



XI-010 - ALTERNATIVAS DE INSTALAÇÃO DE SISTEMA DE MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA: ESTUDO DE CASO UTILIZANDO ANÁLISE ECONÔMICA PROBABILÍSTICA

Caroline Marim de Lima⁽¹⁾

Graduanda em Engenharia Elétrica pelo Instituto Federal do Espírito Santo.

Clainer Bravin Donadel⁽²⁾

Engenheiro eletricista pela Universidade Federal do Espírito Santo – UFES. Doutor em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Espírito Santo – UFES. Atualmente é Professor no Instituto Federal do Espírito Santo – IFES.

Alexandre Luís Cardoso Bissoli⁽³⁾

Engenheiro Eletricista pelo IFES. Engenheiro Civil e Mestre em Engenharia Elétrica pela UFES. Pesquisador do INPI. Perito em Engenharia da Justiça Federal do Espírito Santo (JFES). Consultor em Engenharia e Inovação do BNDES e da Finep. Doutorando em Engenharia Elétrica na UFES.

Lucas Frizera Encarnação⁽⁴⁾

Engenheiro eletricista pela Universidade Federal do Espírito Santo – UFES. Doutor em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ. Atualmente é Professor adjunto da Universidade Federal do Espírito Santo – UFES.

Endereço⁽¹⁾: Rua Landry de Carvalho,25 - Tabuazeiro - Vitória - ES - CEP: 29043-630 - Brasil - Tel: (27) 99845-3066 - e-mail: carol_marim@hotmail.com

RESUMO

A geração de energia elétrica por meio de fontes renováveis tem crescido em diversos países, inclusive no Brasil. Dentre as fontes utilizadas destacam-se a geração a partir de sistemas fotovoltaicos. Os sistemas fotovoltaicos possuem a vantagem de a usina solar e a unidade consumidora estarem no mesmo local, minimizando as perdas por transmissão, comuns aos sistemas geradores centrais tradicionais, tais como os baseados em energia hídrica. Há no mercado atualmente um dispositivo cujo propósito é aumentar a eficiência do sistema fotovoltaico, chamado rastreador solar. O rastreador solar possui a função de movimentar o painel fotovoltaico mantendo os raios solares incidindo perpendicularmente ao painel, de forma a garantir a máxima irradiância solar ao longo do dia e do ano. Desta forma, este trabalho propõe avaliar a viabilidade técnico-econômica da implantação de rastreadores solares na microgeração, fazendo um estudo de caso de uma planta industrial no Estado do Espírito Santo, utilizando uma abordagem probabilística, uma vez que os valores das variáveis econômicas envolvidas podem sofrer alterações significativas.

PALAVRAS-CHAVE: Análise Probabilística, Eficiência Energética, Fontes Renováveis, Microgeração Fotovoltaica, Rastreadores Solares.

INTRODUÇÃO

A geração de energia elétrica por meio de fontes renováveis tem crescido em diversos países, devido à concessão de incentivos à geração distribuída de pequeno porte. No Brasil, a geração fotovoltaica vem ganhando adeptos, pois é considerada inesgotável, gera energia limpa, silenciosa, não poluente e é facilmente integrada à arquitetura das edificações (BAGGIO, 2016).

Sob a perspectiva da eficiência energética, os sistemas fotovoltaicos possuem a vantagem de a usina solar e a unidade consumidora estarem no mesmo local, minimizando as perdas por transmissão, comuns aos sistemas geradores centrais tradicionais, tais como os baseados em energia hídrica. Além disso, painéis solares são projetados e fabricados para serem utilizados em ambiente externo, sob a ação de sol, chuva e outros agentes climáticos, possuindo nessas condições, em média, mais de 25 anos de vida útil (TIEPOLO, 2015).

