

Energia fotovoltaica no Brasil: Uma análise de viabilidade econômica para microgeração diante do *net metering* e incentivos fiscais

Giancarlo Aquila (Universidade Federal de Itajubá) giancarlo.aquila@yahoo.com

Luiz Célio S Rocha (IF Sul de Minas) luizrochamg@hotmail.com

Paulo Rotela Junior (Universidade Federal da Paraíba) paulo.rotela@gmail.com

Edson O Pamplona (Universidade Federal de Itajubá) pamplona@unifei.edu.br

Anderson R de Queiroz (North Carolina State University) arqueiroz@ncsu.edu

Resumo:

Para fortalecer o incentivo para a geração distribuída, alguns estados no Brasil passaram a oferecer a isenção do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços para os consumidores de eletricidade que investirem em microgeração. Assim, este estudo tem como objetivo apresentar uma análise estocástica para o cálculo do Valor Presente Líquido, com o intuito de avaliar a viabilidade financeira de microgeração solar fotovoltaica no Brasil, em cidades de diferentes regiões do país, com a presença ou não, da cobrança do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços. A análise foi realizada por meio da Simulação de Monte Carlo, na qual foram consideradas incertezas sobre as premissas financeiras, e também sobre variáveis que impactam na produção de energia fotovoltaica, como: irradiância e as horas de insolação. Foram avaliados cenários em quatro cidades, e em seguida, foi aplicado o teste de Levene para avaliar a diferença estatística das variâncias entre os cenários.

Palavras chave: Energia Renovável, Microgeração, Políticas de Incentivo

Photovoltaic energy in Brazil: An economic viability analysis for microgeneration considering net metering and fiscal incentives

Abstract

As a complementary support for microgeneration, a tax exemption is already offered in some Brazilian states. Thus, this work aims to present a stochastic analysis to measure the financial viability of solar PV microgeneration in Brazil, in cities from different country regions and with or without the tax on circulation of goods and services (ICMS). The analysis was performed using Monte Carlo Simulation, in which uncertainties were considered regarding the financial assumptions, as well as variables that impact the production of photovoltaic energy, such as the irradiance level and the amount of hours of daily insolation. It was analyzed a scenario with ICMS charge over the income from the microgeneration project and another one without the ICMS charge in four cities. With the series of results obtained, the Levene test was applied to evaluate the statistical difference of the variances between the scenarios. **Key-words:** Renewable Energy, Microgeneration, Incentive Policies

1. Introdução

O uso de fontes de energia renovável (FER) reduz a dependência de combustíveis fósseis por parte de muitos países, e conseqüentemente, diminui a emissão de gases de efeito estufa (QUEIROZ, 2016). Nesse aspecto, a radiação solar possui a capacidade de produzir energia de forma limpa, além de ser inesgotável (AUDENAERT *et al.*, 2010). Com isso, governos de muitos países interessados em uma geração de energia mais sustentável, têm formulado políticas para incentivar um maior aproveitamento da tecnologia fotovoltaica (FV)

(RADOMES JR. e ARANGO, 2015).

Diante desse contexto, o *net metering* é um mecanismo que tem sido importante para estimular a disseminação de pequenos sistemas solar FV (DUFO-LÓPEZ e BERNAL-AGUSTÍN, 2015). Essa estratégia se baseia em compensar financeiramente o consumidor por cada unidade de geração de energia elétrica, produzida pelo sistema solar FV, fornecida para a rede elétrica (DARGHOUT *et al.*, 2016). E devido a essa política, a geração de energia elétrica a partir de sistemas FV instalados pelo próprio consumidor tem sido uma alternativa interessante para muitas famílias (YAMAMOTO, 2012).

De acordo com Bayod-Rújula(2009), o processo de liberalização do setor elétrico em muitos países nas últimas décadas, também favoreceu o crescimento de pequenos sistemas de geração de energia elétrica a partir de FER. Nas últimas décadas, o Brasil presenciou tanto a abertura do setor elétrico (SILVA *et al.* 2016), quanto a realização de estratégias para incentivar o uso de algumas FER, para amenizar a dependência de grandes usinas hidrelétricas na matriz energética (AQUILA *et al.* 2016).

Em 2012, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) por meio da resolução nº 482/2012 introduziu um sistema *net metering* com o objetivo de incentivar a microgeração a partir de FER (HOLDERMANN *et al.*, 2014). No *net metering* adotado no Brasil, o consumidor que produz excedente de energia a partir do sistema de microgeração é compensado por créditos a cada unidade de energia fornecida para a rede (DÁVI *et al.*, 2016).

O *net metering* oferece uma oportunidade para atrair financeiramente o consumidor a instalar pequenos sistemas solar FV no país para atender parte da demanda de energia residencial e comercial, ao passo que também contribui com o aumento do uso de uma tecnologia que permite produzir energia elétrica de forma limpa, e que até então é subaproveitada (HOLDERMANN *et al.*, 2014).

Portanto, o presente trabalho tem como objetivo apresentar uma análise estocástica para avaliar a viabilidade financeira de microgeração solar FV no Brasil, em cidades de diferentes regiões do país e com a presença ou não, da cobrança do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS). Tal isenção do imposto já é oferecida em alguns estados brasileiros e constitui um apoio complementar a geração distribuída (SOUZA e CAVALCANTE, 2016).

