

SISTEMAS FOTOVOLTAICOS RESIDENCIAIS NO BRASIL: UMA ANÁLISE RELATIVA DO TEMPO DE RETORNO

Fabiano Frosi – fabiano.frosi@hotmail.com

Mathias G. Titton - mathiastitton@hotmail.com

Alexandre J. Bühler - alexandre.buhler@farroupilha.ifrs.edu.br

Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Rio Grande do Sul, IFRS - Campus Farroupilha

Resumo. Somente no ano de 2015, o custo da energia elétrica residencial no Brasil aumentou cerca de 40%, motivado pelo aumento do uso das usinas termoeletricas. Diante deste cenário, sistemas fotovoltaicos residenciais conectados à rede passam a ser uma excelente alternativa de geração, proporcionando uma energia limpa a um custo fixo, diferentemente da energia elétrica da rede, cujo preço tende a se elevar. Este trabalho apresenta uma análise comparativa de três tecnologias e nove modelos de módulos fotovoltaicos disponíveis no mercado brasileiro aplicados em sistemas residenciais, realizada para seis cidades de diversas regiões do Brasil. Foram simulados sistemas de 2kW, levando em conta dados de radiação solar representativos de cada região. Além disso, uma análise comparativa do tempo de retorno dos sistemas foi realizada, demonstrando, para as condições analisadas, a melhor opção de escolha para os mesmos.

Palavras chave: Sistema fotovoltaico conectado à rede, Módulo fotovoltaico, Tempo de retorno.

1. INTRODUÇÃO

Um tema muito discutido nas últimas décadas é a sustentabilidade e meio ambiente e neste contexto, as energias renováveis constituem uma importante alternativa à geração exacerbada produzida a partir de combustíveis fósseis. No Brasil, uma das fontes de energias que vem se destacando no mercado é a energia solar fotovoltaica, visto que a demanda de energia elétrica e o consumo per capita estão aumentando cada vez mais. Segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2015), somente em 2013 o Brasil obteve um aumento de 6,16% no consumo de energia elétrica na classe residencial. Além disso, a matriz energética brasileira é predominantemente hidráulica com complementação térmica e, desde o final de 2012, o setor elétrico brasileiro se insere em um contexto de condições hidrológicas desfavoráveis, com uma diminuição ano após ano da energia gerada (Nakabayashi, 2015). Assim, a complementação térmica impactou diretamente no aumento do preço da energia. Em alguns estados, esta crise representou um aumento de até 41% (AES, 2015). Com base nestes dados e no fato de que a minigeração e microgeração de energia foram regulamentadas no ano de 2012, através da Resolução Normativa nº 482 publicada pela ANEEL, este momento torna-se o mais favorável da história para a instalação de sistemas de geração fotovoltaica a nível residencial.

Por outro lado, apesar do bom momento para a instalação destes sistemas e do investimento em energia solar no Brasil ter sofrido um aumento de 750% nos últimos 4 anos, o cenário ainda está muito aquém de líderes mundiais, possuindo apenas cerca de 21 MW de potência instalada regulamentada (ANEEL, 2015). Isto representa apenas 0,02% da matriz energética brasileira, frente a 38,2 GW da Alemanha, líder mundial em potência instalada (Bühler et al. 2015). Verifica-se facilmente que o Brasil, apesar do imenso potencial de geração, ainda possui um enorme potencial de crescimento nesta área.

Para o consumidor, é interessante analisar a implementação de um sistema próprio de geração, pois poderá gerar economia com a redução no valor pago pela energia elétrica à concessionária. Com os sistemas conectados à rede, a energia gerada é distribuída para a rede e medida por um relógio bidirecional, que faz um balanço entre a energia produzida e a energia consumida. De acordo com a legislação brasileira (ANEEL, 2012), ao final de cada mês, se o sistema fotovoltaico gerar mais energia que a demanda da instalação consumidora, a energia excedente é entregue à rede elétrica e o consumidor é creditado; créditos estes que expiram após 36 meses. O contrário ocorre quando a edificação consome mais energia que a gerada pelo sistema, fazendo com que o medidor registre o fluxo no sentido contrário (Pinho e Galdino, 2014). É importante ressaltar que em alguns estados brasileiros é cobrado imposto sobre toda a energia consumida da rede, ou seja, em um cenário ideal o consumidor consome energia no mesmo momento da geração. Já no pior cenário, o consumo ocorre em momento totalmente diferente da geração, acarretando em imposto sobre toda a demanda de energia da residência.