Adicionalmente, há no mercado um dispositivo cujo propósito é aumentar a eficiência do sistema fotovoltaico, chamado rastreador solar. O rastreador solar possui a função de movimentar o painel fotovoltaico mantendo os

raios solares incidindo perpendicularmente ao painel, de forma a garantir a máxima irradiância solar ao longo do dia e do ano. A geração de energia elétrica por uma célula fotovoltaica está diretamente relacionada com a quantidade de raios solares que incidem sobre ela por metro quadrado (W/m^2) (CRESESB, 2014). Portanto, em sistemas fotovoltaicos com painéis fixos há perdas significativas de potência, devido a não perpendicularidade dos raios solares na maior parte do tempo, pois os raios solares incidentes sobre o painel fotovoltaico variam de ângulo, conforme a rotação da Terra em relação ao Sol, interferindo diretamente na produção de energia elétrica (ALVES, 2008).

Em vista disso, este trabalho pretende estudar a viabilidade técnico-econômica da implantação de rastreadores solares na microgeração, fazendo um estudo de caso de uma planta industrial do Estado do Espírito Santo, utilizando uma abordagem probabilística, uma vez que os valores das variáveis econômicas envolvidas podem sofrer alterações significativas.

MATERIAIS E MÉTODOS

A capacidade de um sistema fotovoltaico, instalado em âmbito nacional, deve ser determinada a partir do consumo médio da edificação de interesse, em virtude das características do sistema de compensação de energia elétrica, adotado pela ANEEL, por meio da Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012 (ANEEL, 2012). Nesse sistema de compensação, os créditos gerados pelo sistema fotovoltaico podem ser utilizados em até 60 meses. Portanto, caso a geração seja continuamente maior que o consumo, esses créditos provavelmente perderão a validade, não fornecendo o retorno financeiro desejado para o investidor (CRESESB, 2014). O consumo médio da instalação em estudo foi de 10.830 kWh/mês (apurado em seis meses). De acordo com a resolução 414/2010 da ANEEL (ANEEL, 2010), o valor mínimo faturável mensalmente, referente ao custo de disponibilidade do sistema elétrico para sistemas trifásicos, é de 100 kWh por medidor de energia elétrica. Os valores mínimos são aplicados sempre que o consumo medido ou estimado for inferior a 100 kWh, ou seja, também não é vantajoso projetar um sistema capaz de suprir a energia total consumida, pois a concessionária cobrará o valor mínimo referente a 100 kWh da mesma forma. Portanto, como a empresa possui três medidores, somente $10.830 - 300 = 10.530$ kWh são financeiramente compensáveis pela geração fotovoltaica.

O método de dimensionamento de sistemas fotovoltaicos utilizado foi o método da insolação (VILLALVA e GAZOLI, 2012), uma vez que estavam disponíveis os dados de irradiação solar do local da instalação, a área do módulo fotovoltaico adotado e seu rendimento. A taxa de insolação média diária por metro quadrado para a região da grande Vitória é de $5,06$ Wh/ m^2 /dia (CRESESB, 2014).

A temperatura influencia na tensão que o módulo fornece em seus terminais e conseqüentemente na potência, devendo ser considerada no cálculo do dimensionamento do sistema. De acordo com Villalva e Gazoli (2012), a temperatura de operação de uma célula fotovoltaica adotada pelos fabricantes e pelos organismos nacionais de normatização e certificação é de $48,4$ °C. O módulo adotado no dimensionamento é o BOSCH c-Si M 60, que é de uma marca amplamente utilizada e conhecida pela literatura. Nas especificações técnicas do módulo fotovoltaico tem-se que a cada unidade acima de $298,15$ K ($\cong 25$ °C), a eficiência decai 0,46%. Portanto, para a temperatura de operação adotada, o módulo reduz em 10,76% sua eficiência pelo efeito da temperatura. Aplicando essa perda ao rendimento do módulo, determinou-se que são necessários 312 módulos de 250 W_p para suprir toda a demanda compensável da empresa em estudo. Porém, foram utilizados apenas 300 módulos de 250W cada, com o propósito de manter a potência instalada em até 75 kW_p, de forma que o gerador fotovoltaico seja caracterizado como microgeração pela Resolução Normativa 482/2012. Dentro desta classificação, os custos de eventuais melhorias ou reforços no sistema de distribuição em função exclusivamente da conexão de microgeração distribuída não fazem parte do cálculo da participação financeira do consumidor, sendo integralmente arcados pela distribuidora (ANEEL, 2012).