2. Energias renováveis no Brasil e a inserção da energia solar FV

Apesar da recente liberalização do setor elétrico brasileiro, iniciada em 1996, ainda é notável a intervenção governamental, já que a maioria dos ativos de geração permanece sob o controle estatal (SILVA *et al.*, 2016). Além disso, o país possui uma agência reguladora para o setor, a ANEEL, criada em 1997 e um operador independente do sistema, criado em 1998 para controlar e operar a geração e transmissão de energia elétrica na rede (TOVAR *et al.*, 2011).

No que concerne ao mercado de energias renováveis, também houve a intervenção governamental, por meio de políticas direcionadas para alavancar o aproveitamento de fontes alternativas no país (AQUILA *et al.*, 2017). A primeira grande iniciativa foi a criação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (PROINFA), promulgado pela Lei nº 10.438/2002, com o objetivo de contratar 3.300 MW de projetos de geração de energia elétrica a partir das fontes eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétrica (SILVA *et al.*, 2016).

Atualmente, o principal meio de contratação de projetos no país ocorre por meio de leilões públicos organizados pelo governo (MASTROPIETRO *et al.*, 2014), sendo que projetos que utilizam fonte solar FV também têm sido contratados via leilões, desde 2014. Apesar de a

energia solar FV ainda não se destacar na geração de eletricidade no país, o crescimento da capacidade instalada para gerar energia elétrica aumentou cerca de 6.130% de 2010 até 2015.

De acordo com o IEA (2014), a expectativa é de que o custo para a instalação de novos sistemas FV em escala residencial seja reduzido de 201 US\$/MWh para 78 US\$/MWh até 2050. Além disso, os investimentos em energia solar FV para a geração de eletricidade cresceram em escala mundial de US\$ 11,9 bilhões para US\$ 161,0 bilhões no período 2004-2015 (IRENA, 2016).

Visto que o consumidor consegue obter economia com os gastos de energia elétrica, por meio dos créditos gerados, de forma similar a uma renda para o indivíduo que investe na microgeração elétrica, torna-se relevante aplicar uma ferramenta robusta para a análise de viabilidade econômica para esse tipo de projeto. Conforme é sugerido na literatura existem riscos envolvidos em projetos de microgeração de energia elétrica, o que torna a abordagem estocástica necessária para analisar a viabilidade dos projetos (ARNOLD e YILDIZ, 2015). Neste intuito, a SMC será utilizada neste trabalho.

3. Análise de Viabilidade

3.1 Produção da energia elétrica por meio de painéis FV

A energia proveniente do sol é a fonte mais abundante do planeta, além disso, é não poluente e está gratuitamente disponível. Sua produção ocorre com conversão da luz solar em eletricidade, utilizando painéis FV ou sistemas de energia solar concentrada, baseada em lentes ou espelhos. Na produção de energia solar FV, tanto a tensão quanto a corrente são função da luz que incide sobre o equipamento utilizado para a conversão (SHUKLA *et al.*, 2016).

A produção de energia solar FV depende do nível de insolação, portanto, é crucial para o planejamento técnico e econômico de sistemas FV, a estimativa da potência resultante, sendo importante considerar a variação nos insumos determinantes para o cálculo da potência (NAVABI *et al.*, 2015). A Equação 1 apresenta o cálculo da potência gerada por um painel FV.

$$P = \eta \times I_m \times A \quad (1)$$

Onde P é a potência gerada (kW); η é o rendimento dos painéis FV (adimensional); I_m é a intensidade da radiação média mensal (kW/m²); e A é a área dos painéis FV (m²).

De posse da potência do painel, é possível estimar a quantidade de energia produzida pelo equipamento em determinado período. A Equação 2 apresenta o cálculo para a produção de energia.

$$E = P \times t \quad (2)$$

Onde E é a quantidade de energia produzida (KWh); P é a potência gerada (kW); e t é o tempo de duração da insolação (horas).

Neste trabalho, serão utilizados 20 painéis FV da marca Kyocera, modelo KD135SX-UPU, sendo que cada um apresenta os seguintes parâmetros: área total = 1.002 m² e rendimento (η) = 11.85%. O rendimento foi calculado considerando dados fornecidos pelo fabricante, tais como potência máxima obtida de 95 W para uma radiação média de 800 W/m². Ou seja:

$$\eta = \frac{P}{I_m A} = \frac{95}{800 \times 1.002} = 0.1185 = 11.85\% \quad (3)$$

No presente trabalho serão consideradas as incertezas referentes à produção de energia do sistema FV para realizar a análise de viabilidade financeira. Nesse aspecto, duas variáveis ambientais serão determinantes para a produção de energia: o nível de irradiância, em kW/m² e a quantidade, em horas, de insolação diária para cada mês do ano. Para incluir essas incertezas, serão identificadas e incorporadas às distribuições de probabilidade que melhor representam as incertezas, para cada mês nos locais em que serão feitas as análises. No cálculo da geração anual de energia, simplesmente serão somadas as produções mensais simuladas para cada ano.

3.2 Análise de Viabilidade Econômica

A análise de viabilidade econômica é realizada com o objetivo de auxiliar a tomada de decisão para indicar se um investimento deve ou não ser realizado. Dentre os critérios utilizados na análise, o mais utilizado em estudos da literatura envolvendo a análise financeira de projetos de geração a partir de FER é o Valor Presente Líquido (VPL) (ERTÜRK, 2012). O objetivo do VPL é calcular o valor presente de um fluxo de pagamentos futuros, formados pela diferença entre entradas e saídas de caixa, e descontados a uma taxa de desconto estipulada (Petkovic *et al.*, 2016). De acordo com Johnson (1994), o VPL é um critério fácil de entender, convincente e prático, até mesmo para aqueles que não estão envolvidos no projeto e tem pouco conhecimento sobre análise de investimentos.

