

---

# VIABILIDADE FINANCEIRA DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS RESIDENCIAIS: UMA ANÁLISE EM CONDIÇÕES DE INCERTEZA

---

## FINANCIAL VIABILITY OF RESIDENTIAL PHOTOVOLTAIC SYSTEMS: AN ANALYSIS IN UNCERTAINTY CONDITIONS

---

### **Fernando Gheiner**

*Mestre em Ciências Contábeis: Egresso do Programa de Pós-Graduação em Ciências Contábeis, Universidade Federal do Rio de Janeiro, PPGCC/UFRJ*  
*Endereço: Av. Pasteur, 250 – sala 250 – FACC/UFRJ – Urca – Rio de Janeiro/RJ*  
*Telefone: (21) 9999-43200*  
*E-mail: fernando.gheiner@gmail.com*

### **Marcelo Alvaro da Silva Macedo**

*Doutor em Engenharia de Produção: Professor do Programa de Pós-Graduação em Ciências Contábeis, Universidade Federal do Rio de Janeiro, PPGCC/UFRJ*  
*Endereço: Av. Pasteur, 250 – sala 250 – FACC/UFRJ – Urca – Rio de Janeiro/RJ*  
*Telefone: (21) 3938-5262*  
*E-mail: malvaro@facc.ufrj.br*

*Recebido: 04/10/2019    Aprovado: 11/11/2020*  
*Publicado: 30/12/2020*

### **José Ricardo Maia de Siqueira**

*Doutor em Engenharia de Produção: Professor da Universidade Federal Fluminense, VAD/UFF, Professor do PPGCC/UFRJ*  
*Endereço: Av. Pasteur, 250 – sala 250 – FACC/UFRJ – Urca – Rio de Janeiro/RJ*  
*Telefone: (21) 2741-1962*  
*E-mail: ricardomaia1011@gmail.com*

---

## RESUMO

Este estudo investigou o retorno financeiro do investimento em sistemas residenciais fotovoltaicos nas 27 capitais brasileiras no primeiro trimestre de 2016. Foi realizada a coleta de dados para três dimensões de capacidade de geração, com investimentos orçados entre R\$ 15.000 e R\$ 70.000. Foi utilizado o método de Monte Carlo, simulando 810.000 cenários em técnica estatística com o software Palisade @Risk para sistemas de 1,5, 5,0 e 10,0 kWp instalados em todas as capitais brasileiras. Em seguida, foi realizado um estudo com dois sistemas específicos em cinco cidades das cinco regiões do país. Os indicadores de retorno analisados foram o valor presente líquido (VPL) e a taxa interna de retorno (TIR), com resultados de TIR médio entre 15,6% e 31,4% ao ano, em investimentos com horizonte de 25 a 35 anos. A radiação solar se mostrou menos relevante para os indicadores de resultado que o preço praticado pelas distribuidoras de energia. O estudo com sistemas específicos resultou em indicadores de retorno negativos em pelo menos 5% das simulações em todas as cidades.

**Palavras-chave:** Sistemas Fotovoltaicos Residenciais. Análise de Investimento. Contabilidade Gerencial.

## ABSTRACT

---

*This study analysed the financial return on investment in residential photovoltaic systems for electricity generation in 27 capital cities in Brazil in the first trimester of 2016. I collected data for three dimensions of capacity generation, with budgeted capital expenditures of approximately R\$ 15,000 and R\$ 70,000. I used the Monte Carlo method to simulate 810,000 scenarios using Palisade's @Risk software in 1.5, 5.0 and 10.0 kWp PV systems installed on all Brazilian state capitals. Next, a study was conducted with two specific systems in five cities of the five regions of the country. Return indicators analyzed were the net present value (NPV) and internal rate of return (IRR), with average IRR of 15.6% and 31.4% per year in investments horizon of 25 to 35 years. Solar radiation was less relevant to the outcome indicators than the price charged by energy distributors. The study of specific systems resulted in negative return indicators in at least 5% of the simulations in all five cities.*

**Keywords:** Residential Photovoltaic Systems. Investment Analysis. Managerial Accounting.

## 1 INTRODUÇÃO

Ao longo da vida, as pessoas estão sendo responsáveis por cada vez mais decisões financeiras de longo prazo, como a aquisição de uma casa, planejamento da aposentadoria, educação dos filhos e contratação de seguros. Na medida que as opções se tornam mais complexas, as apostas sobem: a crise econômica de 2008 mostrou as consequências de decisões de investimento de longo prazo em larga escala sem as ferramentas adequadas, deixando três lições: 1) opções financeiras ruins podem ser um fenômeno surpreendentemente difundido; 2) seus problemas podem passar despercebidos por um longo tempo, até a chegada de uma crise; e 3) os custos e efeitos sistêmicos para preservar a estabilidade tendem a ser consideráveis (HUNG; PARKER; YOONG, 2009; CHEN; VOLPE, 1998).

O uso de orçamentos é fundamental para o planejamento do futuro, enquanto a avaliação de investimentos pode ser realizada utilizando os métodos do valor presente líquido (VPL), taxa interna de retorno (TIR) e período de payback, tendo como base os fluxos de caixa planejados do projeto ou organização (JIAMBALVO, 2009).

Drury (2012) observa que o provimento de informações relevantes para a tomada de decisões é uma das mais importantes funções da contabilidade gerencial, se tornando especialmente significativa quando aplicada a decisões de investimento de capital a longo prazo – as mais impactantes para organizações e indivíduos. Bhimani *et al.* (2007) atentam para a importância destas ferramentas para tomar decisões de investimento envolvendo grandes volumes de capital, por serem os maiores projetos aqueles cujas consequências serão sentidas por muitos anos.

Em condições de incerteza ou alta complexidade, porém, os padrões e previsões são sobrevalorizados, uma vez que a confiança do modelo preditivo depende de parâmetros que a longo prazo podem variar substancialmente, bem como variáveis cujas estimativas de longo prazo se tornam exercícios teóricos de pouco valor para decisões práticas (PARES, 1980).