O ângulo de inclinação do sistema fotovoltaico também é um fator limitante para a geração de energia elétrica, já que a escolha incorreta da inclinação reduz a captação dos raios solares e compromete a produção de energia elétrica pelo módulo fotovoltaico. Não existe consenso sobre o melhor método para a escolha do ângulo de inclinação, mas uma regra simples adotada por muitos fabricantes é apresentada na Tabela 1 (VILLALVA e GAZOLI, 2012).

Tabela 1: Escolha do ângulo α de inclinação do módulo.

Latitude geográfica do local	Ângulo de inclinação recomendado (α)
0° a 10°	$\alpha=10^\circ$
11° a 20°	$\alpha=\text{latitude}$
21° a 30°	$\alpha=\text{latitude}+5^\circ$
31° a 40°	$\alpha=\text{latitude}+10^\circ$
41° ou mais	$\alpha=\text{latitude}+15^\circ$

Fonte: Installation and Safety Manual for the c-Si M60(S) NA 30117 and NA 42117 Families of Crystalline and Photovoltaic Modules (acesso em ago. 2017).

O local de instalação possui latitude de 20°S e, portanto, de acordo com a Tabela 1, o ângulo de inclinação deve ser igual a latitude, $\alpha=20^\circ$.

A partir das informações anteriores, foi realizado o dimensionamento detalhado do sistema fotovoltaico. Os cálculos estão apresentados na Tabela 2.

Tabela 2: Memorial de cálculo.

Descrição	Variável	Valor	Fonte
Comprimento do módulo fotovoltaico Bosch	C	1,66 m	(BOSCH, 2017)
Largura do módulo fotovoltaico Bosch	L	0,99m	(BOSCH, 2017)
Área do módulo fotovoltaico Bosch	A	$A = C \times L = 1,64\text{m}^2$	(BOSCH, 2017)
Irradiação solar média em Vitória - ES	Ir	5,06kWh/m ² /dia	(CRESESB, 2014)
Potência máxima do módulo fotovoltaico	P _{max}	250 W _p	(BOSCH, 2017)
Rendimento do módulo fotovoltaico	η	$\eta = P_{\text{max}} / (A \times 1000)$ = 15,2 %	(VILLALVA e GAZOLI, 2012)
Temperatura de operação do módulo em graus Celsius	TopeC	48,4°C	(VILLALVA e GAZOLI, 2012)
Temperatura de operação do módulo em kelvin	TopeK	321,55K	Tope = TopeC +273,15
Diferença da temperatura de operação do módulo e temperatura ambiente	Dmod	23,4K	321,55 - 298,15
Coeficiente de temperatura P _{mpp}	P _{mpp}	0,46%/K	(VILLALVA e GAZOLI, 2012)
Perda da eficiência	Perdas	10,76%	Dmod x P _{mpp}
Rendimento do módulo considerando as perdas	η_r	13,56%	(100 - Perdas) x η
Energia produzida por um módulo por mês	E _p	$E_p = (A \times I_r \times \eta) \times 30$ $E_p = 33,76 \text{ kWh/mês}$	(VILLALVA e GAZOLI, 2012)
Quantidade de módulos	N _p	$N_p = \text{Consumo médio}/E_p = 312$	(VILLALVA e GAZOLI, 2012)
Quantidade de módulos realmente utilizados	N _{pr}	N _{pr} = 300	Autores
Altura da haste de fixação	Z	$Z = C \times \sin \alpha = 0,567\text{m}$	(VILLALVA e GAZOLI, 2012)
Distância no chão entre a borda de apoio do módulo e a extremidade da haste de fixação	X	$X = C \times \cos \alpha = 1,56\text{m}$	(VILLALVA e GAZOLI, 2012)
Área para a instalação dos módulos	A _t	492m ²	$A_t = N_{pr} \times A$
Área disponível para instalação dos módulos	A _d	500 + 140 = 640m ²	Autores
Área para espaçamento dos painéis	A _e	640 - 492 = 148m ²	Autores
Tensão de circuito aberto da <i>string</i>	Voc, string	10 x 37,9 = 379V	(BOSCH, 2017)

Fonte: autores.