Este trabalho tem como objetivo a análise e simulação de diferentes sistemas fotovoltaicos integrados à rede, fazendo uma comparação de módulos e inversores existentes no mercado brasileiro, avaliando seu custo/benefício juntamente com uma análise relativa de tempo de retorno de cada sistema. Para a simulação, são projetados sistemas de 2 kW, com 9 modelos de módulos diferentes de três tecnologias: silício multicristalino (mc-Si), silício monocristalino (m-Si) e CI(G)S, e também de 2 inversores, analisando o potencial de geração de cada sistema e o tempo relativo de retorno, com uma estimativa dos sistemas com melhor custo/benefício. Desta forma, o estudo poderá auxiliar usuários na escolha

do modelo e tecnologia de módulo a ser usado em um sistema fotovoltaico. O custo de mão de obra de instalação e impostos não foram levados em conta, pois variam dependendo da região do país, entretanto esses custos não afetam a análise relativa entre os nove módulos realizada neste trabalho.

2. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS RESIDENCIAIS

O Brasil possui um grande potencial de geração fotovoltaica a ser explorado em todo o território nacional, com uma incidência solar que varia de 4,8 a 6,0 kWh/m² para o plano inclinado, conforme demonstrado na Fig. 1 (Atlas Brasileiro de Energia Solar). Este ótimo potencial é superior ao de países como a Alemanha, líder mundial em geração de energia fotovoltaica e que possui uma radiação no plano inclinado entre 2,46 kWh/m² a 4,52 kWh/m² (EPE,2015).

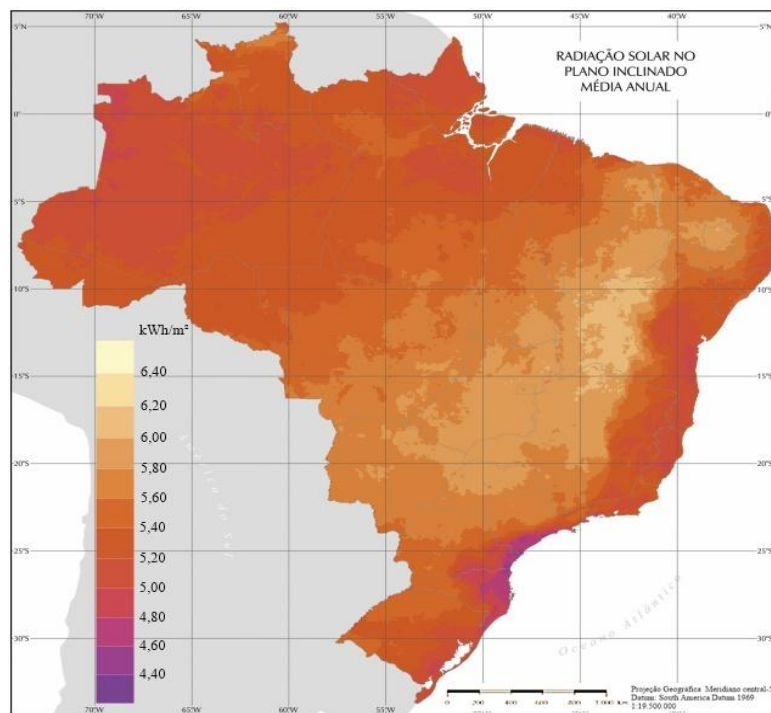


Figura 1- Mapa Solarimétrico brasileiro da radiação solar no plano inclinado.
Fonte: Atlas Brasileiro de Energia Solar

Com o bom potencial energético do país, diversas empresas estão interessadas em explorar o mercado fotovoltaico, sendo possível encontrar atualmente preços que variam entre 7,00 R\$/Wp e 9,00 R\$/Wp (Bühler et al., 2015), com estimativa de redução de custos ao longo dos anos, conforme dados da EPE, podendo chegar a 4,5 R\$/Wp no ano de 2020. Estes dados de valores futuros são apenas estimativas, pois dependem da variação do mercado e da economia do país, porém, com o avanço da tecnologia e com a popularização de sistemas residenciais, é natural que o preço do Watt instalado caia significativamente ao longo dos anos.