Um VPL equivalente a zero indica que o investidor recuperou completamente o capital investido, de acordo com uma apropriada taxa de desconto (ARNOLD e YILDIZ, 2015). Já um VPL negativo indica que o investimento não é capaz de compensar os custos de oportunidade, e um VPL positivo sinaliza que o investimento é viável (PETKOVIC *et al.*, 2016). Entretanto, vale ressaltar que, por meio de variáveis aleatórias serão consideradas a presença das incertezas que podem ocorrer nas variáveis de entrada do fluxo de caixa, e que representam fatores de risco para os resultados do VPL.

No que concerne a taxa de desconto (r) utilizada para a análise de viabilidade do sistema de microgeração FV, utilizou-se o *Weighted Average Cost of Capital* (WACC) para o cálculo da taxa. Tal metodologia foi utilizada em outros estudos relacionados a análises financeiras para tecnologias ligadas a FER, como os de Aquila *et al.* (2016) e Ertürk (2012), além de ser recomendada pelo *Clean Development Mechanism's Executive Board* no anexo *Guidelines on the Assessment of Investment Analysis* (UNFCCC, 2011).

O WACC é calculado de acordo com a equação a seguir:

$$WACC = k_d D(1 - \tau) + k_e E \quad (4)$$

Onde k_d representa o custo de capital de terceiros; D denota a fração de capital de terceiros (%); τ é a alíquota de imposto de renda; k_e representa o custo de capital próprio; e E denota a fração de capital próprio (%).

Entretanto, como este estudo se trata de uma análise de viabilidade financeira de um projeto de microgeração residencial, em que não é cobrado imposto de renda, a Equação 4 é modificada, retirando a alíquota de imposto de renda do cálculo do WACC.

Para o cálculo do custo de capital de terceiros, foi utilizada a Equação 5, tal como em Aquila *et al.* (2016) e Ertürk (2012):

$$k_d = R_f + pRisk + R_B \quad (5)$$

Onde R_f é a taxa livre de risco; $pRisk$ denota prêmio pelo risco da dívida; e R_B representa o risco país.

Em relação ao custo de capital próprio, adotou-se o modelo *Capital Asset Pricing Model* (CAPM). Assim como em Aquilaet *al.*(2016) e Erturk(2012) foi acrescentado o risco país, conforme é possível averiguar na Equação 6:

$$k_e = R_f + \beta(R_M - R_f) + R_B \quad (6)$$

Onde β denota o beta alavancado e mensura o risco do projeto associado ao mercado; R_M corresponde ao risco de mercado.

Neste estudo, o beta alavancado foi obtido a partir de um beta desalavancado para o setor de energias renováveis, elencado na tabela de betas setoriais de Damodaran (2016) e equivalente a 0,70. Na Equação 11 é mostrado o cálculo do beta alavancado:

$$\beta = \beta_d \times \left[1 + \frac{D_v}{E_p} \times (1 - \tau) \right] \quad (7)$$

Onde β_d é o beta desalavancado

Semelhante ao que foi feito na Equação 4, a Equação 7 foi modificada e a influência da alíquota de imposto de renda foi retirada. Na Tabela 1 constam os valores das variáveis determinísticas utilizados para o cálculo do WACC.

Parâmetro	Valor	Fonte
R_f	1.78%	Average value of 10-year US Treasury bond from 01/04/2016 to 11/30/2016
$pRisk$	3.37%	ANEEL (2016)
R_B	2.62%	ANEEL (2016)
R_M	9.34%	ANEEL (2016)
Inflação (USA)	2.41%	ANEEL (2016)
K_d	7.77%	Equação 5
K_e	9.69%	Equação 6

Tabela 1 – Parâmetros para o cálculo do WACC

Uma importante observação a ser destacada, é que nas análises financeiras não foram considerados valores inflacionados ao longo dos períodos. Portanto, foi descontada a inflação de 2.41%, equivalente à taxa de inflação dos EUA, para os valores de k_d e k_e . O valor final do WACC será estocástico, pois será incorporada a incerteza para o capital de terceiros (D), por meio de uma distribuição de probabilidade uniforme com valores entre 0 a 100%. Consequentemente a composição de capital próprio (E) também irá variar durante as simulações, dado que é igual a $1 - D$.

4. Materiais e Métodos

No presente estudo utilizou-se o método de modelagem e simulação, pois foram modelados fluxos de caixa para diferentes períodos, considerando as premissas financeiras para um projeto de instalação de microgeração solar FV. Analisou-se a viabilidade do sistema em quatro cidades brasileiras localizadas em diferentes regiões do país e que representam locais com distintos níveis de radiação solar: Belém, no estado do Pará; Petrolina, no estado do Pernambuco; Uberaba, no estado de Minas Gerais; e Uruguaiana, no estado do Rio Grande do Sul. É importante salientar, que em todos os locais foi analisado um cenário com a cobrança de ICMS sobre a economia obtida com o projeto de microgeração e outro sem a cobrança de ICMS.

Para incorporar as incertezas nas variáveis de entrada que impactam nos resultados de VPL foi utilizada a SMC. O procedimento inicial para a aplicação da metodologia foi coletar os dados de entrada do fluxo de caixa que impactam nos resultados de VPL. Para obter os dados de tarifa de energia pagos pelo consumidor residencial, foram coletadas as tarifas cobradas até

dezembro de 2016 pelas concessionárias de distribuição que atuam em cada cidade analisada. As tarifas são determinadas pela agência reguladora, ANEEL, e os dados coletados foram utilizados para atribuir o preço da tarifa, sendo os reajustes fixados em 2,3%, conforme (HOLDERMANN et al. 2014).

