

SIMULAÇÕES SOBRE A VIABILIDADE ECONÔMICA DA ENERGIA SOLAR EM PERNAMBUCO

Daniel Rodrigues De Oliveira (UFPE) - danielblast@gmail.com

Profa. Patricia Silva Lessa (UFPE) - patlessa@hotmail.com

helio m de oliveira (ufpe) - hmo@de.ufpe.br

Resumo:

Apresentam-se modelos econômicos para investigar a viabilidade do investimento em geração solar de energia. As incertezas são incorporadas aos modelos, bem como a utilidade ambiental do decisor. Simulações Monte Carlo para as versões tempo-discreto foram conduzidas usando dados de Pernambuco e cercanias, em diferentes cenários. A quantidade de energia produzida pelo sistema fotovoltaico e o custo inicial da instalação aparecem como fatores-chave na decisão. O script Matlab disponibilizado possibilita a análise de projetos específicos do potencial investidor, possibilitando avaliar sua exequibilidade. Um estudo de caso é apresentado, mostrando como avaliar o projeto, usando ou não empréstimo bancário. Finalmente, sugestões sobre políticas na área de energia solar são também apresentadas.

Palavras-chave: *Energia solar, Função utilidade ambiental, Painéis fotovoltaicos, Viabilidade econômica, Fontes alternativas de energia.*

Área temática: *Mercado, economia, política e aspectos sociais*

Subárea temática: *Estratégias e políticas para energias renováveis*

SIMULAÇÕES SOBRE A VIABILIDADE ECONÔMICA DA ENERGIA SOLAR EM PERNAMBUCO

Daniel Rodrigues de Oliveira – danielblast@gmail.com
Setta Energia, Av. Mal. Mascarenhas de Moraes, 2525-B, 51.150-001 Recife
Patricia Silva Lessa – patlessa@hotmail.com
Departamento de Eletrônica e Sistemas, UFPE, Recife
Hélio Magalhães de Oliveira – hmo@de.ufpe.br
Departamento de Estatística, UFPE, Recife

Resumo. *Apresentam-se modelos econômicos para investigar a viabilidade do investimento em geração solar de energia. As incertezas são incorporadas aos modelos, bem como a utilidade ambiental do decisor. Simulações Monte Carlo para as versões tempo-discreto foram conduzidas usando dados de Pernambuco e cercanias, em diferentes cenários. A quantidade de energia produzida pelo sistema fotovoltaico e o custo inicial da instalação aparecem como fatores-chave na decisão. O script Matlab disponibilizado possibilita a análise de projetos específicos do potencial investidor, possibilitando avaliar sua exequibilidade. Um estudo de caso é apresentado, mostrando como avaliar o projeto, usando ou não empréstimo bancário. Finalmente, sugestões sobre políticas na área de energia solar são também apresentadas.*

Palavras-chave: Energia solar, Painéis fotovoltaicos, Viabilidade econômica.

1. INTRODUÇÃO

A preocupação cada vez maior com o meio ambiente no mundo inteiro, vem exigindo um grande crescimento no uso de energias limpas, sobretudo com destaque para a energia solar [Güney 2019], [Yunyan 2019]. A matriz elétrica brasileira caminha gradativamente para se tornar mais limpa, mais diversificada e intermitente, introduzindo fontes renováveis. Uma das formas de geração de energia solar mais comum se dá pelo uso de placas fotovoltaicas. O Sistema Elétrico Brasileiro (SEB), com suas dimensões continentais, possui características próprias que norteiam as principais decisões da operação e do planejamento [Pires 2000]. A estrutura da rede de transmissão do SEB é extensa e complexa, e em 2014, a rede de transmissão, em tensão acima de 230 kV, já somava mais de 116.000 km. Apesar da fonte hidrelétrica representar cerca de 60% da produção de energia elétrica do Brasil [Empresa de Pesquisa Energética 2018], esta possui severas consequências ambientais [Botelho et al. 2017], [Lees et al. 2016] que a tornam uma opção menos desejável. Visando garantir a viabilidade econômica da escolha pelo uso da energia solar é feita uma análise baseada em um modelo probabilístico utilizando a teoria da decisão como ferramenta de apoio [Campello de Souza 2007]. Eduz-se também a função utilidade, permitindo que o decisor opte pela ação mais vantajosa. É feita uma análise da escolha de se investir em um sistema de energia solar, em detrimento da energia hidrelétrica já em uso pelo cliente. Apesar de possuir um custo inicial elevado, a viabilidade econômica do sistema de energia solar depende da diferença, após o tempo de vida útil do sistema, entre o custo e a economia de dinheiro advinda do uso deste. O objetivo desta investigação é implementar modelos econômicos em simulações computacionais, usando dados de Pernambuco, para investigar a viabilidade do investimento em geração solar de energia. As variáveis levadas em consideração para o modelo são, por exemplo, a média do consumo energético, o custo de reparo e o tempo de vida útil do sistema [Gürtürk 2019], [Steffen et al. 2019], [Walley & Campello de Souza 1990], [Campello de Souza 2007]. A decisão a ser tomada (escolha de adotar ou não o sistema de energia solar) depende da expectativa probabilística de se obter lucro, além da utilidade revertida em dinheiro que o cliente valoriza a questão ambiental. O problema é avaliado para a realidade energética de 2018 em Recife, Pernambuco, Brasil. Para estimar valores das variáveis e parâmetros do modelo, foram utilizados dados da *Agência Nacional de Energia Elétrica* [Pereira & Júnior 2013], além de empresas fornecedoras de sistemas solares em Recife. O Brasil conta com cerca de 10.000 residências e indústrias de pequeno porte gerando sua própria energia, usando placas fotovoltaicas. Consumidores terão poder de minigeradores, contando com ferramentas para gerenciar sua conta. A produção excedente de energia em determinado mês pode ser compensada na forma de créditos ao consumidor. Em 2012, o governo criou o *Sistema de Compensação de Energia*. A partir de 2016, instituiu-se a possibilidade de pequenos comércios compensarem os créditos de energia entre matrizes e filiais; a utilização de créditos em um prazo maior, de 60 meses, ante os 36 meses anteriores, e a ampliação da potência máxima gerada, de 1 MW para 5 MW. O preço atingido de R\$ 144,51 por megawatt-hora no final de 2017 é o menor historicamente para a fonte solar fotovoltaica no Brasil, inferior mesmo aquele de pequenas centrais hidrelétricas. A evolução dos preços praticados pelo mercado para placas fotovoltaicas-padrão de Silício verifica o efeito Swanson [Swanson 2006]. Para a geração de eletricidade em escala comercial, o principal obstáculo tem sido o custo das células solares [Green 2019], [Sivaram-Kann 2016]. Contudo, têm-se observado reduções exponenciais nesses valores [Fu et al. 2017], e o custo das células fotovoltaicas vem caindo cerca de 20% com cada duplicação da capacidade de produção global [Swanson 2006]. Uma análise exploratória de dados foi realizada sobre a eficiência relativa à geração de energia elétrica (razão entre a radiação solar convertida em energia elétrica e seu valor total), traçando os diagramas de caixa-e-bigodes. Os gráficos foram obtidos usando o excelente aplicativo disponibilizado em <http://shiny.chemgrid.org/boxplot/> e encontram-se exibidos na Fig. 1a. Os dados estatísticos do *boxplot* das eficiências médias são mostrados na Fig. 1b. Observe que há três *outliers*. Panasonic e Sunpower oferecem placas com rendimento bem acima daqueles oferecidos no mercado. Os painéis solares mais eficientes chegam até 22,5% de rendimento, enquanto que a maioria dos painéis apresenta rendimento entre 15% e 17%. Pode-se classificar os sistemas fotovoltaicos em duas categorias: sistemas isolados e sistemas conectados à rede. Um sistema fotovoltaico isolado gera energia para o consumidor de maneira independente à rede pública, sem qualquer conexão. Como em boa parte do dia não há geração de energia, é necessário um sistema de armazenamento de energia para que se possa utilizar nesses momentos (baterias). Já no sistemas conectados à rede pública, a energia gerada é enviada para a rede de distribuição, fazendo com que não seja necessário o uso de bancos de baterias [Pinho e Galdino 2014]. Tais sistemas possuem vários pontos positivos e Ruther descreve suas principais vantagens [Ren et al. 2019], [Sato-Weidlich 2019]. Por providenciar a infraestrutura elétrica, garantindo o fornecimento de energia, a ANEEL prevê que seja cobrado um custo de disponibilidade (taxa mínima), valor cobrado pelas concessionárias por disponibilizar a energia elétrica no ponto de consumo. Dessa forma, ainda que não haja consumo de energia, o custo de disponibilidade de energia deve ser ressarcido. Tal custo é regulado pela resolução nº414 [Aneel 2018], estabelecendo os valores mínimos de acordo com os padrões de conexão.