Para a constituição dos sistemas, foram analisadas três tecnologias de módulos disponíveis no mercado nacional, sendo estas mc-Si e m-Si como tecnologias tradicionais de primeira geração, bastante difundidas, e CI(G)S como uma tecnologia emergente de filmes finos. A tecnologia CI(G)S foi a única tecnologia de filmes finos encontrada para a comercialização em pequena escala, e para o estudo foi encontrado apenas um fornecedor em todo o Brasil. Quanto aos valores, dentre todos os módulos analisados, os preços variam entre 3,00R\$/Wp a 4,90R\$/Wp. Os critérios de escolha para os módulos foram: disponibilidade no mercado, tecnologia de cada módulo e relação R\$/Wp, com uma análise para diferentes marcas, a fim de obter valores próximos à realidade do custo de instalação dos mesmos. A Tab. 1 mostra uma relação das principais características técnicas dos módulos, juntamente com o preço por Watt e variação da máxima potência com a temperatura, importante coeficiente que influencia no desempenho de um sistema fotovoltaico.

Entre as três tecnologias escolhidas, para este trabalho foram escolhidos os módulos Yingli Energy, YL255P-29b, Kyocera Solar, KD250GX –LFB3, Sensotec, SP 240P(60), Axitec AC-250P/156-60S, W Solar, YZM230M-60, SunEdison SE-F270CzD-3y, Canadian Solar, CS6P-255P, Jinko Solar JKM265M-96 e TSMC Solar TS-160C1, numerados de #1 a #9, respectivamente.

Tabela 1 - Dados dos módulos escolhidos para análise

Módulo	Tecnologia	Preço [R\$/Wp]	η [%]	Potência [W]	V_{oc} [V]	I_{sc} [A]	γ [%/°C]
#1	mc-Si	3,73	15,7	255	37,7	9,01	-0,42
#2	mc-Si	4,23	15,8	250	36,9	9,1	-0,46
#3	mc-Si	3,52	14,6	240	37,2	8,37	-0,45
#4	mc-Si	4,64	15,4	250	37,4	8,8	-0,45
#5	m-Si	4,57	14	230	37,1	8,2	-0,45
#6	m-Si	3,64	16,8	270	38,6	9,1	-0,42
#7	mc-Si	3,07	15,6	255	37,4	9	-0,46
#8	m-Si	4,9	15,3	265	61,7	5,8	-0,43
#9	CIGS	4,29	14,7	160	64,5	3,5	-0,31

Após a definição dos módulos, foi definida uma potência de instalação de 2kW para cada sistema, suficiente para atender um consumo residencial de 250kWh, levando em conta a radiação solar média disponível no Rio Grande do Sul. Os módulos foram arranjados em série em número suficiente para atender esta potência. A partir disto, foram escolhidos dois inversores, sendo o primeiro o inversor Fronius Galvo 2.5-1, com custo de 3,79R\$/Wp, com uma potência de 2500 W, corrente máxima de 16,6A DC e tensão máxima de entrada de 550V DC. Há valores de potência de inversores mais próximos disponíveis no mercado brasileiro, porém estes inversores possuem valores de máxima corrente de entrada muito baixa, fazendo-se necessário a utilização de um inversor com uma potência minimamente mais elevada. A escolha deste foi dada por sua boa curva de eficiência, apresentada na Fig.2, onde $V_{mín}$ corresponde à curva de eficiência obtida pela potência relativa à mínima tensão DC de operação do inversor, $V_{máx}$ corresponde à máxima tensão DC de operação e V_m é a tensão média, entre a máxima e mínima tensão DC de operação do inversor escolhido.