Para a taxa de juros do financiamento obtido para a aquisição do sistema FV, considerou-se a taxa correspondente ao k_d . O sistema de amortização utilizado é o Sistema de Amortização Constante (SAC), sendo que na SMC, a parcela de capital de terceiros variou de 0 a 100% e o prazo de quitação do financiamento variou entre 5 a 25 anos.

O investimento referente à aquisição do sistema composto pelos 20 painéis fotovoltaicos é equivalente a US\$ 5.223,54. Essa quantia foi calculada a partir do valor de £1.941,50/kW indicado pelo departamento de energia e mudança climática do governo do UK (DECC, 2016) para sistemas com capacidade até 4 kW, sendo o valor de £1.941,50/kW multiplicado por 1,9 kW de capacidade instalada do projeto em análise e pelo ajuste cambial de 1,5 US\$/£. Além do valor de investimento, o sistema possui um custo de O&M anual com o valor de 0,5% do investimento inicial, baseado em Holdermann et al. (2014). Na Tabela 2 constam as distribuições de probabilidade e os respectivos parâmetros para as premissas financeiras.

Parâmetro	Distribuição	Mínimo	Máximo	MaisProvável
Investimento (US\$)	Triangular	5.827,28	6.427,28	5.827,28
Tempo de vida do equipamento (anos)	Triangular	20	25	20
Custo de O&M anual (%)	Fixado			0,5%
Tarifa em Belém (US\$/kWh)	Triangular	0,09271	0,15185	0,12228
Tarifa em Petrolina (US\$/kWh)	Triangular	0,08559	0,11423	0,09991
Tarifa em Uberaba (US\$/kWh)	Triangular	0,09564	0,14732	0,12148
Tarifa em Uruguaiana (US\$/kWh)	Triangular	0,07314	0,13883	0,10599
ICMS em Belém (%)	Fixado			25%
ICMS em Petrolina (%)	Fixado			25%
ICMS em Uberaba (%)	Fixado			18%
ICMS em Uruguaiana (%)	Fixado			30%
Reajustetarifário anual (%)	Fixado			2,3%
Prazo de amortização (years)	Uniforme	5	25	
Capital de terceiros (%)	Uniforme	0	100	
Capital próprio (%)	Calculado			
WACC (%)	Calculado			

Tabela 2 – Distribuições de probabilidade e parâmetros para as premissas financeiras

O investimento referente à aquisição do sistema composto pelos 20 painéis fotovoltaicos é equivalente a US\$ 5.827,28. Esse valor foi calculado a partir do valor indicado pelo departamento de energia e mudança climática do governo do Reino Unido (DECC, 2016) de £2044,66/kW para sistema com capacidade até 4 kW, multiplicado por 1,9 kW de capacidade instalada e pelo ajuste cambial de 1,5 US\$/£. Como uma proteção para possíveis alterações no preço do sistema de geração FV no mercado, considerou-se um acréscimo de US\$ 600,00 no valor do investimento, sendo US\$ 6.427,28 o valor máximo considerado. O valor do investimento contempla a aquisição do módulo e inversor, cabos e protetores, sistema de montagem e outros custos (desenvolvimento do projeto, conexão, etc.). Além do valor de investimento, o sistema possui um custo de O&M anual no valor de 0,5% do investimento inicial, baseado em (HOLDERMANN et al., 2014).

O cálculo da produção de energia mensal foi realizado a partir das Equações 1 e 2, com as variáveis de irradiância e horas de insolação média mensal sendo estocásticas. No que concerne às variáveis de horas de insolação, também foram incorporadas as incertezas a partir de distribuições de probabilidade compatíveis para cada mês do ano em cada cidade, conforme é mostrado na Tabela 3. Os dados de horas de insolação médias mensais, para cada

cidade analisada, foram obtidos a partir do INMET (2016). Com base nesses dados, foram definidos os parâmetros para as distribuições de probabilidade desta variável, utilizando-se o software Crystal Ball®. Em relação ao nível de irradiância, considerou-se a distribuição triangular, cujos parâmetros estão listados na Tabela 4, estimados de acordo com a faixa de radiação solar mensal e horas de insolação indicado no Atlas Solarimétrico do Brasil (TIBA, 2000) para cada cidade analisada.