Este é o caso dos sistemas de autogeração de energia elétrica: com os sucessivos aumentos nos preços de energia elétrica em 2014 e 2015, sistemas de autogeração, sobretudo os que convertem luz solar em energia elétrica (sistemas fotovoltaicos), tiveram rápido ganho de mercado: subiram de 422 conexões no Brasil em dezembro de 2014 para 1125 em outubro de 2015, segundo o Ministério de Minas e Energia (2015), com previsão para que cheguem a um patamar de 700.000 a 1.200.000 residências brasileiras até 2024 (ANEEL, 2015).

Assim, considerando o atual processo de inserção recente da geração de energia elétrica fotovoltaica em residências na matriz energética brasileira e sua acelerada adoção projetada por organizações públicas e privadas do setor, o presente estudo tem como motivação básica contribuir com

a decisão de investimento de longo prazo do consumidor-produtor em sua residência, tendo estabelecido como ponto de partida e eixo analítico o seguinte problema:

Qual a viabilidade econômico-financeira dos sistemas de geração de energia elétrica fotovoltaicas em residências urbanas no Brasil em 2015? Tendo em vista este problema de pesquisa, este trabalho tem como objetivo analisar o retorno de projetos fotovoltaicos residenciais conectados à rede elétrica brasileira nas 27 capitais brasileiras, considerando os preços praticados por revendedores e distribuidoras de energia elétrica.

## 2 REFERENCIAL TEÓRICO

Atualmente, cerca de 80% da matriz energética Brasileira é renovável, segundo o Boletim de Monitoramento do Sistema Elétrico de novembro de 2015, produzido pelo Ministério de Minas e Energia (MME, 2015). Manter esta proporção no futuro não é trivial, envolvendo grandes desafios: o potencial hidráulico inexplorado hoje está em zonas remotas – como as usinas recentes de Jirau e Belo Monte. Estes projetos possuem altos custos de implementação e transmissão, com impactos ambientais e sociais de grandes proporções.

Como consequência, fontes antes chamadas de “alternativas”, com destaque para eólica e solar, hoje se tornam centrais na expansão da geração, tanto no cenário local como internacionalmente. Nos últimos anos, as fontes energéticas com maior participação nos investimentos em geração na Europa foram eólica e solar (EPIA, 2014).

Se no passado recente, no ano de 2003, as fontes renováveis solar e eólica eram consideradas “novas” e representavam menos de 0,1% da produção brasileira, hoje estas respondem por quase 5% da produção nacional. No planejamento decenal publicado em 2014, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) prevê que em 2023 estas fontes chegarão a 13,6% da matriz nacional. A energia solar fotovoltaica saltaria dos atuais 21 MW para 3.500 MW. Na realidade, a adoção tem sido ainda mais acelerada: após os leilões de 2015, espera-se que em 2018 já estejam em operação 2.600 MW, quantidade antes projetada para 2021. No fim de 2015, a EPE atualizou a previsão para 7.000 MW instalados em 2024, equivalente à metade da usina Itaipu Binacional (EPE, 2015).

Estes dados, contudo, se referem à produção do Sistema Interligado Nacional (SIN), não levando em consideração a produção distribuída em residências, comércios e indústrias que instalem sistemas fotovoltaicos para seu autoconsumo – o que constitui o foco deste trabalho. Esta produção deve chegar a pelo menos 4.500 MW até 2024, e entre 78.000 e 118.000 MW em 2050 – superando toda a capacidade de geração instalada no Brasil no ano de 2011 (EPE, 2015).

A geração distribuída é definida como a produção energética próxima ao consumo. Sua evolução tem sido no sentido de incluir potências cada vez menores, incluído: co-geradores, geradores que usam resíduos como combustíveis, geradores de emergência, geradores para operação no horário de ponta, pequenas centrais hidrelétricas e painéis fotovoltaicos (INEE, 2015).

A regulação da geração distribuída de energia fotovoltaica ocorreu com a Resolução Normativa n. 482, editada pela ANEEL em abril de 2012. Entre as especificações da norma, estão: i) a geração de créditos para a energia gerada pelo consumidor, a ser trocada com a distribuidora por seu consumo; ii) a possibilidade de utilizar os créditos excedentes nos 36 meses subsequentes; iii) a necessidade de homologação de painéis e inversores de potência pelo INMETRO (ANEEL, 2012). Com a aprovação da norma, ficou regulamentada a exploração do enorme potencial de energia solar no país.

Em 2015, a ANEEL apresentou revisão desta resolução normativa, ampliando as possibilidades de micro e minigeração 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 (ANEEL, 2015).

O governo federal, por sua vez, estimulou a geração distribuída isentando PIS e COFINS da energia injetada na rede. Os governos estaduais de 11 unidades da federação fizeram o mesmo com o ICMS (SP, RJ, MG, PE, GO, CE, TO, RN, MT, BA, DF e MA), imposto com maior alíquota incidente sobre energia elétrica, chegando a 30% em alguns Estados (NAKABAYASHI, 2015).

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 de 2,7 milhões de consumidores, gerando 48.000 MW até 2030 (MME, 2015).

Por se tratar de um investimento considerável para unidades familiares é de fundamental importância determinar a viabilidade financeira dos sistemas fotovoltaicos. É nesse contexto que surgem duas ferramentas importantes: o Valor Presente Líquido (VPL) e a Taxa Interna de Retorno (TIR).

Esses dois métodos são considerados como os principais para tomada de decisões de investimento por meio do fluxo de caixa descontado (GARRISSON; NOREEN, 2001). Penedo (2005, p. 17) reforça que “o VPL e a TIR são considerados pelos textos teóricos e práticos como os mais importantes e também os de uso mais frequente nas análises de investimento.”