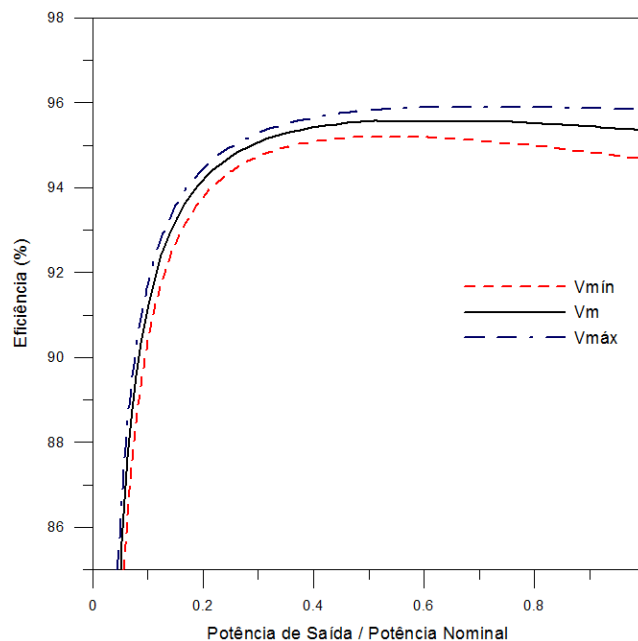


Figura2 - Curva de eficiência do inversor Fronius Galvo 2.5-1

O segundo inversor escolhido foi da marca SMA, modelo Sunny Boy 2500TL e também atende a todos os critérios de potência e corrente máxima de entrada adotados do primeiro inversor, e apresenta uma corrente máxima de 15A DC e tensão máxima de entrada de 750V DC, e uma potência de 2500W, com um preço de 3,84 R\$/Wp. A curva de eficiência está representada na Fig. 3, onde são apresentadas as curvas de eficiência relativa à mínima e máxima tensão DC de operação do inversor e a tensão média V_m entre a máxima e mínima tensão de operação.

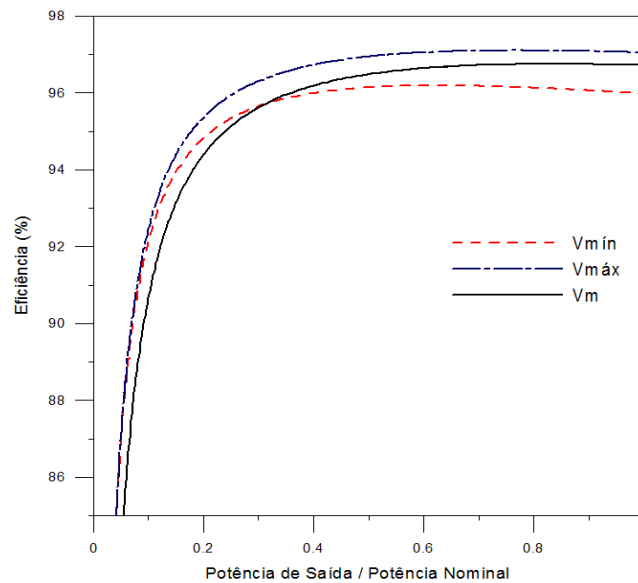


Figura 3 - Curva de eficiência do inversor SMA Sunny Boy 2500TL

Cada sistema foi simulado separadamente com o software SAM (System Advisor Model) para obter todos os parâmetros do sistema de geração, bem como uma estimativa de energia gerada ao longo dos anos. Para a simulação foram definidos locais que fossem representativos de regiões com condições climáticas e geográficas bastante diferentes do país, a fim de fazer uma comparação entre os sistemas e as diferentes regiões. Todas as cidades escolhidas possuem registro na base de dados do software. Para a análise proposta foram escolhidas as cidades de Santa Maria, Campo Grande, Brasília, São Paulo, Manaus e Salvador, fazendo uma larga diferenciação entre as regiões, latitude e radiação disponível em cada cidade.