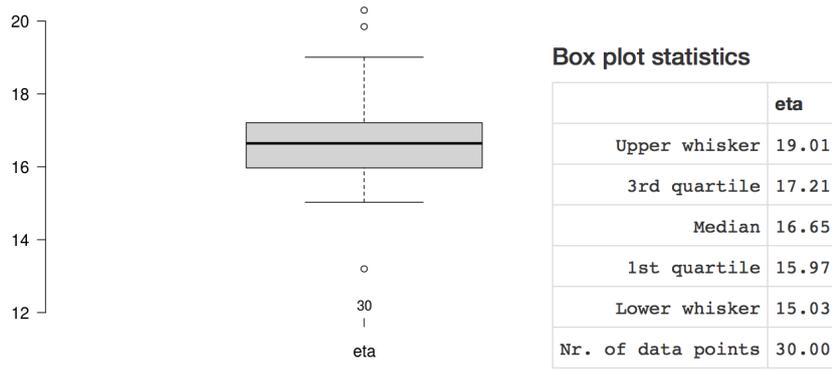


Figura 1- a) *Boxplot* para valores das eficiências médias de placas fotovoltaicas produzidas por diferentes fabricantes, b) Dados estatísticos para valores das eficiências médias de placas fotovoltaicas.

2. UM MODELO ECONÔMICO PARA GERAÇÃO DE ENERGIA SEM EMPRÉSTIMO

Tabela 1 - Variáveis envolvidas no modelo econômico.

Var.	Significado
a	Capital total disponível pelo decisor
c	Custo do equipamento solar
$I(t)$	Taxa de juros real no instante t
$D(t)$	Consumo de energia elétrica, por unidade de tempo
$A(t)$	valor pago por unidade de energia consumida
$G(t)$	Capital resultante, no tempo t , no sistema convencional
$F(t)$	Capital resultante, no tempo t , ao escolher solar
$r(t)$	Gastos $c/$ manutenção preventiva do equipamento solar
$R(t)$	Gastos com manutenção corretiva do equipamento solar
$e_p(t)$	Energia solar produzida por unidade de tempo
b	Fator de depreciação anual do equipamento solar
$S(t)$	Reajuste da tarifa de energia elétrica
U	Valor monetário associado à utilidade ambiental
T	Tempo de vida útil do equipamento solar

Denotando por $F(t)$ o capital no tempo t resultante do investimento em um sistema solar, qualquer excesso de capital é investido numa conta de poupança à taxa $I(t)$. Obtém-se, então, a seguinte equação diferencial da dinâmica de $F(t)$:

$$\frac{dF(t)}{dt} = I(t)F(t) - r(t) - R(t) + [1 + S(t)]A(t)[b.e_p(t) - D(t)] + U_{AMB}, \quad (1)$$

sob a condição inicial $F(0) = a - c$. Por outro lado, denotando por $G(t)$ o capital no tempo t resultante do investimento num sistema alternativo e supondo-se que não existem custo de reparo nem manutenção em tal sistema, obtém-se de modo similar, a equação dinâmica que rege o comportamento de $G(t)$:

$$\frac{dG(t)}{dt} = I(t)G(t) - [1 + S(t)]A(t)D(t), \quad (2)$$

desta feita sob a condição inicial $G(0) = a$. Com a ajuda de especialistas, faz-se o levantamento dos valores das variáveis do modelo. Para o custo do equipamento solar, observou-se que este fica em torno de $c = R\$ 45.000$ para uma geração de energia mensal próxima a $e_p(t) = 990$ kWh. Com o tempo de uso, porém, há uma diminuição natural na eficiência do equipamento, com taxa de degradação em torno de 0,5% a.a., de acordo com a *Canadian Solar*. A taxa de juros real é a taxa nominal, no caso a taxa *Selic* <https://www.bcb.gov.br/pec/copom/port/taxaselic.asp>, subtraída da inflação, medida pelo IPCA. Sua evolução recente pode ser vista na Fig. 2. O valor estimado para a simulação, dadas as tendências econômicas do país foi de $I(t) = 5\%$.

