

ANÁLISE DE DIFERENTES TECNOLOGIAS FOTOVOLTAICAS PARA INSTALAÇÕES RESIDENCIAIS NO SUL DO BRASIL

G. A. Rampinelli¹, A. J. Bühler²

Associação Beneficente da Indústria Carbonífera de Santa Catarina, Faculdade SATC, Departamento de Engenharia Elétrica, Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Rio Grande do Sul, IFRS - Campus Bento Gonçalves.
Tel. 55(48)34317500 – Fax 55(48)34317501 e-mail: giuliano.rampinelli@satc.edu.br

Recibido: 10/08/12; Aceptado: 02/10/12

RESUMO: As primeiras centrais fotovoltaicas com potências da ordem de 1MW já começaram a ser instaladas no Brasil. Enquanto isso, o preço dos módulos tem diminuído consideravelmente. Somando esses fatos ao potencial solar brasileiro, pode-se dizer que o futuro da energia solar fotovoltaica no Brasil é altamente promissor, para grandes centrais ou sistemas residenciais. Em meio a este cenário uma importante questão surge: Qual é a tecnologia fotovoltaica mais apropriada para uma determinada instalação. A resposta dessa pergunta certamente não é obtida facilmente, já que depende de muitos fatores, como eficiência dos módulos envolvidos, custo do kWp, área disponível para instalação, taxa de degradação de cada tecnologia, etc. Este trabalho apresenta um estudo preliminar sobre qual seria a tecnologia mais adequada para ser empregada em um sistema fotovoltaico integrado à edificação no sul do Brasil. Diversos aspectos são levados em conta e simulações do potencial energético gerado ao longo de 20 anos para diferentes tecnologias são apresentadas. O índice de performance ratio dos sistemas fotovoltaicos simulados variou entre 74 % e 83 %.

Palavras chave: Tecnologias fotovoltaicas, módulos fotovoltaicos, sistemas fotovoltaicos conectados à rede.

INTRODUÇÃO

Analisando a evolução da capacidade instalada de sistemas fotovoltaicos no mundo, fica evidente a importância que essa fonte de energia tem conquistado nos últimos anos na matriz energética de diversos países. No ano de 2000 a potência fotovoltaica instalada no mundo era de 1,4 GW, enquanto que no final de 2011 o potencial instalado era de quase 70 GW. Desse total, a grande maioria se encontra na Europa (75 %) onde a Alemanha é o país com a maior potência instalada com aproximadamente 24,7 GW, seguido da Itália, com cerca de 12,7 GW, dos quais 9,3 GW foram instalados somente no ano de 2011 (EPIA, 2012).

No caso do Brasil, a realidade da energia solar fotovoltaica ainda está muito longe dos patamares europeus, entretanto as primeiras centrais fotovoltaicas com potências da ordem de 1 MW já começaram a serem instaladas. Recentemente a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) publicou a resolução normativa nº 482, na qual estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração (potências menores ou iguais a 100 kW) e minigeração (potências maiores que 100 kW e menores ou iguais a 1 MW) aos sistemas de distribuição de energia elétrica. Paralelo a esse fato, em um estudo publicado por Breyer e Gerlach (2012), a paridade de rede para sistemas fotovoltaicos já será atingida em 2013 para sistemas residenciais no Brasil e estará muito próxima para sistemas industriais. De acordo com esse estudo, a paridade de rede será uma realidade altamente favorável à energia solar fotovoltaica para sistemas residenciais e industriais no Brasil já no ano de 2016.