Em todas as simulações não foram levadas em conta perdas por sombreamento, por se tratar de uma situação específica para um sistema físico instalado. Por outro lado, perdas por *mismatch*, cabos, conexões, diodos e poeira foram contabilizadas, com valores de 2% para *mismatch*, 0,5% para conexões e diodos e de 5 W/m² para o acúmulo de poeira. Com todos os valores fixados, as perdas nos sistemas assumiram um total de aproximadamente 4,4%. Vale ressaltar que cada tecnologia de módulo possui uma degradação diferente, sendo que para este estudo foram utilizados valores de 1,15%/ano para CIGS, 0,78%/ano para mc-Si e 0,76%/ano para o m-Si (Jordan e Kurtz, 2013). A Fig. 4 demonstra o total de energia gerada pelo sistema de 2 kW ao longo do ano para as cidades em estudo considerando os diferentes módulos utilizados para cada sistema .

Para o gráfico da Fig. 4, bem como para a análise relativa do tempo de retorno, foram selecionados os sistemas compostos pelo primeiro inversor, pois apesar de os dois inversores possuírem características elétricas muito semelhantes ao serem realizadas as análises de geração de energia pelos sistemas não foi observado diferenças significativas. Além disso, a relação R\$/Wp é ligeiramente menor no primeiro inversor. Na Fig. 4 é possível perceber as diferenças de produção de energia para distintos módulos, visto que, ao analisar cidades diferentes, ocorrem mudanças na densidade de energia, no espectro solar e na temperatura média de operação dos módulos, causando variações na eficiência de conversão.

Esta diferença pode ser expressivamente significativa ao comparar o potencial de radiação das cidades estudadas. Em uma simples comparação dos sistemas entre a cidade de Brasília, que possui uma radiação de aproximadamente 6,0kWh/m² e a cidade de Manaus, em que a radiação não passa de 5,0kWh/m², a diferença com o mesmo sistema pode chegar a até 67%. Outra análise que pode ser feita é comparar Brasília com Santa Maria; a primeira possui um potencial de radiação alto e é uma cidade de clima quente. Já a segunda, localizada ao sul do país, conta com invernos mais rigorosos e com menos horas de sol, já que sua latitude é superior às cidades mais próximas à linha do Equador.

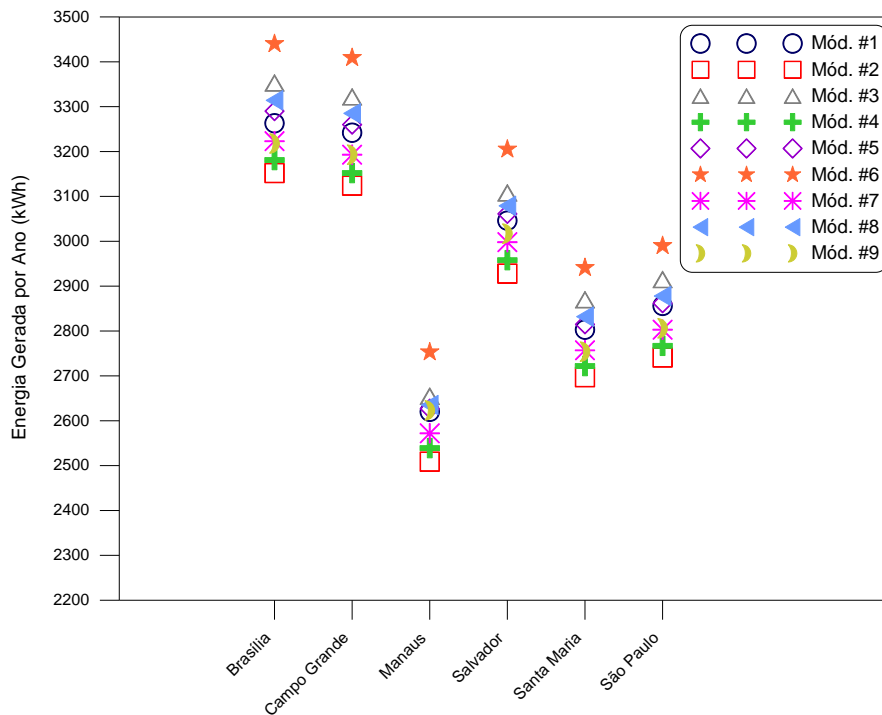


Figura 4 - Energia elétrica gerada para o primeiro ano de produção pelo sistema de 2kW considerando os diferentes módulos utilizados em cada cidade.