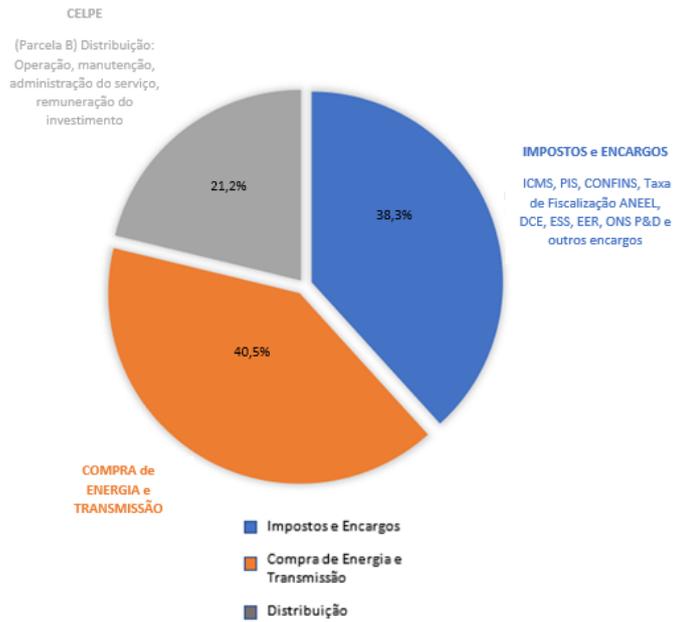


Figura 3 - Composição dos preços médios praticados em 2018 pela Celpe.
Fonte: Grupo Neoenergia.

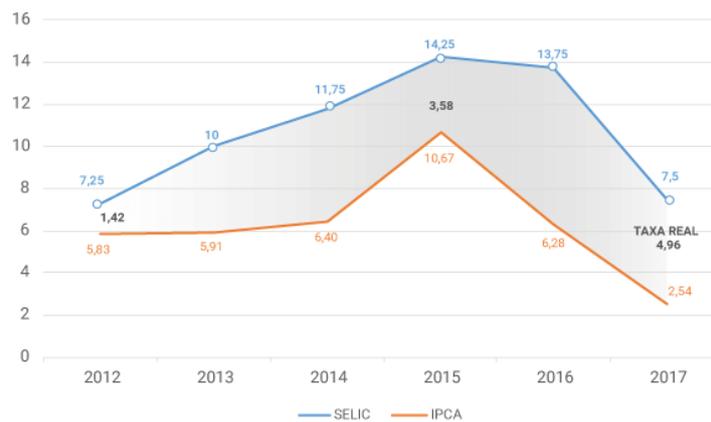


Figura 2 - Taxa Selic, IPCA e juros real no Brasil, no período de 2012-2017.
Fonte: Banco Central/Copom.

O consumo de energia elétrica por unidade de tempo, $D(t)$ é diretamente dependente do cliente. Para a simulação do modelo, avaliou-se para $D(t) = 800$ kWh. O preço da energia por unidade consumida consiste na tarifa, que é o valor cobrado ao se prestar um determinado serviço e os impostos *ICMS* e *PIS/COFINS*. Tal valor também depende do consumidor final, dada a sua classe seja baixa tensão (residencial) ou alta tensão (comercial e industrial). O valor médio em 2018 na CELPE pode ser visto na Fig. 3.

Tal tarifa é atualizada em três formas: Revisão Tarifária Periódica (a cada quatro anos, em audiências públicas); Reajuste Tarifário Anual (correção dos custos com o Índice Geral de Preços ao Mercado IGP-M); Revisão Tarifária Extraordinária (em situações excepcionais). Os últimos reajustes podem ser observados na Tab. 2, cujos valores foram retirados do portal online da CELPE. Percebe-se que o valor de reajuste médio anual nesse período foi de 10,06%. Para fins de simulação, assumiu-se $S(t) = 10\%$.

Tabela 2 - Reajustes no Preço da Energia, CELPE.

Data	Motivo	% Médio
29/04/2013	Revisão Ordinária	2,65
29/04/2014	Reajuste Tarifário	17,75
02/03/2015	Revisão Extraordinária	2,21
29/04/2015	Reajuste Tarifário	11,25
29/04/2016	Reajuste Tarifário	9,99
29/04/2017	Revisão Ordinária	7,62
29/04/2018	Reajuste Tarifário	8,89

O valor atual total do preço da energia elétrica fornecida pela Celpe é de $A(t) = R\$ 0,73$ /kWh. O custo de manutenção do equipamento é baixo, de acordo com especialistas [Elysia Energia 2018] [Power from Sunlight 2018]. Os painéis são projetados para durar mais de duas décadas (chegando a 40 anos em alguns modelos), quase não necessitando ação corretiva. Uma estimativa é que esse custo esteja na faixa de $R(t) + r(t) = (0,5 a 1,5\%) \times a$ a.a., em que a é o custo do equipamento. O valor médio do tempo de vida útil do equipamento adotado na simulação foi $T = 25$ anos, fornecido pelo fabricante. As variações típicas são no entorno deste valor.

3. UM MODELO ECONÔMICO PARA GERAÇÃO DE ENERGIA COM EMPRÉSTIMO BANCÁRIO

Um modelo similar leva em consideração a possibilidade do decisor contrair um empréstimo bancário para desembolsar o valor inicial necessário. Neste caso tem-se a taxa de juros anual paga pelo empréstimo, além de só ser possível financiar até 80% do valor total, sendo os outros 20% desembolsados como no modelo anterior. Assim, haverá inclusão de uma nova variável $J(t)$ relativa à taxa de juros anual do empréstimo. O valor do empréstimo será de $(0,8 \times c)$, ou seja, 80% do valor de investimento no equipamento solar. Esse valor pode ser dividido em até 144 meses (12 anos). Sendo Y a quantidade de anos para se pagar o empréstimo, tem-se que: para $t \leq Y$,

$$\frac{dF(t)}{dt} = I(t)F(t) - r(t) - R(t) + [1 + S(t)]A(t)[b.e_p(t) - D(t)] + U_{AMB} - J(t)\frac{(0,8c)}{Y}, \quad (3a)$$

sob a condição inicial de $F(0) = a - (0,2)c$ e para $t > Y$,

$$\frac{dF(t)}{dt} = I(t)F(t) - r(t) - R(t) + [1 + S(t)]A(t)[b.e_p(t) - D(t)] + U_{AMB}. \quad (3b)$$

A opção por continuar com a fonte de energia da rede permanece da mesma forma:

$$\frac{dG(t)}{dt} = I(t)G(t) - [1 + S(t)]A(t)D(t), \quad (4)$$

com a condição inicial $G(0) = a$.