Mês	Belém	Petrolina	Uberaba	Uruguaiana
Jan	Valor Extremo Mínimo ($\alpha = 4,96$; $\beta = 0,67$)	Valor Extremo Mínimo ($\alpha = 8,89$; $\beta = 1,13$)	Valor Extremo Máximo ($\alpha = 5,22$; $\beta = 0,99$)	Valor Extremo Mínimo ($\alpha = 9,13$; $\beta = 0,92$)
Fev	Valor Extremo Máximo ($\alpha = 3,47$; $\beta = 0,92$)	Valor Extremo Máximo ($\alpha = 7,78$; $\beta = 0,77$)	Valor Extremo Máximo ($\alpha = 6,07$; $\beta = 1,03$)	Valor Extremo Mínimo ($\alpha = 7,68$; $\beta = 1,33$)
Mar	Weibull ($\alpha=0$; $\delta = 4,43$; $\beta = 4,40$)	Weibull ($\alpha=0$; $\delta = 8,25$; $\beta = 8,34$)	Valor Extremo Mínimo ($\alpha = 7,07$; $\beta = 1,00$)	Valor Extremo Mínimo ($\alpha = 7,57$; $\beta = 1,11$)
Abr	Valor Extremo Mínimo ($\alpha = 4,97$; $\beta = 0,82$)	Valor Extremo Mínimo ($\alpha = 8,58$; $\beta = 0,89$)	Valor Extremo Mínimo ($\alpha = 8,35$; $\beta = 1,00$)	Valor Extremo Mínimo ($\alpha = 6,65$; $\beta = 0,72$)
Mai	Valor Extremo Máximo ($\alpha = 5,62$; $\beta = 0,95$)	Valor Extremo Mínimo ($\alpha = 8,05$; $\beta = 0,92$)	Valor Extremo Mínimo ($\alpha = 8,49$; $\beta = 0,60$)	Valor Extremo Mínimo ($\alpha = 5,81$; $\beta = 0,91$)
Jun	Valor Extremo Mínimo ($\alpha = 7,88$; $\beta = 0,71$)	Valor Extremo Mínimo ($\alpha = 8,01$; $\beta = 0,64$)	Valor Extremo Mínimo ($\alpha = 8,43$; $\beta = 0,66$)	Valor Extremo Máximo ($\alpha = 3,81$; $\beta = 0,58$)
Jul	Valor Extremo Mínimo ($\alpha = 8,41$; $\beta = 0,42$)	Valor Extremo Máximo ($\alpha = 7,66$; $\beta = 0,55$)	Valor Extremo Mínimo ($\alpha = 9,08$; $\beta = 0,47$)	Valor Extremo Mínimo ($\alpha = 5,41$; $\beta = 0,80$)
Ago	Valor Extremo Mínimo ($\alpha = 8,89$; $\beta = 0,40$)	Valor Extremo Mínimo ($\alpha = 9,23$; $\beta = 0,47$)	Valor Extremo Mínimo ($\alpha = 9,15$; $\beta = 0,15$)	Valor Extremo Mínimo ($\alpha = 5,84$; $\beta = 0,79$)
Set	Valor Extremo Mínimo ($\alpha = 8,54$; $\beta = 0,47$)	Valor Extremo Mínimo ($\alpha = 9,67$; $\beta = 0,38$)	Valor Extremo Máximo ($\alpha = 6,07$; $\beta = 1,03$)	Valor Extremo Mínimo ($\alpha = 6,22$; $\beta = 0,70$)
Out	Valor Extremo Mínimo ($\alpha = 8,12$; $\beta = 0,61$)	Valor Extremo Mínimo ($\alpha = 9,70$; $\beta = 0,52$)	Valor Extremo Mínimo ($\alpha = 8,59$; $\beta = 0,88$)	Valor Extremo Mínimo ($\alpha = 8,17$; $\beta = 1,31$)
Nov	Valor Extremo Mínimo ($\alpha = 7,47$; $\beta = 0,90$)	Valor Extremo Mínimo ($\alpha = 9,59$; $\beta = 1,16$)	Valor Extremo Máximo ($\alpha = 6,33$; $\beta = 0,59$)	Valor Extremo Mínimo ($\alpha = 8,84$; $\beta = 1,11$)
Dez	Valor Extremo Mínimo ($\alpha = 6,17$; $\beta = 0,85$)	Valor Extremo Máximo ($\alpha = 8,01$; $\beta = 0,82$)	Valor Extremo Mínimo ($\alpha = 6,27$; $\beta = 0,59$)	Valor Extremo Mínimo ($\alpha = 8,63$; $\beta = 1,07$)

Notação: α = local; β = escala; δ = forma.

Tabela 3 – Distribuição de probabilidade para as horas de insolação diária (médias mensais)

Meses	Belém	Petrolina	Uberaba	Uruguaiana
Janeiro	(0,80; 1,19; 0,97)	(0,63; 0,81; 0,71)	(0,73; 0,93; 0,83)	(0,75; 0,93; 0,83)
Fevereiro	(0,80; 1,19; 0,97)	(0,70; 0,90; 0,79)	(0,81; 1,06; 0,93)	(0,62; 0,78; 0,69)
Março	(0,80; 1,19; 0,97)	(0,81; 1,06; 0,93)	(0,56; 0,73; 0,63)	(0,63; 0,81; 0,71)
Abril	(0,66; 0,93; 0,78)	(0,63; 0,81; 0,71)	(0,56; 0,73; 0,63)	(0,41; 0,56; 0,48)
Maio	(0,64; 0,86; 0,74)	(0,56; 0,73; 0,63)	(0,42; 0,56; 0,49)	(0,38; 0,56; 0,46)
Junho	(0,56; 0,70; 0,63)	(0,56; 0,73; 0,63)	(0,42; 0,56; 0,49)	(0,43; 0,71; 0,56)
Julho	(0,56; 0,70; 0,63)	(0,49; 0,63; 0,56)	(0,42; 0,56; 0,49)	(0,35; 0,56; 0,44)
Agosto	(0,56; 0,70; 0,63)	(0,56; 0,70; 0,63)	(0,42; 0,56; 0,49)	(0,47; 0,66; 0,56)
Setembro	(0,56; 0,70; 0,63)	(0,62; 0,78; 0,69)	(0,56; 0,73; 0,63)	(0,56; 0,76; 0,65)
October	(0,73; 0,96; 0,83)	(0,69; 0,85; 0,76)	(0,73; 0,96; 0,83)	(0,63; 0,81; 0,71)
Novembro	(0,64; 0,86; 0,74)	(0,69; 0,85; 0,76)	(0,63; 0,81; 0,71)	(0,67; 0,82; 0,74)
Dezembro	(0,80; 1,19; 0,97)	(0,70; 0,90; 0,79)	(0,76; 1,05; 0,89)	(0,67; 0,82; 0,74)

Tabela 4 – Valores da distribuição triangular (mínimo, máximo, mais provável) das irradiâncias (kW/m²)

Após serem coletados todos os dados referentes às variáveis de entrada do fluxo de caixa e serem identificadas suas respectivas distribuições de probabilidades, aplicou-se a SMC com 10.000 simulações para obter os resultados de VPL em cada cenário, verificando-se as probabilidades do sistema FV ser viável.