O VPL possui o termo “líquido” por subtrair do valor presente de todos os fluxos estimados o investimento inicial, o primeiro fluxo ( $F_0$ ), anterior à fase operacional do projeto. Assim, sua fórmula pode ser descrita como:

$$VPL = -F_0 + PV = F_0 + \sum_{n=1}^N \frac{F_n}{(1+i)^n} \quad (1)$$

A taxa interna de retorno (TIR), por sua vez, representa a taxa de desconto que igualaria as entradas e saídas de fluxos de caixa descontados, tendo zero como resultado. Esta taxa é chamada também de retorno do projeto, e assume a seguinte fórmula (GARRISSON e NOREEN, 2001):

$$0 = PV - F_0 = \sum_{n=1}^N \frac{F_n}{(1+TIR)^n} - F_0 \quad (2)$$

Por fim, há que se considerar que no caso de um investimento de longo prazo, há um aumento da incerteza e do risco. Incerteza significa que mais coisas podem acontecer do que realmente acontece, há possibilidades de uma previsão se concretizar, assim como há de não se concretizar. Quando se está diante de um fluxo de caixa, é fundamental tentar descobrir quais são os possíveis desdobramentos, além da previsão principal. Para isto, o primeiro passo é definir quais são as variáveis centrais do projeto, cujas variações precisam ser consideradas para evitar projeções inapropriadas (BREALEY; MYERS; ALLEN, 2011).

Sendo as análises de cenário e de sensibilidade formas de reconhecer e lidar com incertezas, ainda assim é possível haver desvios em relação aos valores esperados. Outra abordagem existente é calcular um grande volume de valores esperados utilizando distribuições de probabilidade (BHIMANI *et al.*, 2007).

Para lidar com numerosas variáveis, o método de Monte Carlo é mais recomendável do que análises de sensibilidade e construção de cenários visto que o primeiro considera todas as possíveis combinações, permitindo a análise de todos os resultados e suas probabilidades. A análise de sensibilidade considera o efeito de se alterar uma variável por vez, enquanto a construção de cenários leva em consideração uma combinação limitada de combinações plausíveis entre as variáveis (BREALEY; MYERS; ALEN, 2011).

Vose (2008) enumera algumas forças das simulações de Monte Carlo em detrimento de outras técnicas: (i) as distribuições do modelo não precisam ser aproximadas; (ii) correlações e interdependências entre variáveis podem ser modeladas; (iii) o nível de matemática requerido é baixo, o computador faz a maior parte do trabalho, com softwares comerciais para sua automatização; (iv) modelos matemáticos complexos podem ser incluídos sem dificuldade; (v) simulações de Monte Carlo são amplamente reconhecidas como técnicas válidas com resultados significativos; (vi) o comportamento do modelo pode ser investigado com facilidade; (vii) alterações no modelo podem ser realizadas rapidamente e seus resultados comparados com os modelos anteriores.

### 3 METODOLOGIA

Neste trabalho a simulação de Monte Carlo foi realizada através do programa @Risk, desenvolvido pela empresa norte americana Palisade. O funcionamento se assemelha a uma extensão (plug-in) de Excel, exibindo uma nova aba com as funções probabilísticas. Com ele é possível determinar correlações entre variáveis, fixando parâmetros dependentes entre si: a escolha da cidade determina a insolação e o ICMS, por exemplo.

Com as variáveis definidas (máximo, mínimo e distribuição) e as correlações estabelecidas, o usuário deve eleger a quantidade de simulações e as iterações por simulação. Em outras palavras, o programa pode gerar uma simulação com 100.000 combinações aleatórias ou, por exemplo, três simulações com 20.000 combinações em cada. Para cada simulação, o modelo calcula uma distribuição de probabilidade de resultados. Quanto mais interações, maior a confiabilidade de cada simulação.

A simulação de Monte Carlo foi rodada com três dimensões de sistema: 1,5 kWp, representando sistemas pequenos capazes de suprir a demanda média residencial brasileira de 167 kWh; 5,0 kWp, representando sistemas médios, consoante com a capacidade média de sistemas fotovoltaicos nos EUA (5,0 kWp) e Alemanha (6,0 kWp), além de ser representativo do perfil do atual consumidor de sistemas fotovoltaicos no Brasil e, por fim, 10 kWp, por ser o limite máximo da legislação brasileira, e representar sistemas condominiais com o maior ganho de escala permitido dada a regulamentação vigente.

Em todas as dimensões dos sistemas, para cada capital brasileira, foram considerados os menores preços praticados no mercado como investimento inicial, assumindo que se trata de produto recente no mercado e, conseqüentemente, sem processo de fidelização à marca consolidada.

Os demais parâmetros utilizados na simulação podem ser observados no Quadro 1.

Quadro 1 - Parâmetros para a Simulação

Variável	Base de dados de referência	Parâmetros Usados
Custo de manutenção	ENBAR (2010), EPRI (2010), Kozen (2014), EPE (2012), Montenegro (2013), Lachinni e Santos (2013), Holderman (2014), Mitcher (2012).	0,5 a 1% ao ano
Insoleção anual média	Dados do Atlas Solarimétrico do Brasil (2006), Metromon 7 e PVWatts Calculator; Ineichen (2014), Suri <i>et al</i> (2007), Vignola (2001), Perez <i>et al</i> (2001)	Radiação anual média de três fontes de dados solarimétricos
Performance do sistema	Montenegro (2013), Nakabayashi (2014), Kozen (2014), Mitscher e Ruther (2012), Lacchini e Santos (2013), IEA (2014)	75% a 80%
Preço da eletricidade no presente	Preços praticados pelas concessionárias para consumidores residenciais em dezembro de 2015, segundo ANEEL.	R\$ 0,345 a R\$ 0,585 + ICMS
Reajuste anual de energia elétrica	Montenegro (2013), Nakabayashi (2014), histórico de preços de energia e da inflação disponibilizados por ANEEL e IBGE.	1% a 3%
Desgaste anual do sistema	Publicações realizadas por laboratórios de medição (JORDAN; KRUTZ, 2012) e especificações técnicas de equipamentos.	0,2% a 1%
Vida útil do sistema	Mitcher (2012), Nakabayashi (2014), Montenegro (2013), Jordan e Krutz (2012), Vignola (2014)	25 a 35 anos
Taxa de desconto anual	Montenegro (2013), Nakabayashi (2014), Kozen (2014), Mitscher e Ruther (2012), Lacchini e Santos (2013), Nakabayashi (2015)	10% a 12 %

Fonte: Os autores (2019).

