 4,8 a 6,0 kWh/m², o que configura uma alta incidência em todo o território nacional. Se comparado com a Alemanha, país europeu pioneiro e líder na adoção da tecnologia fotovoltaica, temos grande superioridade. A maior insolação alemã é de 3,4 kWh/m² na média anual, sendo 40% inferior à menor insolação do Brasil (ABINEE, 2012).

Apesar do potencial existente, até 2012 o Brasil possuía apenas 2 MWp de capacidade instalada, sendo 99% dessas instalações em localidades isoladas e remotas. Este valor foi incrementado para 15 MWp ao final de 2014 (EPE, 2015). Em comparação com a Alemanha, os números são tímidos: no país europeu havia mais de 38.000 MWp instalados ao final de 2014, aumentando cerca de 1.800 MWp ao ano (EPIA, 2014)

No que tange a difusão da tecnologia, o desenvolvimento do mercado brasileiro com seus 13 MWp de capacidade instalada da regulação nos 32 meses entre abril de 2012 e dezembro de 2014 estão distantes da capacidade instalada nos 12 meses de 2013 por: Alemanha (3.300 MWp), Inglaterra (1.500 MWp), Romênia (1.100 MWp), Grécia (1.040 MWp) e a China, líder mundial em instalações naquele ano, com 11.800 MWp (EPIA, 2014). Ou seja, ainda se tem um longo caminho a percorrer, mas surgem novidades.

Ao contrário do registrado nos estudos de Mitscher e Ruther (2013) e Nakabayashi (2014), quando dos resultados apontaram para viabilidade somente em condições específicas, o presente estudo realizado nas capitais do nordeste brasileiro apontou que o sistema fotovoltaico residencial é viável para todos os portes de sistema estudados, mesmo nas condições mais desfavoráveis

Tabela 10 - Resultados médios do modelo para todas as cidades e dimensões

Cidade	1,5 kWp		5,0 kWp		10,0 kWp	
	VPL	TIR	VPL	TIR	VPL	TIR
Aracajú	29.165	22,41%	107.339	25,67%	222.743	27,75%
Fortaleza	30.974	23,04%	111.091	26,14%	230.243	28,28%
João Pessoa	31.744	23,28%	113.666	26,43%	235.086	28,61%
Maceió	36.756	24,98%	130.312	28,48%	268.680	30,93%
Natal	22.720	20,18%	100.301	24,80%	208.505	26,78%
Recife	27.924	21,99%	100.911	24,89%	210.007	26,88%
Salvador	25.389	21,11%	92.474	23,86%	193.003	25,72%
São Luís	24.873	20,94%	90.843	23,65%	189.603	25,50%
Teresina	32.567	23,57%	116.320	26,77%	240.712	28,99%

Ao se analisar os resultados médios alcançados – vide Tabela 10 – se verificará que em qualquer dos portes de sistema pesquisados a Taxa Interna de Retorno nunca foi inferior a 20%, atingindo 20,18% na cidade de Natal para sistemas de 1,5 kWp, 23,65% na cidade de São Luís para sistemas de 5,0 kWp e 25,50% novamente na cidade de São Luís para sistemas de 10,0 kWp.

Ao se buscar para esses sistemas e cidades as condições mais desfavoráveis, mesmo assim os resultados apontam para a viabilidade financeira. Na cidade de Natal, os sistemas de 1,5 kWp atingiram um valor presente líquido de R\$7.633 e uma taxa interna de retorno de 14,86%. Já na cidade de São Luís, os valores mínimos alcançados foram de um VPL de R\$37.907 com TIR de 17,82% para sistemas de 5,0 kWp e VPL de R\$81.674 com TIR de 19,54% para sistemas fotovoltaicos de 10,0 kWp.

Apesar do presente estudo ter trabalhado com os menores preços praticados no mercado para os sistemas, por se tratar de produto recente no Brasil e, conseqüentemente, sem processo de fidelização à marca consolidado, é inegável que o avanço tecnológico, permitindo a produção de sistemas mais baratos e confiáveis, vem mudando o cenário da utilização dos sistemas fotovoltaicos nas residências brasileiras. Esta mudança de cenário fica ainda mais patente quando a comparação é feita com os resultados apresentados pelos estudos de Montenegro (2013); Lacchini e Santos 2013; Ruther e Zilles (2010) e Salamoni (2009), que não recomendavam o investimento em sistemas fotovoltaicos.

Trata-se de um avanço perceber que o investimento em geração de energia limpa não depende somente de considerações de cunho ético para ocorrer, recebendo um forte incentivo de natureza financeira em um momento que as famílias brasileiras vivem um momento de precarização de suas condições em função da crise econômica e do desemprego.

6. Recomendações

Para estudos futuros, recomenda-se a constante atualização dos valores praticados tanto na aquisição de sistemas, quanto no preço da energia elétrica em cada localidade. Ainda, é preciso acompanhar as mudanças na legislação, por se tratar de setor fortemente regulado e com possibilidades de alterações em políticas públicas federais e estaduais que beneficiam e/ou podem vir a impulsionar a geração distribuída fotovoltaica.