Em seguida, foram coletadas as séries de resultados de VPL obtidos em cada cenário para cada cidade, e com a finalidade de comparar os riscos entre os diferentes cenários foi utilizado o teste de Levene. O teste de Levene é aplicado para comparar as variâncias entre diferentes conjuntos de dados. No caso de variâncias iguais, considera-se que os conjuntos de dados

comparados são homogêneos. A vantagem de utilizar o teste de Levene é que não é necessário a suposição de que os conjuntos de dados seguem uma distribuição normal, ver mais em (CARROLL e SCHNEIDER, 1985).

5. Resultados e Discussões

Após a realização da coleta de dados e a montagem dos fluxos de caixa, foram feitas as 10.000 simulações para os resultados de VPL para cada cenário. Por meio das simulações, foi possível verificar as probabilidades de o sistema FV ser viável para as cidades analisadas, para os cenários com e sem cobrança de ICMS. Para a cidade de Belém, a probabilidade de o projeto de ser viável para os cenários com e sem ICMS são de 74,04% e 99,97%, respectivamente. Em Petrolina, no cenário com ICMS, há 89,47% de chance de viabilidade, enquanto que com a isenção de ICMS o percentual alcança 100%. Em Uberaba, considerando a cobrança do ICMS o sistema FV teria 75,25% de chance de ser viável, enquanto com a política de isenção de ICMS a chance aumenta para 99,66%. Já em Uruguaiana no cenário com ICMS a probabilidade de ser viável é equivalente a 7,26%, enquanto com a isenção de ICMS é de 84,94%.

Os percentuais de viabilidade encontrados indicam que a política de isenção de ICMS fornece um importante complemento ao *net metering*, sendo que na cidade de Uruguaiana chega a ser determinante para tornar a probabilidade de sucesso do projeto maior do que a probabilidade de fracasso. Em Belém, Petrolina e Uberaba a política de isenção eleva a chance de viabilidade para um patamar próximo de 100%, indicando que o retorno do investimento de sistemas FV residenciais é praticamente garantido.

De maneira geral, as cidades analisadas apresentam altas probabilidades de viabilidade do projeto de microgeração FV. Isto corrobora a aptidão do Brasil para este tipo de tecnologia, uma vez que o país apresenta em diversas localidades um nível de radiação solar que permite ganhos financeiros para quem investe em microgeração FV. Mesmo para Uruguaiana, que é a cidade com piores resultados para a microgeração FV dentre as cidades analisadas, a probabilidade de viabilidade foi alta, quando considerada a presença da isenção fiscal complementando a estratégia *net metering*.

Porém, é importante ressaltar que na cidade de Uruguaiana, os níveis de radiação solar são superiores aos da Alemanha. Mesmo assim, a microgeração FV se torna inviável quando não há a isenção fiscal complementando o *net metering*. Neste contexto, o alto custo de investimento ainda se apresenta como um limitante crucial para uma política de expansão da microgeração FV.

Entretanto, as políticas de incentivo devem ser aplicadas de forma provisória até a tecnologia alcançar um amadurecimento. Conforme constata Walters e Walsh (2011) a política de mercado pode, efetivamente, promover um aumento na eficiência e a disseminação da microgeração a partir de FER.

Com a série de resultados obtida nas simulações, também foi possível obter as variâncias dos retornos financeiros para os cenários com e sem cobrança de ICMS, em cada cidade. Assim, foi possível aplicar o teste de Levene que analisa se existe diferença estatisticamente significativa entre as variâncias para cada cenário. A comparação das variâncias possibilita analisar a dispersão dos retornos para os consumidores de eletricidade que investirem em microgeração FV.

Os resultados do teste de Levene comparando a variância nos cenários, com e sem cobrança de ICMS em cada cidade, indicam que a isenção provoca diferença estatística significativa nas variâncias de VPL em todas as cidades, como é possível observar na Tabela 5.

Cidade	Com ICMS	Sem ICMS	P-value
Belém	606,150.77	1,078,490.77	0.000
Petrolina	449,311.83	808,111.44	0.000
Uberaba	492,455.56	758,159.24	0.000
Uruguaiana	497,327.91	1,045,455.29	0.000

Tabela 5 – Resultados do teste de Levene comparando a variância dos cenários com e sem ICMS.

Os resultados da Tabela 6 permitem inferir que a presença do ICMS altera o nível de risco entre as cidades. Com a cobrança de ICMS a cidade que apresenta menor dispersão dos retornos financeiros é Petrolina, já Belém é a cidade em que o risco financeiro é maior para a microgeração FV. Sem cobrança de ICMS observa-se que Uberaba é a cidade com menor dispersão de retornos, enquanto que nas cidades de Belém e Uruguaiana, o risco é maior.

O teste de Levene também foi aplicado para comparações dos cenários entre as cidades. Nos resultados, que estão indicados na Tabela 7, nota-se que na maioria dos casos, a diferença da variância dos retornos entre as cidades possuem diferença estatística significativa. Isso se deve, ao fato de serem cobradas diferentes tarifas pelas distribuidoras de cada local, e também devido aos diferentes potenciais de nível de radiação solar e horas de insolação.