Após explorar as 27 capitais com o método de Monte Carlo, uma segunda análise foi realizada em cinco cidades com o intuito de tratar como dominados os parâmetros vida útil e degradação anual. Para isto, foram contatados os 10 maiores fabricantes de sistemas fotovoltaicos brasileiros e mundiais, em um total de 15 fornecedores, que resultaram em duas respostas:

- Sistema A: 25 anos de vida útil estimada, degradação anual prevista de 0,8% ao ano.
- Sistema B: 40 anos de vida útil estimada, degradação anual prevista de 0,5% ao ano.

As cidades selecionadas foram aquelas que, na análise comparativa, apresentaram médias mais próximas das médias de suas regiões: Aracajú, Campo Grande, Curitiba, Manaus e Vitória. Os preços efetivos do mercado brasileiro para os sistemas utilizados na análise em todas as capitais e os valores dos sistemas utilizados no estudo de sistemas específicos podem ser observados no Quadro 2.

Quadro 2 – Preços de sistemas fotovoltaicos

Dimensão	Menor valor	Fabricante A	Fabricante B
1,5 kWp	R\$14295	R\$26420	R\$18435
5 kWp	R\$39550	R\$69330	R\$42040
10 kWp	R\$70800	R\$138430	R\$83850

Fonte: Os autores (2019).

## 4 ANÁLISE E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

### 4.1 Análise das Capitais Brasileiras

Analisando de forma comparada todas as capitais brasileiras, os melhores indicadores de retorno para sistemas de 1,5 kWp foram observados nas cidades de Belo Horizonte, Maceió e Belém. Para sistemas de 5,0 kWp e 10,0 kWp, os maiores indicadores estão no Rio de Janeiro, Belo Horizonte e Belém. Esta classificação revela que, por um lado, as cidades de maior insolação, localizadas no nordeste brasileiro, ficaram de fora dos três melhores resultados de retorno financeiro em sistemas de médio e grande porte, com somente Maceió figurando na lista de três melhores em sistemas pequenos.

A explicação para estes movimentos parece estar na forte influência das tarifas praticadas pelas concessionárias, uma vez que o retorno do investimento em autogeração se converte em receita no modelo como economia na conta de energia – portanto, onde a tarifa é maior o retorno do investimento é mais alto, sendo este fator mais relevante que a incidência solar.

Em adição, o preço final pago pelo consumidor tem influência da alíquota de ICMS cobrada pelo governo estadual sobre a energia elétrica, o que explica a presença de Belo Horizonte como líder em retorno de investimento de sistemas de pequeno porte: em Minas Gerais se aplica a maior alíquota de ICMS para as menores faixas de consumo, resultando no maior preço final de eletricidade do país até 150 kWh consumidos ao mês. De forma análoga, o Rio de Janeiro cobra a segunda maior alíquota do imposto para consumidores de 300 kWh ao mês ou mais, explicando os maiores retornos no investimento em sistemas de 5,0 kWp e 10,0 kWp.

As capitais com os menores indicadores de resultado financeiro corroboram esta lógica: entre os 10 menores resultados se encontram sempre as quatro cidades de menor insolação do país (São Paulo, Florianópolis, Curitiba e Porto Alegre), ao lado de cidades de altíssima insolação e baixos preços de eletricidade (Macapá, São Luís e Natal).

Considerando as regiões do país de forma ponderada, a região sul obteve os menores resultados da análise, com retorno médio anual entre 19 e 26,4% ao ano, de acordo com a capacidade do sistema. Nordeste e sudeste tiveram resultados 10% superiores à média nacional. A alta insolação com baixa variabilidade da insolação garantem uma produtividade alta e constante dos sistemas fotovoltaicos para as capitais nordestinas, que nem sempre se traduz em melhores indicadores de retorno financeiro devido ao preço praticado nessa região, abaixo da média do Brasil.

Tabela 1 - 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	R\$29165	22.41%	R\$107339	25.67%	R\$222743	27.75%
Belém	R\$36577	24.92%	R\$130531	28.51%	R\$269131	30.96%
Belo Horizonte	R\$37714	25.30%	R\$133623	28.87%	R\$275188	31.38%
Boa Vista	R\$21449	19.73%	R\$79319	22.24%	R\$166622	23.93%
Brasília	R\$24393	20.77%	R\$95836	24.27%	R\$199705	26.18%
Campo Grande	R\$27877	21.98%	R\$101032	24.91%	R\$210272	26.90%
Cuiabá	R\$27133	21.72%	R\$111029	26.12%	R\$230072	28.26%
Curitiba	R\$25542	21.17%	R\$92955	23.91%	R\$193998	25.79%
Florianópolis	R\$19392	18.96%	R\$81082	22.46%	R\$170221	24.17%
Fortaleza	R\$30974	23.04%	R\$111091	26.14%	R\$230243	28.28%
Goiânia	R\$34485	24.21%	R\$122698	27.54%	R\$253487	29.87%
João Pessoa	R\$31744	23.28%	R\$113666	26.43%	R\$235086	28.61%
Macapá	R\$10455	15.62%	R\$42720	17.55%	R\$93426	18.81%
Maceió	R\$36756	24.98%	R\$130312	28.48%	R\$268680	30.93%
Manaus	R\$27054	21.69%	R\$98000	24.53%	R\$204081	26.48%
Natal	R\$22720	20.18%	R\$100301	24.80%	R\$208505	26.78%
Palmas	R\$31168	23.10%	R\$111762	26.21%	R\$231517	28.36%
Porto Alegre	R\$26981	21.66%	R\$97671	24.49%	R\$203207	26.43%
Porto Velho	R\$28570	22.21%	R\$102994	25.15%	R\$214073	27.17%
Recife	R\$27924	21.99%	R\$100911	24.89%	R\$210007	26.88%
Rio Branco	R\$30429	22.84%	R\$109240	25.90%	R\$226470	28.01%
Rio de Janeiro	R\$33519	23.89%	R\$143962	30.17%	R\$296119	32.86%
Salvador	R\$25389	21.11%	R\$92474	23.86%	R\$193003	25.72%
São Luís	R\$24873	20.94%	R\$90843	23.65%	R\$189603	25.50%
São Paulo	R\$16742	18.00%	R\$73935	21.58%	R\$155942	23.20%
Teresina	R\$32567	23.57%	R\$116320	26.77%	R\$240712	28.99%
Vitória	R\$29118	22.40%	R\$104959	25.38%	R\$217847	27.42%
<b>BRASIL</b>	<b>R\$27804</b>	<b>21.91%</b>	<b>R\$103578</b>	<b>25.20%</b>	<b>R\$215184</b>	<b>27.25%</b>