A taxa de ganho utilizada referente aos rastreadores solares foi de 36,1%, apresentada por Monteiro (2007) - pesquisa elaborada mais próxima do Estado do Espírito Santo. As características técnicas adotadas foram do rastreador Lorentz Etatrack active 1000, que possui capacidade de rastrear até seis módulos com potência total

de 1600 W_p com o consumo anual de energia elétrica de 1,25 kWh, atributos que são compatíveis com o módulo escolhido.

O inversor de frequência escolhido foi o modelo SF5000TL da B&B Power, que, de acordo com o manual do usuário, possui duas entradas de corrente contínua (CC) que somam 5200 W de potência máxima. Cada inversor receberá 20 módulos de 250 W_p divididos igualmente em duas *strings*, totalizando 5000 W. Logo, foram necessários 15 inversores de frequência para suprir os 300 módulos do sistema fotovoltaico. Caso fossem utilizados os 312 módulos inicialmente previstos, seria necessário um inversor diferente e de menor potência, que demandaria uma proteção distinta dos demais, ou subutilizar o inversor de 5000 W, ambas as práticas não são recomendadas por trazer custos adicionais desnecessários ao investimento (VILLALVA e GAZOLI, 2012).

Para a análise da viabilidade econômica, foram considerados três cenários. No cenário 1, foi avaliada a viabilidade econômica da instalação de um sistema fotovoltaico fixo, com potência nominal de 75 kW_p, constituído de 300 módulos fotovoltaicos fixos e 15 inversores de frequência. No cenário 2A, foi prevista a instalação de um sistema fotovoltaico móvel, com potência nominal de 55 kW_p, constituído de 220 módulos fotovoltaicos móveis, 37 rastreadores solares e 11 inversores de frequência, já que devido ao ganho na geração de energia elétrica pelo uso dos rastreadores, é necessária uma quantidade menor de módulos fotovoltaicos para gerar a mesma quantidade de energia elétrica. No cenário 2B as características do sistema móvel são mantidas, porém são considerados isentos os tributos de importação do rastreador, no intuito de representar uma política governamental de incentivo ao uso dos rastreadores, tipicamente importados. Vale ressaltar que em todos os cenários analisados o sistema é capaz de suprir em torno de 94% da energia elétrica consumida. Todos os custos foram considerados incertos, exceto os custos operacionais e as taxas de importação, e contribuíram para gerar curvas de densidade de probabilidade das variáveis econômicas “valor presente líquido - VPL”, “payback” e “taxa interna de retorno - TIR” para cada cenário. A taxa mínima de atratividade (TMA) adotada no cálculo do *payback* foi de 7%. O horizonte de análise adotado para o cálculo do VPL foi de 25 anos, já que esse período corresponde a vida útil dos módulos fotovoltaicos (TIEPOLO, 2015). A viabilidade econômica foi realizada por meio do aplicativo *Crystal Ball*[®] executado sobre o aplicativo *Microsoft Excel*[®].

RESULTADOS E DISCUSSÃO

A Tabela 3 apresenta os preços médios de cada componente considerado na determinação do valor do investimento inicial do cenário 1.

Tabela 3: Estimativa de preços do cenário 1.

Equipamento	Preço médio unitário	Quantidade	Preço total
Módulo 250W	R\$ 0,76 mil	300 módulos	R\$228,20 mil
Inversor 5kW	R\$ 6,81 mil	15 inversores	R\$102,21 mil
Estruturas	R\$ 104,80 mil	-	R\$ 104,80 mil
Mão de obra	R\$ 0,54	1 W _p instalado	R\$ 40,50 mil
Total			R\$475,71 mil

Fonte: autores.