Apenas na comparação entre Belém e Uruguaiana, no cenário sem ICMS, e na comparação entre Uberaba e Uruguaiana, no cenário com ICMS, é que não ocorre diferença estatística significativa da variância dos retornos. Na primeira comparação isso pode ser justificado pelo fato de nas duas cidades, as tarifas, os níveis de irradiância e as horas de insolação possuem maior variabilidade, o que gera maior variância para as duas cidades. Já na segunda comparação, a diferença de alíquota de ICMS, contribui para o nivelamento das variâncias entre as cidades, pois nota-se que sem a presença do imposto as variâncias possuem diferença estatística significativa.

Cenários	P-value (Com ICMS)	P-value (Sem ICMS)
Belém x Petrolina	0.000	0.000
Belém x Uberaba	0.000	0.000
Belém x Uruguaiana	0.000	0.120
Petrolina x Uberaba	0.000	0.001
Petrolina x Uruguaiana	0.000	0.000
Uberaba x Uruguaiana	0.623	0.000

Nota: Valores em negrito representam significância estatística

Tabela 6 – Resultados do teste de Levene comparando a variância entre as cidades analisadas.

6. Considerações Finais

Desde 2012, com a criação do sistema *net metering* no Brasil, os consumidores passaram a ter um incentivo para instalarem sistemas de microgeração limpa e com isso ter a oportunidade de obter economias no gasto com energia elétrica. Posteriormente, alguns estados têm oferecido isenção de ICMS para a microgeração, complementando o *net metering* e possibilitando incrementos nos retornos financeiros advindos do investimento em microgeração FV.

Dentro desse contexto, o presente estudo teve como objetivo apresentar uma abordagem estocástica para a análise de viabilidade de sistemas de microgeração FV, considerando a incerteza em variáveis ambientais, além de analisar o impacto da isenção de ICMS para a microgeração FV nas cidades de Belém, Petrolina, Uberaba e Uruguaiana, que se localizam em diferentes regiões do Brasil.

Os resultados da análise estocástica revelaram que a microgeração FV é viável na maioria das

cidades analisadas, apresentando apenas maior probabilidade de ser inviável na cidade de Uruguaiana, quando não ocorre a isenção de ICMS. Para incentivar o uso de microgeração FV em cidades com potencial similar a Uruguaiana são necessárias estratégias que incentivem o barateamento da tecnologia FV no país, como políticas industriais que incentivem a cadeia produtiva de equipamentos e tecnologia relacionados à produção de energia FV.

O teste de Levene revela uma dispersão menor dos retornos financeiros para os cenários em que há cobrança de ICMS, o qual é explicado por uma propriedade específica da variância. Além disso, quando se comparam os cenários para cada cidade nota-se que a respectiva alíquota do ICMS é determinante para alterar o nível de dispersão dos resultados de VPL para cada cidade. No cenário sem cobrança de ICMS, a cidade de Uberaba apresenta a menor variabilidade dos retornos, enquanto Belém e Uruguaiana apresentam a maior. Porém, quando considerada a cobrança, Petrolina passa a ser a cidade onde há menor dispersão dos valores de VPL e Belém passa a ser sozinha a cidade onde o risco é maior.

Foi possível observar que em diferentes regiões do Brasil, o *net metering* torna possível aproveitar a energia FV para microgeração. A isenção de ICMS é uma política complementar importante na atual conjuntura para disseminar essa tecnologia, principalmente em regiões onde o potencial para a fonte de energia FV é menor. A longo prazo, para tornar o país menos dependente das políticas de apoio para a microgeração, é necessário desenvolver a indústria de tecnologia FV no país e a criação de novas linhas de financiamento no mercado, direcionadas para a microgeração.

Agradecimentos

Agradecimentos à FAPEMIG, CNPq e CAPES pelo apoio financeiro e incentivo à pesquisa.

Referências

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Nota Técnica no 33 /2016–SGT/ANEEL, 2016. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2016/005/documento/ntecnica_33_sgt_ap_caiua.pdf>. Acesso em: 01 de dezembro de 2016, 2016.

AQUILA, G.; ROCHA, L.C.S; ROTELA JR., P.; PAMPLONA, E.O.; QUEIROZ, A.R.; PAIVA, A.P. Wind power generation: An impact analysis of incentive strategies for cleaner energy provision in Brazil. *Journal of Cleaner Production*, 137: 1100-1108, 2016.

AQUILA, G.; PAMPLONA, E.O.; QUEIROZ, A.R.; ROTELA JR., P.; FONSECA, M.N. An overview of incentive policies for the expansion of renewable energy generation in electricity power systems and the Brazilian experience. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 70:1090-1098, 2017.

ARNOLD, U.; YILDIZ, Ö. Economic risk analysis of decentralized renewable energy infrastructures and a Monte Carlo Simulation approach. *Renewable Energy*, 77:227–239, 2015.

AUDENAERTS, A.; DE BOECK, L.; DE CLEYN, S.; LIZIEN, S.; ADAM, J.F. An economic evaluation of photovoltaic grid connected systems (PVGCS) in Flanders for companies: A generic model. *Renewable Energy*, 35:2674-2682, 2010.

BAYOD-RUJÚLA, A.A. Future development of the electricity systems with distributed generation. *Energy*, 34:377-383, 2009.

CARROLL, R.J; SCHNEIDER, H. A note on Levene's test for equality of variances. *Statistics & Probability Letters*, 3:191-194, 1985.