A energia elétrica no Brasil é proveniente na sua maior parte de recursos hídricos. Atualmente, do total da capacidade instalada no Brasil, cerca de 127 GW, aproximadamente 83 GW (65 %) é devido a hidrelétricas (Aneel, 2012). Porém, como aponta um trabalho de Rüther e Zilles (2010), embora o Brasil ainda possua recursos hídricos para aumentar a sua matriz energética baseada nessa fonte de energia, a instalação de novas usinas hidrelétricas será dificultada por questões ambientais. Além disso, as grandes distâncias das centrais aos centros de consumo farão com que os preços da energia se tornem maiores. Rüther e Zilles chamam ainda a atenção de diversos fatores importantes que em meio ao cenário atual brasileiro fazem da energia solar fotovoltaica uma excelente alternativa para a diversificação da matriz energética. Entre esses fatores citam-se: Perda de energia pela transmissão reduzida, uma vez que as unidades consumidoras encontram-se próximas ou às vezes são as próprias unidades geradoras, alto preço das tarifas de energia residencial (variando de 16 a 23 centavos de Euro por kWh), o alto potencial solar (variando de 1500 a 2200 kWh/m² ao ano) e a complementaridade existente entre sistemas hídricos e solares.

Em meio a um cenário onde sistemas de geração fotovoltaica residenciais provavelmente começarão a ser instalados em um futuro próximo e onde a oferta de inúmeras tecnologias fotovoltaicas preenche o mercado mundial com preços e características das mais diversas, uma questão importante surge: Qual seria a tecnologia fotovoltaica mais adequada para uma instalação residencial em uma determinada região? Responder a essa pergunta não é uma tarefa fácil, uma vez que depende de diversos fatores tais quais localização da instalação, eficiência dos módulos envolvidos, custo do Wp, área disponível para instalação, taxa de degradação de cada tecnologia, características específicas que algumas tecnologias podem exigir como aterramento, inversores específicos para determinados módulos, necessidade ou não de suportes para instalação, etc.

Este trabalho apresenta um estudo preliminar comparativo sobre qual seria a tecnologia mais adequada para ser empregada em um sistema fotovoltaico residencial na região sul do Brasil. Para realizar esse estudo é utilizado um software desenvolvido no Laboratório Nacional de Energias Renováveis do Departamento de Energia dos Estados Unidos onde são configurados diferentes sistemas fotovoltaicos com distintas tecnologias de módulos. Diversos aspectos são considerados e simulações do potencial energético gerado ao longo de 20 anos para diferentes tecnologias são apresentadas na tentativa de quantificar os prós e contras de cada sistema de geração avaliado.

TECNOLOGIAS FOTOVOLTAICAS

Embora a grande maioria da potência fotovoltaica instalada no mundo ainda seja composta de dispositivos baseados em silício cristalino (mais de 90%), outras tecnologias têm surgido ao longo dos últimos anos com um grande potencial, seja para redução de custos ou para o aumento na eficiência de conversão. Basicamente as tecnologias disponíveis hoje no mercado se dividem em três grandes grupos, que são: silício cristalino, filmes finos e tecnologias híbridas. Cada uma dessas tecnologias é brevemente discutida a seguir.

SILÍCIO CRISTALINO

O silício na sua forma cristalina é empregado na fabricação de células fotovoltaicas em duas configurações, monocristalino (c-Si) que é obtido a partir de um único cristal ou multicristalino (mc-Si), que é obtido a partir de inúmeros cristais. O c-Si é o que apresenta as maiores eficiências entre as diversas tecnologias disponíveis hoje no mercado, principalmente se forem consideradas células com contatos enterrados, que apresentam eficiências superiores a 20% atualmente (Green, et al., 2012). No ano de 2010 foi anunciado pela empresa *Sun Power* a criação de uma célula fotovoltaica para produção em larga escala com uma eficiência de 24,2%, eficiência esta comprovada pelo órgão americano NREL. O módulo fotovoltaico de maior eficiência disponível no mercado atualmente é o *SPR-327NE-WHT-D*, fabricado pela empresa *Sun Power* com 20,1% de eficiência. Salvo módulos com características especiais, dispositivos baseados em c-Si possuem eficiências entre 13 e 17%.