3. TEMPO RELATIVO DE RETORNO

Com os dados de geração de energia para cada região, é possível fazer uma análise comparativa do tempo de retorno de cada sistema fotovoltaico. Essa análise simples não permite obter o tempo exato de retorno de cada investimento, mas permite determinar qual dos módulos fotovoltaicos analisados terá o menor tempo de retorno para o consumidor, evidenciando o melhor custo/benefício para uma instalação, independente da região. A análise foi feita somente a partir do preço dos módulos e do inversor, considerando que todos os custos adicionais, tais como mão de obra de instalação e periféricos teriam exatamente o mesmo ‘peso’ para cada tecnologia e manteria a mesma relação entre os tempos de retorno para os investimentos. Considerou-se também uma taxa de aumento linear no preço da energia da rede de 6,16%, obtida da média do preço da energia dos últimos 10 anos (ANEEL, 2015).

Para a análise de tempo de retorno foi realizada a simulação e avaliado o custo que seria pago por esta energia se a mesma fosse consumida da rede de distribuição a um valor estimado de R\$ 0,85 por kWh. Embora seja de conhecimento que o preço pago pela energia não é o mesmo em todas as regiões do país, isto não interfere na avaliação de comparação entre as tecnologias. Somando o valor financeiro economizado pela geração ano a ano, é possível determinar quando o sistema atinge o tempo de retorno ao comparar este valor com o custo do sistema. No ano em que a soma do equivalente financeiro (economizado por reduzir o consumo de energia da rede) se igualar ao custo do investimento, o tempo de retorno é atingido.

Assim, com o estudo realizado, pôde-se observar que, para todas as regiões analisadas, não houve uma grande diferença quanto à tecnologia envolvida nos módulos, mas principalmente com o local de instalação do sistema. Em todas as regiões, a melhor escolha ficou definida pelo módulo #7, mc-Si. Por outro lado, os piores resultados foram obtidos com os módulos #4 e #8, respectivamente de mc-Si e m-Si. Este resultado é justificado pelos altos custos dos módulos, sendo estes significativamente mais caros que os outros módulos comparados. O módulo CI(G)S aparece sempre na linha intermediária, sendo uma das opções que está na metade da lista, com variações de 10,4% a 14,28% maiores que o módulo #7. É interessante deste módulo uma vez que este, apesar de ser de uma tecnologia de filmes finos, ainda assim consegue manter uma boa concorrência com os módulos de primeira geração. Módulos de m-Si também aparecem bem ranqueados, pois apesar do preço, que é um pouco maior, possuem um bom desempenho que compensa pela energia produzida, como é o caso para a cidade de Campo Grande, onde a segunda melhor opção é um módulo de m-Si, com dividindo a posição com um módulo de mc-Si.

Quanto à variação do tempo de retorno entre o melhor e o pior módulo, a menor diferença é da cidade de Campo Grande, com 18,5%. Já São Paulo é a cidade com a maior diferença entre o módulo #7 e o módulo #8, com valor de 21,1%. É possível observar a comparação entre os tempos de retorno relativos para os diferentes módulos e cidades analisadas nos gráficos da Fig. 5. Em todos os gráficos da Fig. 5 os tempos de retorno estão ponderados para o módulo com o menor tempo de retorno.