Fonte: Os autores (2019).

No sudeste, as altas tarifas de eletricidade aliadas às maiores alíquotas de ICMS do país fazem com que o preço do consumo residencial de eletricidade se torne um incentivo para a autoprodução, percebido no maior retorno do investimento. Se por um lado o alto preço fez com que o Rio de Janeiro apresentasse os maiores TIR e VPL para sistemas de 5,0 kWp e 10,0 kWp, no caso de São Paulo e das cidades da região sul, o preço também elevado da eletricidade é contrabalançado pela baixa radiação solar.

Observou-se ainda que a insolação anual das capitais estudadas com radiação abaixo da média nacional – como Rio de Janeiro, Belo Horizonte e Vitória – apresentaram indicadores de retorno financeiro sensivelmente acima da média nacional explicados pelo caro preço final da energia com impostos.

Do outro lado, Natal, Recife e Salvador, com altíssimas taxas de radiação solar, resultaram em indicadores de retorno financeiro próximos à média brasileira por praticarem preços de eletricidade mais baixos – permitindo a conclusão de que o preço da energia é um fator mais determinante para o retorno do que a insolação anual, uma vez que na conversão da energia gerada em economia na conta de luz as cidades com alta insolação e baixos preços apresentam notável disparidade no resultado em termos de VPL e TIR em relação a cidades de insolação mediana e altos preços de eletricidade residencial.

## 4.2 Análise dos Sistemas Específicos

### 4.2.1 Aracajú

A capital sergipana teve a TIR deteriorada com as simulações considerando tanto as características do Fabricante A, mais caro e com 25 anos de vida útil estimada, quanto no Fabricante B, com preços próximos aos menores valores encontrados, e vida útil de 40 anos, mais longa que o máximo da seção anterior, entre 25 e 35 anos. Por outro lado, os VPLs médios para sistemas do Fabricante B foram de 35 a 55% superiores aos valores previamente encontrados.

O investimento inicial de R\$ 26.420 para sistemas de 1,5 kWp do Fabricante A foi 86% maior que o menor preço encontrado, resultando em taxa interna de retorno média de 13,45% com VPL de R\$ 7.343. Para os 5% piores cenários deste fabricante, o valor presente ficou próximo de zero, e o retorno 0,1 ponto percentual acima da Taxa Mínima de Atratividade (TMA) média de 11%, com VPL negativo (R\$ -2.410). Em sistemas de menor dimensão do Fabricante B, com investimento de R\$ 18.435, 29% acima do menor valor pesquisado, a TIR média de 20% ao ano foi cerca de 10% inferior à taxa de 22,41% encontrado na análise exploratória com a simulação de Monte Carlo em todas as capitais.

De forma análoga, os sistemas de 5 kWp e 10 kWp do Fabricante A retornaram indicadores financeiros médios de 35 a 40% mais baixos que na simulação original, enquanto sistemas de médio e grande porte do Fabricante B retornaram indicadores financeiros médios até 10% abaixo da primeira simulação em Aracaju. A TIR média da capital nordestina para sistemas de 10 kWp do Fabricante A de 16,35% ilustra ao consumidor que, mesmo com indicadores atraentes nos piores cenários, a pesquisa na compra tem grande impacto no retorno do projeto – que poderia ser de 25,16% ao ano caso a escolha fosse pelo Fabricante B.

### 4.2.2 Campo Grande

A cidade que representa a região centro-oeste, quando optante por instalações do Fabricante A, teve taxas internas de retorno mínimas com percentuais inferiores à taxa mínima de atratividade, entre 10 e 12%, atingindo VPLs negativos para os piores cenários. Na média, porém, a TIR foi superior à TMA, mesmo que por poucos pontos percentuais.

Para sistemas de 5 e 10 kWp do Fabricante A, 90% dos casos tiveram taxa interna de retorno entre 13,36% e 18,26%, uma redução substancial se considerada a faixa entre 21,74% e 30,38% encontrados na simulação anterior.

O Fabricante B, com sistemas de 5 kWp comercializados a aproximadamente R\$ 42.040, 29% acima dos menores preços praticados, obtiveram TIR média de 24,44%, aproximadamente 0,5 ponto percentual abaixo dos 24,91% da simulação de Monte Carlo com todas as capitais. Em sistemas de 10 kWp, por sua vez, a diferença apareceu novamente: TIR de 24,49% no estudo de caso, contra 26,90% anteriormente calculados. A explicação é que o Fabricante B pratica os mesmo preços, proporcionalmente, para sistemas de 5 e 10 kWp, enquanto na pesquisa nacional, os preços de sistemas de 10 kWp coletados eram inferiores aos valores de sistemas de 5 kWp.