Os resultados para o cenário 1 estão apresentados na Figura 1. Conforme a Figura 1-a, existe cerca de 50,7% de probabilidade do VPL ser maior que seu valor determinístico - R\$1,18 mi, calculado a partir dos valores médios dos custos/benefícios. Além disso, dentre todas as hipóteses analisadas, o VPL possui 90% de probabilidade de ser maior que R\$ 1,10 mi, caracterizando o pior cenário, e 10% de probabilidade de ser maior que R\$ 1,25 mi, no melhor cenário. De acordo com os cálculos determinísticos, o *payback* é de 6 anos. Considerando as incertezas do investimento, a Figura 1-b mostra que o *payback* do cenário 1 permanecerá entre cinco e seis anos, porém possui 48,6% de probabilidade de ser menor que os 6 anos calculados de forma determinística. Além disso, para um cenário pessimista, o *payback* seria de 6,2 anos e para um cenário otimista seria de 5,9 anos. A partir da Figura 1-c e da Figura 1-d, nota-se que para o horizonte de cinco anos, existe 6,8% de probabilidade da TIR ser maior que 7%, ao passo que para dez anos a probabilidade da TIR ser menor que 7% é desprezível (dentro das condições estabelecidas na análise econômica), possuindo ainda 90% de probabilidade de ser maior que 14%.

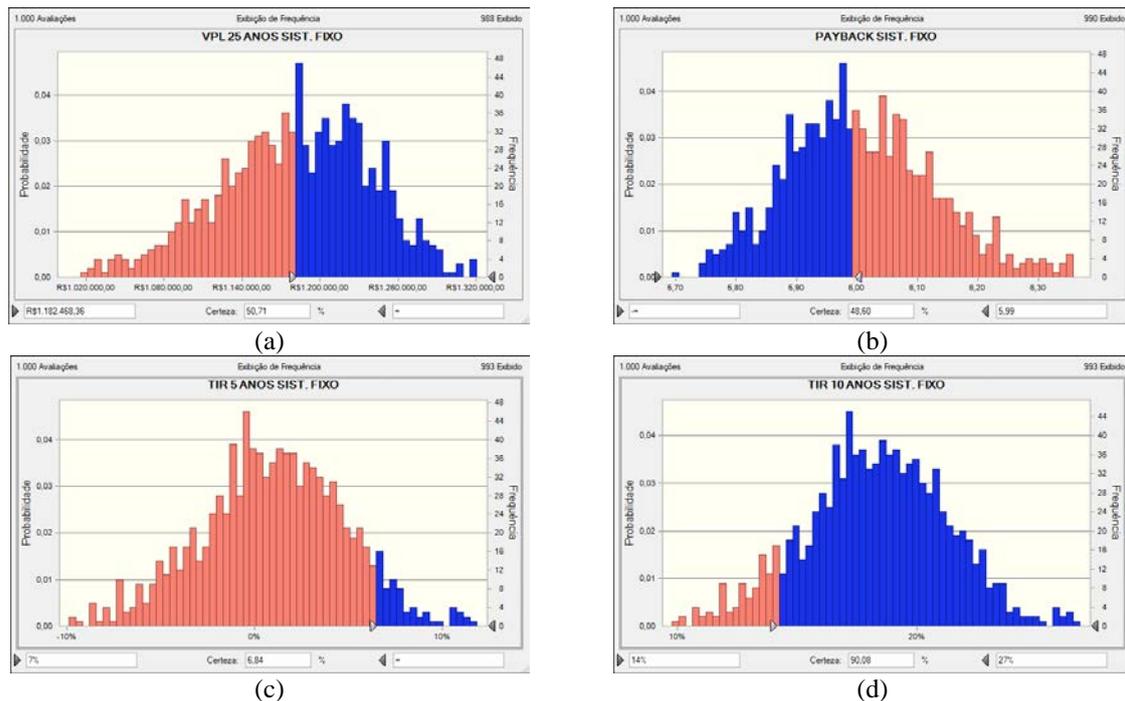


Figura 1: Resultados da análise probabilística – cenário 1. Curva de densidade de probabilidade de (a) VPL; (b) Payback; (c) TIR em cinco anos; (d) TIR em dez anos. O eixo das abscissas contém a grandeza avaliada (VPL, payback ou TIR). O eixo das ordenadas contém a probabilidade de ocorrência de cada valor que a grandeza avaliada ocupa. A área em rosa representa a probabilidade de ocorrência de valores inferiores ao delimitado pelo cursor. A área em azul representa a probabilidade de ocorrência de valores superiores ao delimitado pelo cursor.