DAMODARAN, A. Betas by sector (US). December 2016. Disponível em: <http://people.stern.nyu.edu/adamodar/New_Home_Page/datafile/Betas.html>. Acesso em: 01 dec. 2016, 2016.

DARGHOUT, N.R.; WISER, R.H.; BARBOSE, G.; MILLS, A.D. Net metering and market feedback loops: Exploring the impact of retail rate design on distributed PV deployment. *Applied Energy*, 162:713-722, 2016.

- DÁVI, G. A.; MARTÍN- CAMAÑO, E.; RÜTHER, R.; SOLANO, J.** Energy performance evaluation of a net plus-energy residential building with grid-connected photovoltaic system in Brazil. *Energy and Buildings*, 120:19-29, 2016.
- DAVIS, W., MARTIN, M.** Optimal year-round operation for methane production from CO₂ and water using wind and/or solar energy. *Journal of Cleaner Production*, 80:252-261, 2014.
- DECC - DEPARTMENT OF ENERGY & CLIMATE CHANGE.** Solar PV cost data. Disponível em: <<https://www.gov.uk/government/statistics/solar-pv-cost-data>>. Acesso em: 10 de dezembro de 2016, 2016.
- DUFO-LÓPEZ, R.; BERNAL-AGUSTÍN, J. L.** A comparative assessment of net metering and net billing policies. Study cases for Spain. *Energy*, 84:684-694, 2014.
- ERTÜRK, M.** The evaluation of feed-in tariff regulation of Turkey for onshore wind energy based on the economic analysis. *Energy Policy*, 45:359-367, 2012.
- HOLDERMANN, C.; KISSEL, J.; BEIGEL, J.** Distributed photovoltaic generation in Brazil: An economic viability analysis of small-scale photovoltaic systems in the residential and commercial sectors. *Energy Policy*, 67:612-617, 2014.
- IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY.** Technology Roadmap: Solar Photovoltaic Energy. Disponível em: <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/TechnologyRoadmapSolarPhotovoltaicEnergy_2014edition.pdf>. Acesso: 02 de novembro de 2016, 2014.
- INMET – INSTITUTO NACIONAL DE METEOROLOGIA.** BDMEP – Dados Históricos. Disponível em: <>. Acesso em: 29 de setembro de 2016, 2016.
- IRENA – INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY.** Data and Statistics. Disponível em: <<http://resourceirena.irena.org/gateway/dashboard/>>. Acesso em: 13 de outubro de 2016, 2016.
- JOHNSON, B. E.** Modelling energy technology choices. Which investment analysis tools are appropriate? *Energy Policy*, 22:877–883, 1994.
- QUEIROZ, A. R.; LIMA, L. M. M.; LIMA, J. W. M.; SILVA, B. C.; SCIANNI, L. A.** Climate change impacts in the energy supply of the Brazilian hydro-dominant power system. *Renewable Energy*, 99:379-389, 2016.
- MASTROPIETRO, P.; BATTLE, C.; BARROSO, L. A.; RODILLA, P.** Electricity auctions in South America: Towards convergence of system adequacy and RES-E support. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 40:375-385, 2014.
- NAVABI, R.; ABEDI, S.; HOSSEINIAN, S. H.; PAL, R.** On the fast convergence modeling and accurate calculation of PV output energy for operation and planning studies. *Energy Conversion and Management*, 89:497-506, 2015.
- PETKOVIC, D.; SHAMSHIRBAND, S.; KAMSIN, A.; LEE, M.; ANCIC, O.; NIKOLIC, V.** Survey of the most influential parameters on the wind farm net present value (NPV) by adaptive neuro-fuzzy approach. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 57:1270-1278, 2016.
- RADOMES JR., A. A.; ARANGO, S.** Renewable energy technology diffusion: an analysis of photovoltaic-system support schemes in Medellín, Colombia. *Journal of Cleaner Production*, 92:152-161, 2015.
- SHUKLA, A. K.; SUDHAKAR, K.; BARENDAR, P.** Simulation and performance analysis of 110 kWp grid-connected photovoltaic system for residential building in India: A comparative analysis of various PV technology. *Energy Reports*, 2:82-88, 2016.
- SILVA, R. C.; NETO, I. M.; SEIFERT, S. S.** Electricity supply security and the future role of renewable energy sources in Brazil. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 59:328-341, 2016.
- SOUZA, L. E. V.; CAVALCANTE, A. M. G.** Towards a sociology of energy and globalization: Interconnectedness, capital, and knowledge in the Brazilian solar photovoltaic industry. *Energy Research & Social Science*, 21:145-154, 2016.
- TIBA, C.** Atlas Solarimétrico do Brasil: Banco de dados solarimétricos. Edição universitária da UFPE, 2000.
- TOVAR, B.; RAMOS-REAL, F. J.; ALMEIDA, E. F.** Firm size and productivity. Evidence from the electricity distribution industry in Brazil. *Energy Policy*, 39:826-833, 2011.

UNFCCC – UNITED FRAMEWORK CONVENTION ON CLIMATE CHANGE. Guidelines on the assessment of investment analysis, 2012.

YAMAMOTO, Y. Pricing electricity from residential photovoltaic systems: A comparison of feed-in tariffs, net metering, and net purchase and sale. *Solar Energy*, 86:2678-2685, 2012.

WALTERS, R.; WALSH P. Examining the financial performance of micro-generation wind projects and the subsidy effects of feed-in tariffs for urban locations in the United Kingdom. *Energy Policy*, 39:5167–5181, 2011.