4. SIMULAÇÃO DA FUNÇÃO UTILIDADE AMBIENTAL

A função utilidade total do problema, com o uso da qual se tomará a decisão de optar ou não pelo sistema elétrico solar é simplificada, assumindo o valor resultante após o tempo de vida útil do painel fotovoltaico em relação ao montante resultante com a energia já distribuída. Assume-se: $U_{tot} \triangleq U(F'(T) - G'(T))$, em que $U(\cdot)$ é a utilidade do decisor. Como simplificação, supõe-se uma utilidade linear, resultando na aproximação $U_{tot} \approx F'(T) - G'(T)$. Avalia-se então se a utilidade diferença é positiva (está se poupando dinheiro), negativa (perde-se dinheiro) ou nula (são monetariamente equivalentes). A partir dessa valor toma-se a decisão entre escolher ou não a energia solar.

- Se $U_{tot} > 0$, a decisão é investir no equipamento solar.
- Se $U_{tot} < 0$, a decisão é não investir no equipamento solar.
- Se $U_{tot} = 0$, se é indiferente ao investimento.

Para facilitar a aplicação do questionário, optou-se pelo uso de valores em unidades monetárias. O valor expresso em reais foi então arredondado para fins de uma mais simples análise por parte do investidor. Tal questionário foi aplicado a um possível investidor, cujas respostas foram compiladas na Tab. 3.

Tabela 3 - Questionário de educação da função utilidade pelo método de faixas superpostas (adotadas três faixas).

mínimo (R\$)	máximo (R\$)	λ	fixo P (R\$)
600,00	1.200,00	0,9	640,00
670,00	1.100,00	0,8	730,00
730,00	850,00	0,4	790,00
670,00	1.100,00	0,05	1.030,00
600,00	1.200,00	0,01	1.150,00
600,00	1.200,00	0,2	970,00
670,00	1.100,00	0,3	850,00
670,00	1.100,00	0,9	700,00
600,00	1.200,00	0,7	670,00
730,00	850,00	0,7	760,00
670,00	1.100,00	0,3	910,00
600,00	1.200,00	0,05	1.100,00
730,00	850,00	0,2	820,00

Obtém-se os valores para construir a função utilidade ambiental completa ($u_3(P)$). A partir desses valores pode-se montar a função de utilidade de *von Neumann*, na Fig. 4. Há dois pontos de inflexão presentes na curva, os quais correspondem a R\$ 700,00 e R\$ 1.030,00, onde se dá uma mudança no comportamento do investidor. Para valores da conta aumentados desde o valor inicial R\$ 600,00 até R\$ 700,00, há uma grande propensão do investidor a aceitar os acréscimos monetários devido à incorporação da energia solar na geração (aceita-se o risco, pois o adicional pago é moderado). Na zona média entre R\$ 700,00 e R\$ 1.030,00, nota-se um comportamento aproximadamente linear na qual os valores esperados são levados em consideração. Já na faixa de valores de conta de consumo de energia acima de R\$ 1.030,00, o investidor começa a apresentar *aversão ao risco*, devido ao alto acréscimo no valor da conta. O procedimento deve ser aplicado para os possíveis investidores. Pode-se levar em conta a porcentagem de energia solar presente no consumo, pois para valores diferentes em um projeto inicial, se terá diferentes funções utilidades de preferência ambiental do decisor.

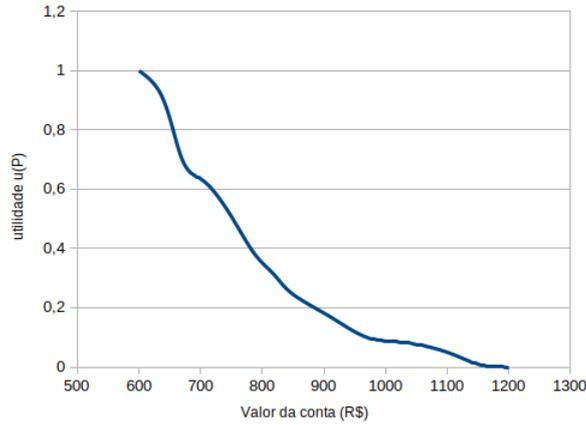


Figura 4 - Função utilidade ambiental educada. Resultados dos questionários aplicados para um decisor particular (com permissão). Usou-se um suavizador padrão. A conta mensal: R\$ 600,00.

5. SIMULAÇÃO DO MODELO ECONÔMICO PARA ENERGIA SOLAR SEM EMPRÉSTIMO BANCÁRIO

Para a simulação Monte Carlo [Hammersley 2013] foi efetuada uma discretização do modelo proposto. Assumiu-se um período de um ano para a nova variável temporal discreta k , tendo em vista que este é um período padrão na maioria das avaliações econométricas. Considera-se, portanto, a substituição $k \leftarrow t$.

$$F(k) = [I(k-1) + 1]F(k-1) - r(k-1) - R(k-1) + [1 + S(k-1)]A(k-1)[b.e_p(k-1) - D(k-1)] + U_{AMB}, \quad (5)$$

mantendo as mesmas condições iniciais.

$$G(k) = [I(k-1) + 1]G(k-1) - [1 + S(k-1)]A(k-1)D(k-1). \quad (6)$$

Decorrido um tempo correspondente à tempo de vida útil do equipamento solar, o interesse do decisor é descobrir o sinal da diferença $F(k) - G(k)$, ie, se ele é positivo ou negativo. Expresso de outra forma, deseja-se determinar se há vantagem ou perda na aquisição do equipamento solar. A diferença entre os capitais resultantes lhe dará a resposta e é considerada como sendo o *payoff* resultante. De posse dos valores dos parâmetros descritos na Tab. 1 em cada período, determinam-se então $F(k)$ e $G(k)$ em cada período discreto, $k = 1, 2, \dots, T$ e considerando-se o tempo de vida útil gerado aleatoriamente na simulação, e calcula-se a utilidade do decisor. Este processo é iterado $Nsim$ vezes, obtendo daí uma série temporal simulada contendo $Nsim$ pontos. Cada um corresponde ao valor final do *payoff*, após decorrido o tempo de vida T da simulação, a saber: $F(T) - G(T)$. Com a contagem do número de valores positivos e negativos da utilidade, as estimativas de frequência relativa (nas $Nsim$ simulações) são usadas para avaliar a frequência relativa da proporção de cenários favoráveis ($\Delta > 0$) ou desfavoráveis ($\Delta < 0$):

$$\Delta \triangleq \frac{\sum_{s=1}^{Nsim} \text{sgn} \left(F^{(s)}(T) - G^{(s)}(T) \right)}{Nsim}, \quad (7)$$

em que o índice superscrito $(\cdot)^s$ indica a s -ésima simulação Monte Carlo. Outro parâmetro de interpretação direta mede a frequência relativa de simulações nas quais o investimento em energia solar foi rentável. Tal frequência pode ser calculada por: $f = \frac{Nsim}{2} \left(1 + \frac{\Delta}{100} \right)$. Pode-se interpretar que f é a chance de se ter sucesso (retorno financeiro) na decisão pelo investimento em energia solar (expressa em intervalo de confiança IC a 95%). A consulta a especialistas possibilita estabelecer faixas típicas de valores para parâmetros do modelo. Alguns desses parâmetros permaneceram fixos nos diferentes cenários analisados, sendo eles:

- A tarifa de energia elétrica residencial, em R\$/kWh. O valor adotado foi o atual, de $A = \text{R\$ } 0,73$ por kWh, não incluindo as bandeiras usadas no modelo de tarifas atuais.
- Para ajuste da tarifa de energia elétrica foi adotada a faixa $0,09 \leq S(t) \leq 0,2$, com $\mathbb{E}(S) = 0,10\%$.
- O valor da taxa de juros real do mercado estimado para a simulação, dadas as tendências econômicas do país foi de $I(t) = 5\%$. Foi adotada a faixa $3\% \leq I(t) \leq 7\%$, com $\mathbb{E}(I) = 5\%$.
- O tempo de vida útil do equipamento solar, em anos. Foi adotada a faixa $6 \leq T \leq 50$, com $\mathbb{E}(T) = 25$ anos.
- A manutenção preventiva do equipamento solar, em R\$/ano e a manutenção corretiva também em R\$/ano, foram combinadas em um único valor, $R(t) + r(t) = 0,5\% \times a$, em que a é o custo do equipamento solar.
- O fator utilizado para levar em conta a depreciação anual do equipamento foi de $b = 99,5\%$.
- O consumo de energia elétrica em kWh/mês foi considerado como referência de uma conta padrão com $D(t) = 990$ kWh/mês. Este valor foi obtido a partir de um projeto real de um cliente que optou por energia solar em Recife.
- Para incorporar o valor da utilidade ambiental considerou-se a variável expressa por $U_{AMB} = \text{R\$ } 60,00$. Tal valor foi obtido com base na educação da função utilidade do decisor.

Outra lista complementar, porém agora com parâmetros ajustados para cada cenário particular, segue:

- O custo inicial do equipamento solar variou entre $\text{R\$ } 20.000,00 < c < \text{R\$ } 48.000,00$.
- O montante inicial disponível pelo decisor, no momento da instalação do equipamento solar (a), variou na faixa de $\text{R\$ } 48.000,00$ a $150.000,00$.
- A produção de energia do usuário, em kWh/mês flutuou entre $100 \leq e_p(t) \leq 1000$.

De posse desses valores, simulações foram conduzidas, estudando diversos cenários. A variação aqui se dá pela falta de conhecimento do preço de mercado (instabilidade e evolução de preços praticados) do equipamento solar. As variáveis são modeladas como variáveis aleatórias, alocando-se uma distribuição de probabilidades conveniente e limitando o suporte da variável na faixa de

valores especificada pelo especialista; faz-se necessário a escolha de distribuições adequadas e gerar valores verossímeis para cada variável aleatória dentro da faixa de valores especificada, em cada instante do tempo, $k = 1, 2, \dots, T$. Essas distribuições podem ser especificadas pelo especialista utilizando seus conhecimentos através de um questionário de educação [Campello de Souza 2007]. De modo simplificado, elas podem ser distribuições padrões tais como a distribuição binomial, a distribuição gaussiana, a distribuição exponencial, ou outra conveniente para modelar o comportamento da variável. O uso da distribuição binomial para incorporar as incertezas no mercado foi adotado usando-se os limites inferior e superior para a faixa obtida na consulta ao especialista. Para ilustrar, considere a taxa de juros real do mercado (item c), $3\% \leq I(t) \leq 7\%$, com valor médio de 5%. A variável aleatória que modela os juros foi $I = 3 + \text{bin}(N, p)$. O ajuste dos parâmetros da distribuição binomial foi obtido via as equações: $3 + N = 7$, e $3 + N \cdot p = 5$.

6. SIMULAÇÃO DO MODELO ECONÔMICO DA VIABILIDADE DO USO DA ENERGIA SOLAR COM EMPRÉSTIMO BANCÁRIO

Além dos parâmetros descritos, foram incluídos:

- A taxa de juros anual do empréstimo bancário subsidiado foi de $J(t) = 4,03\%$. Valor escolhido com base no Fundo Clima, do BNDES [Fundo Clima 2018].
- O número de anos previstos para amortização do empréstimo (Y), variado na faixa entre 6 e 12 anos.

Assim, o modelo proposto fica:

Para a faixa $k \leq Y$, que corresponde ao período no qual o empréstimo não foi quitado, tem-se:

$$F(k) = [I(k-1) + 1]F(k-1) - r(k-1) - R(k-1) + [1 + S(k-1)]A(k-1)[b \cdot e_p(k-1) - D(k-1)] + U_{AMB} - J(k-1) \frac{0,8c}{Y}, \quad (8)$$

Já na faixa $Y < k \leq T$, altera-se o modelo para

$$F(k) = [I(k-1) + 1]F(k-1) - r(k-1) - R(k-1) + [1 + S(k-1)]A(k-1)[b \cdot e_p(k-1) - D(k-1)] + U_{AMB}, \quad (9)$$

No caso de não ser realizado investimento em energia solar, o modelo correspondente continua o mesmo:

$$G(k) = [I(k-1) + 1]G(k-1) - [1 + S(k-1)]A(k-1)D(k-1). \quad (10)$$

7. SIMULAÇÃO DOS MODELOS ECONÔMICOS COM E SEM EMPRÉSTIMO BANCÁRIO

Foram compiladas seis simulações, diferindo em aspectos quantitativos das variáveis envolvidas. As diferenças foram classificadas levando em consideração três estados, sendo estes “otimismo” (cenários 1 e 4), “moderação” (cenários 2 e 5) e “pessimismo” (cenários 3 e 6). Os parâmetros que apresentaram maior impacto nos resultados das simulações foram o custo do equipamento solar e a energia produzida mensalmente pelo sistema de geração de energia solar. Considerando flutuações estatísticas de incerteza, através de uma distribuição binomial, este último fica sob a forma: $e_p = e_{pmin} + \text{binornd}(N, P)$, o que implica uma faixa de variação entre e_{pmin} e $e_{pmin} + N$. Avaliando pelas simulações do PVSYST, tipicamente se tem 40% de variação nesse intervalo, ie, $N = 0,4 \times e_{pmin}$. Como N deve ser um valor inteiro, para fins de simulação usou-se: $e_p = e_{pmin} + \text{binornd}(\text{round}(0,4 \cdot e_{pmin}), 0,54)$. Os cenários 1, 2 e 3 foram simulados mantendo o custo (c) do equipamento constante, variando apenas o valor e_{pmin} e a .