Caminhos possíveis para o aprofundamento em análise de investimentos fotovoltaicos residenciais podem passar por análises focadas em cada uma das demais regiões do país, ou na seleção de uma Unidade da Federação para estudar as diferenças no retorno de investimento nas regiões onde atuam diferentes empresas distribuidoras, considerando os níveis de insolação em cada área.

Ainda, é possível aplicar o modelo de análise de viabilidade em outros segmentos, considerando as variáveis de preço da eletricidade e dimensão do sistema nos setores comercial, industrial e agropecuário. De modo análogo, análises nacionais, regionais e estaduais podem ser construídas.

7. Referências

ABINEE. **Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira**. São Paulo, 2012. Disponível em: <abinee.org.br/informac/arquivos/profotov.pdf>

CONFAZ. **Convênio ICMS 16, 22 de abril de 2015**. Conselho Nacional de Política Fazendária, publicado no Diário Oficial da União em 27.05.2015. Disponível em <https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/convenio-icms/2015/cv016_15>

COPOM. **Ata 193^a Reunião**. Comitê de Política Monetária, Banco Central do Brasil. Brasília, 2015. Disponível em < <http://www.bcb.gov.br/?COPOM193>>

EPE. Apresentação: Inserção da Energia Solar na Matriz Elétrica Brasileira. Rio15 – Evento Internacional de Clima e Energia. Rio de Janeiro: Ministério de Minas e Energia, 2015

EPIA. **Global Market Outlook for Photovoltaics 2014-2018**. European Photovoltaic Industry Association, 2014.

IBGE. **Índices de Preços ao Consumidor – IPCA e INPC Agosto/2015**. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, Brasília, 2015. Disponível em <ibge.gov.br/home/estatistica/indicadores/precos/inpc_ipca/ipca-inpc_201508_1.shtm>

IEA. **Analysis of Long-Term Performance of PV Systems**. International Energy Agency, OECD, França, 2014.

INMETRO, Tabela de eficiência energética: sistema de energia fotovoltaica. Programa Brasileiro de Etiquetagem, versão atualizada em 09/2015

IRENA, **Renewable Energy in Latin America 2015: An Overview of Policies**. International Renewable Energy Agency, Emirados Árabes Unidos, 2015.

JORDAN, D. C. ; KURTZ, S. R. *Photovoltaic degradation rates – an analytical review*. Journal Article NREL/JA-5200-51664, 2012. Disponível em: <www.nrel.gov/docs/fy12osti/51664.pdf>

KOZEN, Gabriel. **Difusão de Sistemas Fotovoltaicos Residenciais Conectados à Rede no Brasil: uma Simulação via Modelo de Bass**. Dissertação de Mestrado, Instituto de Energia e Ambiente, USP. São Paulo: 2014

LACCHINI, Corrado, SANTOS, João C. V. dos. Photovoltaic energy generation in Brazil – Cost analysis using coal-fired power plants as comparison. **Renewable Energy**, vol. 52, p.183-189, 2013.

MARQUES, L. A. A.; FERNANDES, I. C. S.; COSTA, J. A. Energia Solar Fotovoltaica em Unidades Residenciais: Estudo de Caso. **IX CONGIC**, IFRN: 2012.

Ministério de Minas e Energia (MME). *Boletim de Monitoramento do Sistema Elétrico – Janeiro 2015*. Disponível em:

http://www.mme.gov.br/documents/10584/1256627/--+Boletim+de+Monitoramento+do+Sistema+El%C3%A9trico+-+Janeiro-2015_/b6795ba5-2d05-4a27-aafe-cd671b963761

MITCSCHER, M.rtin, RUTHER, Ricardo. *Economic performance and policies for grid-connected residential solar photovoltaic systems in Brasil*. **Energy Policy**, vol. 49, p.688-694. Elsevier, 2012.

MONTENEGRO, Alexande de A, **Avaliação do Retorno do Investimento em Sistemas Fotovoltaicos Integrados a Residências Unifamiliares Urbanas no Brasil**. Dissertação de Mestrado, PPGEC. Florianópolis, UFSC: 2013

NAKABAYASHI, Renny K. **Mircrogeração Fotovoltaica no Brasil: Condições Atuais e Perspectivas Futuras**. Dissertação de Mestrado, Instituto de Energia e Ambiente, USP. São Paulo: 2014

_____. **MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA NO BRASIL:VIABILIDADE ECONÔMICA – Março 2015**. Instituto de Energia e Ambiente da USP, Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos. Divulgado pela Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica (ABINEE), disponível em www.abinee.org.br/informac/arquivos/mifoto.pdf

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

RUTHER, Ricardo; ZILLES, Roberto. *Making the case for grid-connected photovoltaics in Brazil*. **Energy Policy**, vol. 39, p. 1027-1030. Elsevier, 2011.

SALAMONI, Isabel T. **Um Programa Residencial de Telhados Solares para o Brasil: diretrizes de políticas públicas para a inserção da geração fotovoltaica conectada à rede elétrica**. Tese de Doutorado em Engenharia Civil. UFSC, Florianópolis: 2009

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