A Tabela 4 apresenta as informações resumidas dos três cenários propostos.

Tabela 4: Resumo dos resultados dos cenários propostos.

Grandeza	Cenário 1	Cenário 2A	Cenário 2B
VPL determinístico	R\$ 1,18 mi	R\$ 0,99 mi	R\$ 1,12 mi
Probabilidade VPL > VPL determinístico	50,7%	45,3%	48,0%
VPL cenário otimista	R\$1,25 mi	R\$1,04 mi	R\$1,04 mi
VPL cenário pessimista	R\$1,10 mi	R\$0,92 mi	R\$0,92 mi
Payback determinístico	6 anos	7,9 anos	6,9 anos
Probabilidade $Payback < Payback$ determinístico	48,6%	45,6%	50,3%
Probabilidade da TIR > TMA em 5 anos	6,8%	Desprezível	1,2%
Probabilidade da TIR > TMA em 10 anos	90%	90%	90%

Fonte: autores.

CONCLUSÕES

A viabilidade econômica probabilística tornou possível uma avaliação mais realista do investimento. Nota-se que o cenário que aplica os rastreadores com tributos (cenário 2A), com o investimento inicial cerca de 20% maior que o sistema fixo (cenário 1), tem probabilidade semelhante de obter valores maiores que o VPL determinístico ao final dos 25 anos, mas não é capaz de atingir o mesmo valor do benefício, indicando que o cenário 1 é mais viável, pois com um investimento menor é capaz de atingir valores maiores de VPL no mesmo horizonte. Porém, ambos possuem mais de 90% de probabilidade de superar a TMA no horizonte de 10 anos e o *payback* do cenário 2A é cerca de 2 anos maior que o cenário 1. Mesmo com a isenção dos tributos de



importação (cenário 2B), o sistema que aplica os rastreadores não conseguiu ser mais atrativo que o sistema fixo (cenário 1), possuindo VPL menor e *payback* maior.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. ALVES, A. F. Desenvolvimento de um sistema de posicionamento automático para painéis fotovoltaicos. 168p. Tese (Doutorado), Universidade Estadual Paulista – Campus de Botucatu. São Paulo, 2008.
2. ANEEL. RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 414, 2010.
3. ANEEL. RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 482, 2012.
4. BAGGIO, F. A. V. Análise econômica da micro e minigeração distribuída de energia elétrica utilizando painéis fotovoltaicos. VI Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2016, Belo Horizonte.
5. BOSCH. Bosch Solar Module c-Si M 60. Disponível em: <<http://www.bosch-solarenergy.de>>. Acesso em: 8 nov. 2017.
6. CRESESB. Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. Rio de Janeiro, 2014.
7. MONTEIRO, F. Á. M. Desenvolvimento de um sistema de controle de baixo custo para rastreador solar. Dissertação (Mestrado em Ciências), Universidade Federal de Pernambuco. Pernambuco, 2007.
8. RÜTHER, R. Edifícios solares fotovoltaicos: o potencial da geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas e interligada à rede elétrica pública no Brasil. 1ª ed. Florianópolis: LABSOLAR, 2004.
9. TIEPOLO, G. M. Estudo do potencial de geração de energia elétrica através de sistemas fotovoltaicos conectados à rede no Estado do Paraná. 228p. Tese (Doutorado), Pontifícia Universidade Católica do Paraná – Escola Politécnica. Curitiba, 2015.
10. VILLALVA, G. M. e GAZOLI, J. R. Energia Solar Fotovoltaica: conceitos e aplicações. São Paulo: Érica, 2012.