Os valores presentes líquidos, por sua vez, oscilaram de forma diferente para os dois fabricantes: enquanto o valor das observações rodadas na seção anterior de VPL médio ficou em R\$ 27.877 para

sistemas de 1,5 kWp, houve queda para R\$ 6.387 com o Fabricante A, enquanto com o Fabricante B o maior investimento inicial resulta em maior valor presente, de R\$ 40.938. Para sistemas de 10 kWp, a alteração é ainda mais visível: com investimento inicial 29% acima do menor preço, o VPL médio do Fabricante B de cerca de R\$ 311.500 ficou quase 50% mais alto que os R\$ 210.272 encontrados na simulação anterior.

#### 4.2.3 Curitiba

A capital paranaense foi onde os sistemas do Fabricante A se mostraram menos capazes de dar um retorno de investimento acima da taxa mínima de atratividade. Não só houve VPL negativo no pior cenário em sistemas de 1,5 kWp, como em pelo menos 5% destes sistemas. O valor presente líquido de até R\$ 10.789 em 95% das simulações é quase 5 vezes menor que os R\$ 52.113 para as mesmas 95% das situações com o Fabricante B.

Em sistemas de 5,0 e 10,0 kWp, os menores indicadores de retorno do Fabricante A foram VPLs positivos, porém com TIR entre as faixas da TMA, estabelecida entre 10 e 12% na seção anterior na metodologia desta pesquisa. A taxa interna de retorno média de ambos os sistemas, calculadas em 15,11% e 15,13%, ficaram cerca de 40% abaixo dos resultados com os sistemas de melhor custo benefício avaliados na seção anterior.

O Fabricante B, com sistemas fotovoltaicos menos onerosos, maior vida útil e menor degradação, teve como resultado dos cálculos realizados taxas internas de retorno médias semelhantes aos da seção anterior para sistemas de 5,0 kWp, e 10% abaixo dos resultados da simulação anterior em sistemas com potência de 1,5 e 10,0 kWp – ou aproximadamente 2 pontos percentuais a menos.

Na região com a menor insolação e a maior variabilidade climática do país, uma opção de compra de menor relação custo x benefício, como a escolha de equipamentos do Fabricante A, pode resultar não apenas em piores retornos, mas, em algumas situações, em retorno nulo ou negativo. Ainda assim, em sistemas residenciais de médio e grande porte a taxa interna de retorno 12,74% observada em 95% dos casos supera a taxa mínima de atratividade de 12%.

#### 4.2.4 Manaus

A capital do Amazonas e representante da região Norte teve indicadores de retorno repetindo o comportamento encontrado no estudo de caso: enquanto a taxa interna de retorno diminui em todos os cenários em relação à simulação da seção anterior (sobretudo devido aos maiores investimentos iniciais), o valor presente líquido se deteriora para sistemas do Fabricante A (onde nos piores cenários têm VPL negativo), com maior preço e menor vida útil, enquanto aumenta de valor para sistemas do Fabricante B, com maior vida útil e menor degradação anual.

Em sistemas de 1,5 kWp, a TIR média encontrada na seção anterior de 21,69% foi reduzida para 12,94% e 19,48% quando analisadas as opções de compra dos fabricantes A e B, respectivamente. O VPL, por sua vez, antes estimado com média de R\$ 27.050, foi reduzido para R\$ 5.736 quando utilizados equipamentos do Fabricante A, e elevado para R\$ 39.750 quando simulada a aquisição do sistema do Fabricante B.

Em sistemas de 5,0 kWp, a diferença de investimento do menor valor – R\$ 39.550, utilizado na seção anterior – para o Fabricante B – R\$ 42.040 – resulta em um valor presente médio antes em R\$ 98.000, agora calculado R\$ 151.334. Neste caso, a TIR teria variado de 24,53% da seção anterior para 24,11%, uma pequena alteração anual com grande impacto no resultado final devido ao alongamento do prazo do investimento de 30 para 40 anos.

No caso dos sistemas de 10,0 kWp, a diferença de preço do Fabricante A (R\$ 138.430) para o Fabricante B (R\$ 83.850) resultou em TIR média do Fabricante A de 15,57%, quando seu concorrente analisado teve TIR média de 24,15% ao ano. Neste cenário, o VPL médio do Fabricante B acima de R\$ 302.000 seria reduzido para cerca de R\$ 74.500 caso se optasse pelo Fabricante A.

#### 4.2.1 Vitória

A capital do Espírito Santo e representante da região sudeste obteve o segundo melhor resultado em indicadores de retorno no estudo de sistemas específicos analisados, alcançando taxas internas de retorno anual médio entre 20,00% e 24,90% para o Fabricante B, e entre 13,45% e 16,15% para o Fabricante A.

Nos sistemas de pequeno porte, mais uma vez a TIR de sistemas do Fabricante A ficou abaixo da TMA máxima de 12% em pelo menos 5% dos casos, quando o retorno não passou de 11,20%. Nestes cenários de menor retorno, o VPL mínimo chegou a um valor negativo de R\$1960 para um investimento de R\$ 26.420, com um prazo de 25 anos, ilustrando as perspectivas de uma escolha de compra mais onerosa e com menor durabilidade reduzir drasticamente a atratividade e elevar o risco do investimento.

Em sistemas de médio porte do Fabricante A, a TIR ficou acima de TMA, com média de 16,13%, indicando um investimento de retorno aceitável, ainda que a TIR média com os sistemas de menor custo tenha ficado em 25,38% na seção anterior, enquanto o Fabricante B resultou em TIR médio de 24,86%. O valor presente líquido repetiu o comportamento dos sistemas de 1,5 kWp, sendo reduzido em 60% quando considerado o Fabricante A e aumentado em 53% quando comparado o de menor custo utilizado na seção anterior.