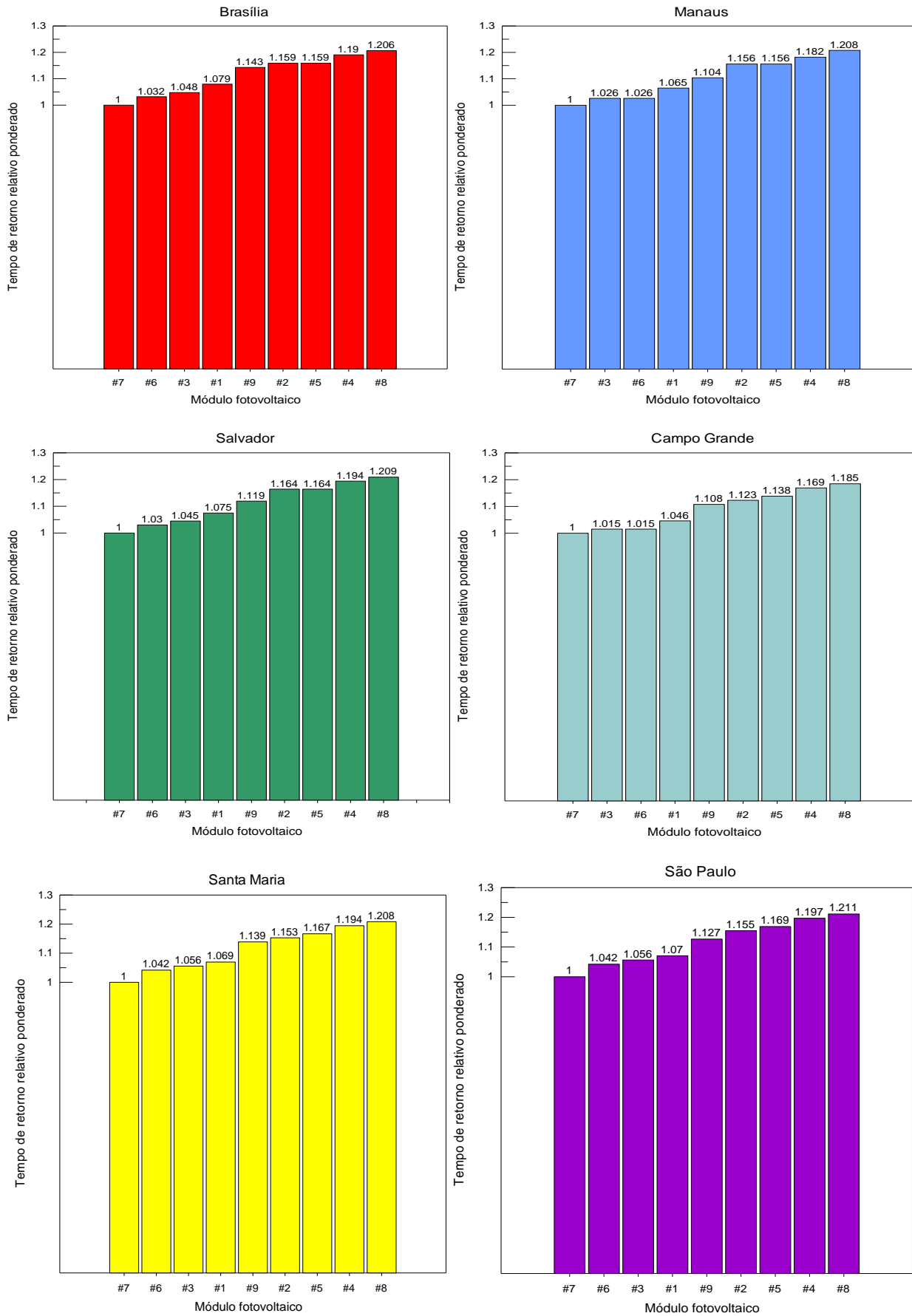


Figura 5 - Análise do tempo de retorno relativo ponderado para diferentes sistemas.

4. CONCLUSÃO

A crescente demanda de energia elétrica justifica, cada vez mais, a importância para a pesquisa e investimento em energias renováveis. A aplicação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede representa uma excelente alternativa, uma vez que não são necessários dispositivos de armazenamento da energia gerada e podem ser instalados em locais urbanizados, integrados à construção. Além disso, a energia fotovoltaica, também possui outro grande benefício por ser uma forma de geração de energia limpa, fundamental para a proteção do meio ambiente e da manutenção da qualidade de vida das pessoas. Com os benefícios da energia fotovoltaica, uma tabela comparativa entre módulos fotovoltaicos se torna uma ferramenta interessante para auxiliar o consumidor a implantar um sistema fotovoltaico residencial, podendo escolher os módulos que lhe trarão a melhor relação custo/benefício.