Devido aos processos de produção, o custo de produção do mc-Si é consideravelmente menor do que o m-Si, em contrapartida a eficiência das células também é menor. A eficiência de uma célula de silício multicristalino é tanto menor quanto menores forem os cristais que a formam, o que justifica as eficiências mais altas dos módulos mais recentes que apresentam cristais com tamanhos da ordem de centímetros. A eficiência de módulos baseados em mc-Si atualmente se encontra entre 12 % e 15 % embora seja possível encontrar módulos dessa tecnologia com eficiências de até 16 %. Até o presente momento a oferta de módulos de silício cristalino é muito maior do que a de filmes finos, o que é perfeitamente compreensível tendo em conta que os filmes finos começaram a entrar no mercado de forma significativa e muito pouco tempo. Aliado ao fato da grande maturidade que essa tecnologia já atingiu e ao aumento do mercado fotovoltaico mundial, os preços caíram muito nos últimos cinco anos. Atualmente, para o mercado europeu, já é possível encontrar módulos de silício cristalino com valores da ordem de 0,7 Euros/Wp (Photon, 2012/7).

FILMES FINOS

Filme fino é uma denominação dada a tecnologias fotovoltaicas que empregam materiais com espessuras da ordem de apenas 1 μm (aproximadamente 100 vezes menos espessa do que lâminas de silício cristalino). Uma vez que módulos de filmes finos empregam muito menos material na sua fabricação essa tecnologia apresenta um alto potencial de redução de custos. Por outro lado, alguns materiais dentro dos filmes finos apresentam algumas características específicas que podem tornar o seu uso em instalações fotovoltaicas onerosas. Basicamente os filmes finos se dividem em três materiais a seguir descritos:

Silício amorfo (a-Si)

O a-Si possui uma absorvidade para a radiação solar 40 vezes mais eficiente do que o silício monocristalino, o que permite que uma lâmina de apenas 1 μm seja capaz de absorver 90% da energia solar útil (Lasnier e Ang, 1990). Sendo utilizado pela primeira vez em células solares no ano de 1974, o a-Si é o material entre os filmes finos mais estudado até o presente momento. Este material apresenta uma resposta espectral mais voltada para a região do azul do espectro eletromagnético, o que aumenta a sua eficiência sob irradiação difusa. Um detalhe importante a favor do a-Si é que sua potência diminui com o aumento da temperatura, mas em uma taxa relativa menor do que ocorre com a tecnologia cristalina.

Um aspecto negativo importante do silício amorfo é que nos primeiros meses de utilização seu desempenho elétrico diminui muito devido ao chamado efeito *Staebler-Wronski*. A empresa *Unisolar*, por exemplo, especifica que seus módulos têm uma redução na máxima potência da ordem de 15 % nas primeiras oito a dez semanas de uso, entretanto, de acordo com um trabalho publicado por Rüter et al. (2003) essa diminuição pode chegar a 35 % em módulos desta tecnologia. Ainda neste trabalho constata-se que o tempo de estabilização da potência gerada por um módulo de silício amorfo é da ordem de cinco meses. Tendo em conta este fenômeno, os fabricantes de módulos desta tecnologia informam sua potencia relativa ao valor após a estabilização o que é muito importante na hora de se dimensionar um sistema com essa tecnologia, já que nos primeiros meses os módulos terão tensões maiores do que as indicadas pelos fabricantes. Se os inversores não forem dimensionados levando em conta esse detalhe, uma considerável energia gerada pode não ser aproveitada pelos inversores.

Existe, porém outro efeito importante que ocorre com o a-Si chamado de *thermal annealing* (recozimento térmico). Basicamente, o que ocorre é que uma vez exposto a altas temperaturas, que podem ser atingidas durante a exposição dos módulos a irradiação solar, parte da degradação causada pelo efeito *Staebler-Wronski* é revertida fazendo assim com que a eficiência dos módulos aumente. Essa é a principal razão pela qual diversos autores afirmam que o a-Si é mais apropriado

para regiões de climas quentes. Maiores detalhes sobre o efeito de *thermal annealing* podem ser encontrados em Makrides et al. (2012). Existem diversas configurações de módulos de a-Si, incluindo módulos flexíveis onde as caixas de conexão ficam na parte frontal do módulo, permitindo assim que esses módulos sejam instalados diretamente sobre o telhado de uma residência ou fábrica, o que elimina custos com estruturas de fixação. A eficiência de módulos comerciais de silício amorfo encontra-se na faixa de 5 % a 8 % podendo chegar a 10% para módulos com mais de uma junção. Apesar de baixa, essa eficiência experimenta um aumento de até 20 % nos meses mais quentes do ano, como comentado por Notton et al. (2010). Esse aumento se deve principalmente ao efeito de *thermal annealing*.