Nos sistemas de 10,0 kWp, o VPL médio do sistema de menor valor em Vitória, calculado nas simulações rodadas em 27 capitais, foi de R\$ 217.847, valor que é diminuído para R\$ 85.203 nas simulações com o sistema do Fabricante A, e elevado para R\$ 322.356 nas simulações com o sistema do Fabricante B.

## 5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

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.

Em trabalhos recentes, ou foi observada a não recomendação do investimento em energia fotovoltaica residencial no Brasil (MONTENEGRO, 2013; LACCHINI; SANTOS, 2013; HOLDERMANN; KISSEL; BEIGEL, 2014) ou a análise só resultou em indicadores de retorno financeiro favoráveis em condições específicas (MITCSCHER; RÜTHER, 2012; NAKABAYASHI, 2014; EPE, 2015).

Os resultados observados das análises de investimento realizadas neste estudo para sistemas fotovoltaicos residenciais nas 27 capitais brasileiras permitem observar que: 1) os indicadores de retorno médios indicam atratividade em todas as situações considerando o sistema de menor preço; 2) a insolação anual é menos relevante no cálculo dos resultados que os preços praticados pelas distribuidoras de eletricidade; 3) a dimensão do sistema é impactante para seu retorno econômico.

A atratividade de sistemas fotovoltaicos no país, de um modo geral, fica evidente quando todos os sistemas simulados na seção 4.1, mesmo nas piores condições possíveis, apresentaram taxas de retorno satisfatórias e valor presente líquido positivo. Este é o caso dos sistemas de pequeno porte, quando, na média, os menores VPL esperados são de R\$ 10.455 com TIR de 15,62% em Macapá, enquanto os valores médios no país foram de R\$ 27.804 com TIR de 21,91%, para um investimento inicial com cerca

de R\$ 14.300 em horizonte médio de 30 anos. Isto se deve, em boa medida, às altas taxas de radiação solar observadas no país, fazendo com que a geração energética a partir da matriz solar seja uma fonte extremamente produtiva mesmo em áreas urbanas.

A dimensão do sistema mostrou-se um fator relevante na decisão de compra: em uma mesma cidade, um sistema de 10 kWp apresenta taxas de retorno médias entre 20 e 38% maiores que as taxas internas de retorno de um sistema de 1,5 kWp. Levando em consideração sistema de 5,0 kWp, os resultados são majorados de 12 a 26% em relação aos sistemas de menor dimensão – um ganho anual de 1,5% a 2,5% acrescidos na TIR. A análise da variação dos retornos em relação à dimensão dos sistemas corrobora as escolhas de europeus e americanos, onde, em mercados com 10 a 20 anos de existência, se observam sistemas médios de 5 a 6 kWp. A aquisição de sistemas de pequeno porte, para uso individual ou de famílias pequenas, é duplamente penalizada: por um lado, a compra do sistema se torna proporcionalmente mais barata conforme a capacidade aumenta, por outro, o preço da energia e a alíquota de ICMS tendem a ser menores para as mais baixas faixas de consumo.

No que tange o estudo de sistemas específicos, observou-se que a pesquisa de preços é impactante nas taxas de retorno. Os sistemas do Fabricante A, com preços até 86% superiores aos menores preços encontrados, resultaram em VPLs insatisfatórios no panorama geral, com prejuízo em pelo menos 5% das observações nas cinco cidades estudadas. Por outro lado, a maior durabilidade prometida pelo Fabricante B, de 40 anos – contra a média de 30 anos utilizada no modelo de estudo das 27 capitais – ocasionou VPLs até 40% superiores aos encontrados na mesma cidade com sistemas de menor preço.

A escolha de cinco cidades com perfil médio de suas regiões fez com que os casos de radiação solar e preços de eletricidade extremos fossem excluídos, permitindo a observação das diferenças regionais de modo mais claro. Assim, a região nordeste, representada por Aracajú, teve os maiores indicadores de retorno, enquanto a região sul, representada por Curitiba, teve os mais baixos índices financeiros encontrados. Cabe notar que, conforme salientado nos levantamentos solarimétricos nacionais (ABINEE, 2012), as regiões de baixa radiação solar brasileiras ainda recebem 40% mais radiação que as melhores regiões da Alemanha, e, no caso de Curitiba, resultaram em taxas internas de retorno médias acima de 15% ao ano para os sistemas de 5,0 kWp de pior relação custo-benefício avaliados, do Fabricante A – chegando a aproximadamente 24% de TIR ao ano com sistemas de melhor relação custo-benefício encontrados.

A metodologia aplicada neste estudo pode ser utilizada em outros casos de análise de investimento, mantendo a lógica de estabelecer intervalos e distribuições de frequência para as variáveis que não são controláveis, para assim poder observar resultados como chances de ocorrência. A utilização de variáveis estatísticas em detrimento de cenários determinísticos incorpora o risco ao modelo, permitindo o estabelecimento de intervalos de confiança e curvas de probabilidade dos resultados. Na análise de sistemas específicos, ainda que o VPL médio seja positivo, o método de Monte Carlo revelou o risco de prejuízo com a aquisição de um sistema do Fabricante A em pelo menos 5% dos cenários, risco este não apontado em outras escolhas de compra. De modo análogo, o “risco do sucesso” dos melhores cenários de cada cidade revelaram que os fatores preponderantes para o melhor retorno de investimento em sistemas fotovoltaicos são, nesta ordem: preço da energia elétrica consumida; custo de aquisição do sistema fotovoltaico; capacidade do sistema; radiação solar e vida útil.