- Cenário 1: otimista** $a = R\$ 50.000,00$, $c = R\$ 48.000,00$, $T = 29$ anos e $e_{pmin} = 741$ kWh/mês.
- Cenário 2: moderado** $a = R\$ 48.000,00$, $c = R\$ 48.000,00$, $T = 26$ anos e $e_{pmin} = 340$ kWh/mês.
- Cenário 3: pessimista** $a = R\$ 48.000,00$, $c = R\$ 48.000,00$, $T = 25$ anos e $e_{pmin} = 315$ kWh/mês.

Tabela 4 - Simulações para três cenários com c fixo.

		Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
T	anos	29	26	20
$\mathbb{E}(I)$	% a.a.	5,03	5,03	4,88
$\mathbb{E}(R)$	R\$	259,20	232,51	244,12
$\mathbb{E}(r)$	R\$	259,20	232,51	244,12
$\mathbb{E}(S)$	% a.a.	11,45	10,91	10,85
$\mathbb{E}(e_p)$	kWh/mês	901,12	415,03	381,79
Δ	%	100	14	-68
f (IC 95%)	%	$100 \pm 9,8$	$57 \pm 9,7$	$16 \pm 7,2$
$\mathbb{E}(F)$	R\$	-49.524,00	-275.510,00	-291.170,00
$\mathbb{E}(G)$	R\$	-246.640,00	-279.330,00	-283.330,00
U_{TOT}	R\$	197.120,00	3.818,00	-8.399,00

Dos resultados mostrados na Tab. 4, a última linha fornece um indicador direto para o decisor. Notar que nos cenários 1 e 2, os valores de U_{TOT} são positivos, indicando uma clara vantagem a favor do investimento no modelo energético solar. O primeiro cenário é notoriamente mais favorável. Já o cenário 3 (pessimista), resultou em perda financeira ao se investir em energia solar. Convém notar que os parâmetros T , I , R , r , S apresentaram uma pequena variância nas simulações. Um grande número de simulações foi realizado, examinando a sensibilidade de cada parâmetro nos resultados obtidos (resultados não mostrados). Pode-se constatar que o nível mínimo de geração mensal de energia do sistema fotovoltaico, e_{pmin} , foi o parâmetro de maior impacto nos resultados do investimento. Nos casos estudados, o consumo mensal de energia do investidor foi mantido constante nas simulações, adotando-se $D = 990$ kWh/mês. Foi averiguado que ao se alterar o D , ainda que tenha peso nos valores finais de $F(T)$ e $G(T)$, este termo está presente nas equações de ambos ganhos, não havendo mudança significativa na utilidade total do sistema. Além disso, o valor de $G(T)$ só flutua com as variáveis estatísticas, pois independe de e_{pmin} . De maneira análoga, foram feitas as simulações dos cenários 4, 5 e 6, dessa vez mantendo-se e_{pmin} e a constantes, alterando-se apenas o valor do parâmetro c :

- **Cenário 4: otimista** $a = R\$ 80.000,00$, $c = R\$ 40.000,00$, $T = 22$ anos e $e_{pmin} = 340$ kWh/mês.
- **Cenário 5: moderado** $a = R\$ 80.000,00$, $c = R\$ 45.000,00$, $T = 29$ anos e $e_{pmin} = 340$ kWh/mês.
- **Cenário 6: pessimista** $a = R\$ 80.000,00$, $c = R\$ 52.000,00$, $T = 28$ anos e $e_{pmin} = 340$ kWh/mês.

Tabela 5 - Simulações para três cenários a e_{pmin} constante.

		Cenário 4	Cenário 5	Cenário 6
T	anos	22	29	28
$\mathbb{E}(I)$	% a.a.	5,16	5,12	5,00
$\mathbb{E}(R)$	R\$	196,96	228,42	235,61
$\mathbb{E}(r)$	R\$	196,96	228,42	235,61
$\mathbb{E}(S)$	% a.a.	11,06	11,00	11,00
$\mathbb{E}(e_p)$	kWh/mês	413,52	413,67	412,16
Δ	%	96	74	-72
f (IC 95%)	%	$98 \pm 2,7$	$87 \pm 6,6$	$14 \pm 6,8$
$\mathbb{E}(F)$	R\$	-131.800,00	-154.310,00	-178.850,00
$\mathbb{E}(G)$	R\$	-162.130,00	-167.840,00	-166.120,00
U_{TOT}	R\$	30.325,00	13.525,00	-12.468,00

Os resultados encontram-se na Tab. 5. A fração do valor anual médio economizado pelo uso da energia solar em relação ao custo inicial para instalação do sistema é uma figura de mérito crucial. Observou-se que nos três cenários, tais frações foram, respectivamente, 12,41%, 11,03% e 9,51%.

A simulação com empréstimo bancário é feita de maneira análoga àquela do modelo sem empréstimo bancário. Ao se analisar a variação de e_{pmin} , nota-se que $G(T)$ apresentará valor sempre semelhante. Portanto, ao se comparar $F(T)$ com o da subseção anterior, tem-se uma boa idéia do impacto do empréstimo bancário na rentabilidade do investimento. Nas simulações dos três cenários a seguir, foi utilizado o valor de $c = R\$ 48.000,00$.

Tabela 6 - Simulações para três cenários a c constante.

		Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
T	anos	29	27	21
$\mathbb{E}(I)$	% a.a.	4,91	5,00	4,84
$\mathbb{E}(I)$	R\$	285,00	225,89	210,00
$\mathbb{E}(r)$	R\$	285,00	225,89	210,00
$\mathbb{E}(S)$	% a.a.	10,81	10,91	11,19
$\mathbb{E}(e_p)$	kWh/mês	115,88	127,32	382,00
Δ	%	-80	26	100
f (IC 95%)	%	$10 \pm 5,9$	$63 \pm 9,5$	$100 \pm 9,8$
$\mathbb{E}(F)$	R\$	-278.290,00	-275.320,00	-166.580,00
$\mathbb{E}(G)$	R\$	-274.450,00	-276.940,00	-281.940,00
U_{TOT}	R\$	-3.839,00	1.625,00	115.360,00

Comparando o terceiro cenário das Tab. 4 e 6, vê-se que $G(T)$, $\mathbb{E}(e_p)$, $\mathbb{E}(I)$, $\mathbb{E}(I)$, $\mathbb{E}(r)$ e $\mathbb{E}(S)$ sofreram apenas pequenas flutuações devido à natureza estatística dos parâmetros. Porém, $F(T)$ apresentou uma mudança drástica, fazendo com que a utilidade total possua um valor muito superior na simulação do modelo com empréstimo bancário ($F(T) = -R\$ 291.170,00$ sem empréstimo, e $F(T) = -R\$ 166.580,00$ com empréstimo). Nos cenários 1 e 2, utilizou-se $e_{pmin} = 95$ kWh e $e_{pmin} = 105$ kWh, respectivamente. Notou-se que para valores de e_{pmin} a partir de 140 kWh/mês, estar-se-á numa região de saturação em que sempre se há 100% de probabilidade de ganho, enquanto que na simulação da Tab. 4 esse valor gira em torno de 450 kWh/mês (valores dependentes do custo inicial c). Em seguida foram feitas simulações mantendo $e_{pmin} = 105$ kWh, aplicando variação a c . Os parâmetros usados nestas simulações foram:

- **Cenário 4** $a = R\$ 80.000,00$, $c = R\$ 40.000,00$ e $e_{pmin} = 105$ kWh/mês.
- **Cenário 5** $a = R\$ 80.000,00$, $c = R\$ 45.000,00$ e $e_{pmin} = 105$ kWh/mês.
- **Cenário 6** $a = R\$ 80.000,00$, $c = R\$ 52.000,00$ e $e_{pmin} = 105$ kWh/mês.

Os resultados podem ser vistos na Tab. 7:

Tabela 7 - Simulações para três cenários distintos mantendo-se o nível mínimo de geração e_{pmin} constante.

		Cenário 4	Cenário 5	Cenário 6
T	anos	25	23	23
$\mathbb{E}(I)$	% a.a.	5,00	5,00	5,10
$\mathbb{E}(R)$	R\$	225,30	225,00	247,41
$\mathbb{E}(r)$	R\$	225,30	225,00	247,41
$\mathbb{E}(S)$	% a.a.	11,18	11,13	11,10
$\mathbb{E}(e_p)$	kWh/mês	128,00	127,91	127,45
Δ	%	100	68	-66
f (IC 95%)	%	$100 \pm 9,8$	$84 \pm 7,2$	$17 \pm 7,4$
$\mathbb{E}(F)$	R\$	-156.080,00	-159.730,00	-176.830,00
$\mathbb{E}(G)$	R\$	-166.970,00	-164.350,00	-173.640,00
U_{TOT}	R\$	10.893,00	4.620,00	-3.189,00

Comparando as Tab. 5 e 7, nota-se que o caso com empréstimo bancário apresenta menores riscos. Isso significa que nos cenários negativos há perdas menores, ao mesmo passo que em cenários positivos exibe menores ganhos. Porém, deve-se observar que a geração de energia necessária para tornar o investimento rentável é substancialmente menor.

8. CONCLUSÕES

O script Matlab disponibilizado possibilita a análise de projetos específicos do potencial investidor, possibilitando avaliar sua exequibilidade. Pode-se concluir que a fonte solar fotovoltaica tornou-se uma opção notória na busca por superar os desafios do setor elétrico. Vale frisar que o modelo brasileiro é centralizado em grandes usinas hidroelétricas, o que o torna gradativamente insustentável, devido às pressões ambientais. A região Nordeste é aquela de maior potencial para introdução de energia limpa (eólica e solar) visando à diversidade da matriz energética, e particularmente, necessita de investimentos atentos à tendência mundial de promover nos sistemas elétricos, a figura do “autoprodutor de energia”.

- *Caso sem empréstimo bancário:* Notou-se que a quantidade de energia produzida pelo sistema fotovoltaico de geração (e_p) desempenhou um papel crucial no resultado final na viabilidade do investimento. Para o exemplo hipotético básico assumido, com $c = R\$ 48.000,00$ verificou-se que para uma geração acima de 450 kWh, o investimento é sempre vantajoso. Analogamente, para valores abaixo de 290 kWh, o investimento se torna invariavelmente desfavorável. O *Script* permite executar o programa para determinar esses valores críticos considerando diferentes cenários de investimento inicial. Constatou-se que o valor absoluto do montante investido (c) é um parâmetro de grande sensibilidade nos resultados. Uma pequena variação em c , e.g. de ordem de grandeza de 10%, pode modificar completamente a viabilidade final do investimento.
- *Caso com empréstimo bancário:* as características gerais foram similares àquelas do caso sem empréstimo. No entanto, os valores críticos que definem as regiões de viabilidade são substancialmente menores. Ao se optar por empréstimo bancário, o consumidor estará se beneficiando em longo prazo, porque após a amortização só cabe a ele os custos com a manutenção do equipamento, de valor monetário muito inferior à tarifa de energia elétrica.

A seguir, apresenta-se uma lista de recomendações sobre políticas na área de energia solar.

- Estimular a formação de um mercado de energia solar, principalmente no nordeste do Brasil, onde a irradiação é abundante – aquecendo a economia, gerando novos empregos diretos e indiretos. Além disso, abrindo um novo mercado de livre concorrência.
- Divulgar políticas de esclarecimento aos potenciais investidores sobre as vantagens da incorporação da energia solar, para os variados segmentos e perfis (hotelaria, condomínios, residenciais e pequenas indústrias). Uma opção seria disponibilizar aplicativos que permitam simulações dos diferentes cenários, em redes bancárias responsáveis pelos empréstimos.
- Incluir políticas públicas de incentivo à descentralização da produção de energia, garantindo mais competitividade: estimular a abertura do mercado para a iniciativa privada.
- Estimular o financiamento para uso de energia solar em comunidades distantes com difícil acesso às linhas de transmissão, via parcerias com governos municipais.
- Encorajar empresas de seguros a desenvolver planos ligados à geração de energia solar, promovendo manutenção e reparos no sistema.