Telureto de Cádmio (CdTe)

Graças ao seu alto nível de absorvidade ótica, células de CdTe podem ser fabricadas com eficiências de conversão próximas as das tecnologias de mc-Si, mas utilizando apenas 1 % a 2 % do material requerido para essas tecnologias. A eficiência de conversão do CdTe, assim como do a-Si varia muito mais do que a eficiência do m-Si e mc-Si ao longo do dia e ao longo do ano devido a mudanças na distribuição espectral.

Eficiências da ordem de 16,5 % já foram obtidas em laboratório para estes tipos de células. No caso de módulos comerciais a eficiência máxima encontrada hoje no mercado pertence aos modelos FS-280 e FS-380, ambos produzidos pela empresa *First Solar* com um valor de 11,1 %. A maior fabricante de módulos de CdTe no mundo é a empresa americana *First Solar*. Essa empresa é capaz hoje de produzir módulos com o menor valor por Wp dentre todas as tecnologias (61 centavos de Euro por Wp). Entretanto, o preço dos módulos para compras em quantidades reduzidas, para instalações residenciais, por exemplo, é consideravelmente maior, da ordem de 1,43 Euros/Wp no mercado europeu.

Módulos baseados em CdTe apresentam um efeito importante denominado *light soaking* (imersão de luz), que consiste basicamente em um aumento na eficiência de conversão do dispositivo fotovoltaico após horas de exposição a radiação solar. O tempo necessário para que o efeito de *light soaking* se pronuncie varia muito com a técnica de fabricação e com outros diversos aspectos, de forma que esse tema ainda é objeto de estudo pertinente na comunidade científica. Para se ter uma idéia da importância que esse efeito pode ter no dimensionamento de um sistemas com módulos de CdTe, em um trabalho publicado por Del Cueto e Von Roedern (2006) os autores chamam a atenção de que a tensão de circuito aberto de cada módulo pode aumentar em até 6 % após algumas centenas de horas de exposição à irradiação solar.

Centrais fotovoltaicas compostas por módulos de CdTe já representam uma parcela expressiva do potencial instalado no mundo. A empresa First Solar afirma que a capacidade instalada de módulos de CdTe no mundo já chegou a casa dos 5 GW. Esse é sem dúvida um número muito expressivo para módulos de filmes finos. Como exemplo de algumas grandes centrais já existentes no mundo citam-se a Lieberose Solar Park localizada em Brandenburgo, Alemanha (53 MW) e a central Sarnia Solar Farm localizada em Ontario, Canadá (80 MW). Para se ter uma idéia da importância que o CdTe tem ganho no mercado fotovoltaico mundial a central Sarnia Solar Farm é hoje a maior central de toda a América do Norte. Entretanto o projeto da central Desert Sunlight Solar Farm, a ser instalada no deserto do Arizona nos EUA até o ano de 2015, fará o atual recorde de 80 MW parecer pouco. Essa central terá uma potência instalada de 550 MW compostos de módulos de CdTe.

Disseleneto de cobre-índio e cobre-índio-gálio (CIS e CIGS)

Os materiais CIS e CIGS correspondem a uma forma multicristalina de filmes finos cujas propriedades vêm sendo estudadas desde 1980. Uma propriedade importante do CIGS é que este possui um dos coeficientes de absorção mais altos conhecidos, o que permite absorver cerca de 90 % dos fótons incidentes com energia superior a 1 eV para uma espessura de 1 μ m a 3 μ m. Outro fator favorável a esta tecnologia é a boa resistência ao aquecimento que ela possui, propriedade fundamental para aplicações espaciais.

A eficiência máxima atingida para um módulo de CIGS, em 2006, foi de 16,5%. Atualmente tanto módulos de CIS quanto de CIGS são os que possuem as maiores eficiências no mercado dentre as tecnologias de filmes finos. Módulos com eficiências da ordem de 12% podem ser facilmente encontrados no mercado fotovoltaico. Atualmente o módulo mais eficiente disponível no mercado é o modelo MS140GG da empresa *Miasole* com 13%. Tal qual o a-Si ou o CdTe estes materiais apresentam uma excelente aparência estética o que possibilita seu uso em telhados e fachadas, constituindo instalações incorporadas à construção.