O presente estudo comparou três distintas tecnologias fotovoltaicas de nove modelos de módulos, levantando em conta seus custos para uma instalação de um sistema de 2kW, a fim de se obter o menor tempo relativo de retorno entre os sistemas analisados. Entre as três tecnologias fotovoltaicas do estudo, foi constatado que o módulo #7 de silício multicristalino se apresentou como o mais rentável, seguido pelo módulo #6 com a tecnologia de m-Si, com variação do tempo relativo de retorno de 2,5% a 4,2% maiores que o módulo #7. O módulo CI(G)S aparece em uma zona intermediária do comparativo, com variações entre 10,4% a 14,28% maiores que o módulo #7. Por outro lado, as piores escolhas ficam a cargo do módulo #8, com variações entre 18,5% a 21,1% maiores que a melhor escolha.

Agradecimentos

Os autores agradecem ao CNPQ (Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico) e ao Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Rio Grande do Sul, IFRS - Campus Farroupilha pelo apoio financeiro para a realização deste trabalho.

REFERÊNCIAS

- ANEEL (2015). Agência Nacional de Energia Elétrica- Relatório de tarifa média fornecida, Disponível em: relatórios.aneel.gov.br. Acesso em outubro de 2015.
- ANEEL (2012), Agência Nacional de Energia Elétrica-Resolução Normativa 482/12, Disponível em: www.aneel.gov.br. Acesso em maio de 2015.
- ANEEL Agência Nacional de Energia Elétrica- BIG- Banco de Informação de Geração (2015), Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>. Acesso em: Novembro/2015.
- AES Eletropaulo- Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo (2015), Disponível em: www.aeseletropaulo.com.br. Acesso em: junho de 2015
- Bühler, A. J., Rampinelli, G. A., Gasparin F. P. e Krenzinger, A. (2015). Energia Solar Fotovoltaica e o Setor Elétrico Brasileiro: Situação Atual e Perspectivas. **Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente**, vol. 16.
- EPE (2014), Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2014-Ano Base 2013, Rio de Janeiro, 2014.
- EPE (2015)- Empresa de Pesquisa Energética- Disponível em www.epe.gov.br- Acesso em junho/2015.
- EPE (2012), Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira, Nota Técnica EPE, Rio de Janeiro, 2012.
- Jordan, D. C. and Kurtz, S. R. (2013), Photovoltaic Degradation Rates – an Analytical Review. Prog. Photovolt: Res. Appl, 21:12-29.
- Kauffmann, G. V.(2012), Avaliação de Geração Solar Fotovoltaica e Análise em Tempo Real da Operação de um Painel Fotovoltaico Instalado na Cidade de Lajeado/RS, Trabalho de Conclusão de Curso de Engenharia Ambiental, UNIVATES, Lajeado, 2012.
- Nakabayashi, R., Geração Fotovoltaica no Brasil: Viabilidade Econômica, Instituto de Energia e Ambiente da USP, Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos, São Paulo, 2015.
- Pinho, J. T. e Galdino, M. A. (2014) Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos, CEPTEL-CRESESB, Rio de Janeiro.
- Signorini, V. B., Vianna, S. D., Salomani, S. (2014) Análise do potencial de geração de energia solar fotovoltaica em um sistema integrado à edificação e interligado à rede - estudo de caso no prédio administrativo do campus porto da UFPEL, PROGRAU- UFPEL, Pelotas.

RESIDENTIAL PHOTOVOLTAIC SYSTEMS IN BRAZIL: A RELATIVE PAYBACK TIME ANALYSIS

Abstract. Only in 2015, the cost of residential electricity in Brazil increased by 40 % due to the increased use of thermoelectric plants. In this scenario, residential PV systems grid-connected become an excellent alternative source, providing clean energy at a fixed cost, unlike the electricity network, whose price tends to rise. This article presents a comparative analysis of three technologies of nine different PV modules applied in residential systems, applied for six cities from different regions of Brazil. Systems of 2kW were simulated, taking into account representative data of solar

radiation for each area. In addition, a comparative analysis of the return time of the systems was performed, showing, for the conditions evaluated, the best option of choice for the same systems.

Key words: *On-grid photovoltaic system, Photovoltaic module, Payback time.*