De uma forma geral, observa-se que o investimento em geração de energia com placas fotovoltaicas já é rentável para consumidores, sejam de porte médio (como hotéis e condomínios), mas também para consumidores residenciais cujo consumo mensal justifique o investimento. Por outro lado, sinaliza-se as vantagens da *região Nordeste* como prioritária para os investimentos em energia solar no país, diminuindo a dependência da geração hidráulica e do regime irregular de chuvas. Com a marcha inexorável de redução de custos – a atratividade do investimento em energia solar deve aumentar a cada dia. Em particular, as simulações mostraram um efeito crucial do custo inicial do sistema sob a viabilidade do investimento. Este trabalho contribui na direção de consolidar os argumentos favoráveis à adoção da “opção solar”.

Agradecimentos

Este artigo é dedicado a F. M. Campello de Souza, prof. titular da UFPE, por introduzir teoria da decisão aos autores e por formular o modelo de base [Walley & Campello de Souza 1990].

REFERÊNCIAS

- ANEEL, 2018 Atlas de energia elétrica do Brasil. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/livro_atlas.pdf Acesso em: Dezembro de 2018.
- ANEEL, 2018 Resolução normativa N° 414, <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf>. Acesso: Dezembro de 2018.
- Botelho, Anabela, et al. 2017, Assessment of the environmental impacts associated with hydropower. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 70: 896-904. doi: 10.1016/j.rser.2016.11.271
- Campello de Souza, Fernando. 2007, *Decisões Racionais em Situações de Incerteza*. Recife: Editora da Universidade Federal de Pernambuco.
- Elysia Energia Solar. 2018. Manutenção de Painel Fotovoltaico. <https://www.elysia.com.br/blog/manutencao-de-painel-fotovoltaico/> Acesso: Maio de 2018.
- Empresa de Pesquisa Energética. 2018 Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2018. Rio de Janeiro.
- Fu, Ran, Feldman, David, Margolos, Robert, Woodhouse, Mike, Ardani, Kristen 2017, U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2017. National Renewable Energy Laboratory. Disponível em www.nrel.gov/publications
- Financiamento BNDES 2018: Fundo Clima. <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/produto/fundo-clima>
- Green, Martin A. 2019. How did solar cells get so cheap?. *Joule* 3.3: 631-633. doi: 10.1016/j.joule.2019.02.010
- Güney, Taner. 2019 Renewable energy, non-renewable energy and sustainable development. *International Journal of Sustainable Development & World Ecology* 26.5: 389-397. doi: 10.1080/13504509.2019.1595214
- Gürtürk, Mert. 2019. Economic feasibility of solar power plants based on PV module with leveled cost analysis. *Energy* 171: 866-878. doi: 10.1016/j.energy.2019.01.090
- Hammersley, John. 2013. *Monte Carlo methods*. Springer Science & Business Media.
- Lees, Alexander C., et al. 2016. Hydropower and the future of Amazonian biodiversity. *Biodiversity and conservation* 25.3: 451-466. doi: 10.1007/s10531-016-1072-3
- Plano Decenal de Expansão de Energia 2018, http://livroaberto.ibict.br/bitstream/1/846/1/Plano_Decenal_Expansão_Energia_2021.pdf

- Pereira, J. A., Júnior, O. C. 2013. Multidisciplinary systems concepts applied to R&D projects promoted by Brazilian Electricity Regulatory Agency (ANEEL). In *Concurrent Engineering Approaches for Sustainable Product Development in a Multi-Disciplinary Environment* (pp. 39-50). Springer, London. doi: 10.1007/978-1-4471-4426-7_4
- Pinho, J.; Galdino, M. 2014. Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. Rio de Janeiro. Cepel-Cresesb. 2014.
- Pires, J. C. L. 2000. Desafios da reestruturação do setor elétrico brasileiro. BNDES.GOV <http://web.bndes.gov.br/bib/jspui/handle/1408/14249>
- Power from Sunlight. 2018. What are the Operational Costs of a Solar Panel System?. <https://www.powerfromsunlight.com/operational-costs-solar-panel-system/> Acesso: Dezembro de 2018
- Ren, Gang, et al. 2019. Modular Solar System for Building Integration. *Advanced Energy Efficiency Technologies for Solar Heating, Cooling and Power Generation*. Springer, Cham, 143-163.
- Rüther, Ricardo, et al. 2008 "Potential of building integrated photovoltaic solar energy generators in assisting daytime peaking feeders in urban areas in Brazil." *Energy Conversion and Management* 49.5: 1074-1079. doi: 10.1016/j.enconman.2007.09.020
- Sato, Shigeyoshi, and Anke Weidlich. 2019. Analysis of Avoided Transmission Through Decentralized Photovoltaic and Battery Storage Systems. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*. doi: 10.1109/TSTE.2019.2946446
- Sivaram, Varun, and Shayle Kann. 2016. Solar power needs a more ambitious cost target. *Nature Energy* 1.4: 1-3. doi: 10.1038/nenergy.2016.36
- Steffen, Bjarne, et al. 2019. Experience Curves for Operations and Maintenance Costs of Renewable Energy Technologies. *Joule*. doi: 10.1016/j.joule.2019.11.012
- Swanson, Richard M., 2006. A vision for crystalline silicon photovoltaics, *Prog. Photovolt: Res. Appl.* 14:443–453 doi: 10.1002/ppp.709
- Toledo, O. M., Oliveira Filho, D., Cardoso Diniz, A. S. A. 2010. Distributed photovoltaic generation and energy storage systems: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14.1: 506-511. doi: 10.1016/j.rser.2009.08.007
- Yunyan, Li. 2019. Research on the Development Trend of Renewable Energy in Low Carbon Environment. *Journal of Applied Science and Engineering Innovation* 6.1: 31-35.
- Walley, Peter e Campello de Souza, Fernando. 1990. Uncertainty and Indeterminacy in Assessing the Economic Viability of Energy Options: A case study of solar heating systems in Brazil. *Energy Systems and Policy*, Vol 14, pp. 281-304, Taylor & Francis.

SIMULATIONS ON THE ECONOMIC VIABILITY OF SOLAR ENERGY IN PERNAMBUCO

Abstract. *Economic models are presented to investigate the feasibility of investing in solar power generation. Uncertainties are incorporated into the models as well as the environmental utility of the decision maker. Monte Carlo simulations for the time-discrete versions were conducted using Pernambuco and surrounding data in different scenarios. The amount of energy produced by the photovoltaic system and the initial cost of the installation appear as key factors in the decision. The available Matlab script allows the analysis of specific projects of the potential investor, allowing to evaluate their feasibility. A case study is presented showing how to evaluate the project, whether or not using bank loan. Finally, policy suggestions on solar energy are also presented.*

Key words: *Solar energy, Photovoltaic panels, Economic viability of solar systems.*