Tal como o CdTe, os materiais da família CIS e CIGS apresentam o chamado efeito de *light soaking* e, portanto, uma margem de segurança com relação à tensão de circuito aberto também deve ser levada em conta no dimensionamento de um sistema que utilize módulos dessa tecnologia. Com relação à variação da eficiência desses módulos em função da temperatura, os mesmos apresentam variações similares a de módulos de silício cristalino.

TECNOLOGIAS HÍBRIDAS

Essas tecnologias correspondem a materiais que se obtêm unindo silício em diferentes formas cristalinas com filmes finos. Como representantes desse grupo estão as células produzidas pela empresa Sanyo de tecnologia HIT (*Heterojunction with Intrinsic Thin layer*) (hetero união com camada fina intrínseca) que correspondem a uma célula de silício monocristalino envolta por duas camadas ultrafinas de silício amorfo. Outro exemplo de tecnologia híbrida que tem conquistado espaço nos últimos anos são as células de silício microcristalino/amorfo (μ c-Si/a-Si) também chamada de silício micromorfo. No caso das células HIT, eficiências consideravelmente altas são obtidas, tendo o módulo mais eficiente cerca de 19 % de eficiência. Os módulos de silício micromorfo apresentam eficiências bem abaixo dos módulos HIT. Valores entre 7 % e 10 % são normalmente encontrados.

TAXA DE DEGRADAÇÃO

Para estimar com precisão a energia que uma determinada instalação fotovoltaica será capaz de gerar ao longo de sua vida é muito importante que se conheça o máximo possível sobre a taxa de degradação dos diversos elementos que compõem o sistema. É importante que não somente seja considerada a degradação dos módulos, mas também como essa degradação poderá afetar os outros elementos da instalação fotovoltaica, como os inversores, por exemplo. Em um trabalho de Jordan and Kurtz (2011), são apresentados os resultados de uma revisão sobre as diversas publicações tratando do tema de degradação de sistemas instalados ao longo dos últimos 40 anos. Neste trabalho as informações sobre degradação de módulos e sistemas são divididas em dois grupos principais, referentes ao conteúdo publicado antes e depois do ano 2000. Essa divisão foi feita, pois pode-se dizer que somente depois dos anos 2000 instalações com módulos de filmes finos começaram a se tornar expressivas. A tabela 1 apresenta valores médios para as diversas taxas de degradação publicadas a partir do ano 2000 analisadas no trabalho de Jordan e Kurtz. As taxas de degradação são ainda divididas de acordo com a tecnologia de célula. As taxas de degradação das instalações fotovoltaicas, apresentadas na tabela 1, correspondem a diminuição na energia gerada ao longo do tempo pela instalação como um todo. Essa degradação é afetada pela degradação dos módulos, inversores, cabos elétricos, etc.

Tecnologia fotovoltaica	Taxa de degradação	Taxa de degradação
	Somente módulos (%/ano)	Instalação fotovoltaica (%/ano)
c-Si	0,40	0,40
mc-Si	0,58	0,58
a-Si	1,16	0,92
CdTe	0,65	0,44
CI(G)S	1,31	0,81

Tabela 1: Taxas de degradação médias para diferentes tecnologias fotovoltaicas calculadas a partir de estudos publicados entre os anos 2000 e 2011.

Analisando a tabela 1 verifica-se que o silício cristalino é a tecnologia que apresenta a menor taxa de degradação, tanto quanto se analisam apenas os módulos quanto quando se analisa a instalação como um todo. Este fato está diretamente ligado a maturidade que essa tecnologia atingiu ao longo dos últimas décadas. Por outro lado, módulos de tecnologia CI(G)S são os que apresentam a maior taxa de degradação, reflexo direto de uma tecnologia recente e ainda não consolidada.