No caso de sistemas fotovoltaicos de geração de energia residencial para autoconsumo, outros estudos podem ser realizados, como: a atualização dos valores de eletricidade e dos sistemas fotovoltaicos, cujos preços são fortemente influenciados pela regulação governamental e variação cambial; a análise de investimento em outras áreas além das capitais brasileiras, como pequenas e médias cidades e regiões rurais. Quanto mais abruptas as variações no mercado, como as observadas em 2013 (descontos na conta de luz entre 18% e 25%) e 2015 (reajustes na conta de luz de até 50% e desvalorização do dólar de 50%), mais importante torna-se atualizar os preços vigentes.

Outros estudos possíveis residem no campo da análise de indicadores de retorno ambiental, uma vez que a decisão de investimento em energia fotovoltaica não é uma escolha puramente econômico-financeira, por se tratar de uma matriz energética limpa, de fonte inesgotável e com baixo impacto ecológico. Neste sentido, é possível direcionar o modelo estatístico para o cálculo das probabilidades de ocorrência, em cada localidade analisada, de índices como o saldo de emissões evitadas, emissões por kWh de energia elétrica produzida, o saldo energético do sistema, entre outros indicadores ambientais existentes.

## REFERÊNCIAS

ANEEL. Nota Técnica 0017/2015. **Análise do Impacto Regulatório (resolução 482/2012)**. Brasília, 2015. Disponível em <[http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2015/026/documento/nota\\_tecnica\\_0017\\_2015\\_srd\\_-\\_anexo\\_iv\\_-\\_formulario\\_de\\_air.pdf](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2015/026/documento/nota_tecnica_0017_2015_srd_-_anexo_iv_-_formulario_de_air.pdf)>. Acesso em 01 dez. 2017.

ANEEL. Resolução 482 de 17 de abril de 2012. **Condições gerais para microgeração e minigeração distribuídas**. Brasília, 2012.

BHIMANI, Alnoor; HORNGREEN, Charles T.; DATAR, Srikant M.; FOSTER, George. **Management and Cost Accounting**. Prentice-Hall, 4ª edição. New Jersey, Estados Unidos: 2007.

BREALEY, Richard A.; MYERS, Stewart C.; ALLEN, Franklin. **Principles of Corporate Finance**. Irwin, Estados Unidos: McGraw Hill, 2011.

CHEN, H.; VOLPE, R. P. An Analysis of Personal Financial Literacy Among College Students. **Financial Services Review**, v. 7, n. 2, 1998. p. 107-128.

DRURY, Colin. **Management and Cost Accounting**. Cengage Learning, 8ª edição. Inglaterra: 2012.

ENBAR, Nadav. **Utility/Lab Workshop on PV Technology and Systems**. Arizona, Estados Unidos: National Renewable Energy Laboratory, U.S. Department of Energy, 2010.

EPE. Inserção da Energia Solar na Matriz Elétrica Brasileira. In: Rio15. EVENTO INTERNACIONAL DE CLIMA E ENERGIA, 1., Rio de Janeiro, 2015. **Anais...** Rio de Janeiro: Ministério de Minas e Energia, 2015.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. Nota Técnica: **Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira**. Rio de Janeiro: Ministério de Minas e Energia, 2012.

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

EPRI. **Addressing Solar Photovoltaic Operations and Maintenance Challenges**. EPRI White Paper. California, Estados Unidos: Electric Power Research Institute, 2010.

GARRISON, Ray H.; NOREEN, Eric W. **Contabilidade Gerencial**. Rio de Janeiro: LTC, 2001, 9ª edição.

HOLDERMANN, Claudius; KISSEL, Johannes; BEIGEL, Jürgen. Distributed photovoltaic generation in Brazil: An economic viability analysis of small-scale photovoltaic systems in the residential and commercial sectors. **Energy Policy**, n. 67, p. 612-617. Elsevier: 2014.

HUNG, A. A.; PARKER, A. M.; YOONG, J. K. **Defining and Measuring Financial Literacy**. Working Paper, RAND Corporation, 2009.

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

INEE. **O que é geração distribuída?** Disponível em <[www.inee.org.br](http://www.inee.org.br)> Acesso em 23 ago. 2017.

INEICHEN, Pierre. Long term satellite global, beam and diffuse irradiance validation. **Energy Procedia**, v. 48, Elsevier, 2014. p.1586-1596.

JIAMBALVO, James. **Contabilidade Gerencial**. Rio de Janeiro: Gen LTC, 2009, 3ª edição.

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](http://www.nrel.gov/docs/fy12osti/51664.pdf)>. Acesso em 12 jul. 2017.

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**, v. 52, 2013. p.183-189.

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

MME - Ministério de Minas e Energia. **Boletim de Monitoramento do Sistema Elétrico**. Janeiro 2015. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/energia-eletrica/publicacoes/boletim-de-monitoramento-do-sistema-eletrico>>. Acesso em 23 nov. 2017.

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

NAKABAYASHI, Renny K. **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](http://www.abinee.org.br/informac/arquivos/mifoto.pdf)>. Acesso em 18 nov. 2017.

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

PEREZ, R.; KMIETIK, M.; ZELENIKA, A.; RENNE, D.; GEORGE, R.. Determination of the Effective Accuracy of Satellite-Derived Global, Direct and Diffuse Irradiance in the Central United States. In: ANNUAL CONFERENCE OF THE AMERICAN SOLAR ENERGY SOCIETY, 1, 2001. **Proceedings...** United States: American Solar Energy Society, 2001.

SURI, M.; HULD, T.; DUNLOP, E.; ALBUISSON, M.; LEFEVRE, M. Uncertainties in solar electricity yield prediction from fluctuation of solar radiation. In: EUROPEAN PHOTOVOLTAIC SOLAR ENERGY CONFERENCE, 22., 2007, Milão. **Anais...** Milão: EPSEC, 2007.

VIGNOLA, F. Variability of Solar Radiation Data Over Short Time Intervals. In: SOLAR, 1., 2001, Washington. **Proceedings...** Washington: American Solar Energy Society Conference, 2001.

VOSE, David. **Risk Analyses: A Quantitative Guide**. John Wiley & Sons: West Sussex, 2008.