Embora os dados apresentados na tabela 1 apenas representem uma média obtida a partir do estudo de muitas instalações fotovoltaicas esses dados podem ser utilizados como um critério de escolha a mais entre uma ou outra tecnologia fotovoltaica, já que as taxas de degradação são consideravelmente diferentes. Muitos aspectos relacionados à instalação podem influenciar a taxa de degradação, de forma que valores consideravelmente diferentes dos apresentados na tabela 1 podem ser encontrados. Por outro lado, para simular uma instalação fotovoltaica ao longo de diversos anos esses dados de degradação já fornecem uma ótima ferramenta. Dessa forma, as simulações realizadas neste trabalho para os diferentes sistemas consideram as taxas de degradação da tabela 1.

TOPOLOGIA DO INVERSOR E ATERRAMENTO EM FUNÇÃO DA TECNOLOGIA DO MÓDULO

Dependendo da tecnologia fotovoltaica nos módulos a serem utilizados em uma instalação, algumas medidas devem ser tomadas a fim de evitar problemas graves que possam levar a uma considerável perda na potência gerada. Como exemplo, cita-se o efeito de PID, *Potential Induced Degradation* (Degradação por potencial induzido) que pode causar uma perda de até 70% na potência fornecida por alguns módulos (Berghold et al, 2010), em especial os módulos de alta eficiência com contatos posteriores fabricados pela empresa Sun Power. Resumidamente módulos constituídos por células de tipo N operando sob polarização positiva necessitam ter seus pólos positivos aterrados. No caso de módulos com células do tipo P operando sob polarização negativa, a medida corretiva para evitar o efeito de PID é aterrar o pólo negativo do array. Dependendo também do módulo empregado, pode haver a necessidade de se utilizar um inversor com transformador (que são mais caros e mais pesados). Todos esses detalhes podem pesar muito na hora de se escolher entre outra tecnologia fotovoltaica para ser utilizada em uma determinada instalação. A tabela 2 apresenta, de acordo com especificações técnicas da empresa SMA (SMA, 2010) alguns requisitos a serem observados para instalações fotovoltaicas utilizando módulos de diferentes tecnologias.

Tecnologia fotovoltaica ou característica do módulo	Inversores com transformadores		Inversores sem transformadores		
			Sem aterramento	Aterramento do pólo negativo	Aterramento do pólo positivo
Silício cristalino	R	R	R	R_EL	R_EL
Filmes finos	NR	NR	NR	R	NR
Contato posterior	NR	NR	NR	NR	R
Flexível ou com substrato metálico traseiro	NR	R_EL	R	R	R

R = Recomendado; NR = Não Recomendado; R_EL = Recomendado para uma extensão limitada

Tabela 2: Recomendações sobre o inversor mais apropriado e aterramento do array de acordo com a tecnologia fotovoltaica utilizada no sistema.

Analisando a tabela 2 verifica-se alguns detalhes importantes com relação à utilização de inversores com ou sem transformadores. Módulos de filmes finos com células de CdTe ou a-Si geralmente usam um óxido condutor transparente

(TCO) sobre um substrato de vidro, que pode sofrer corrosão. Uma medida preventiva para evitar a corrosão do TCO, o que levaria a uma perda considerável de potência, é a adoção de um inversor com transformador aterrando o pólo negativo do *array*. A mesma topologia de transformadores também é recomendada no caso de módulos com células que usam como substrato uma folha aço inoxidável (e.g. módulos flexíveis da empresa Unisolar). Isso deve ser feito como medida preventiva para perdas de corrente que ocorrem devido a um efeito de capacitância parasita que ocorre em módulos com esses substratos.

SIMULAÇÃO E ANÁLISE DAS TECNOLOGIAS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

A elaboração de um projeto técnico para um sistema fotovoltaico (SF) requer uma série de etapas e procedimentos de análise que visam proporcionar ao projeto, depois de instalado, confiabilidade, segurança e garantias de produção de energia ao investidor. A análise detalhada do local onde será instalado o sistema é de fundamental importância. Através de uma visita ao local é que o projetista pode observar as possibilidades e determinar o tipo de instalação mais adequada. É primordial a análise do espaço físico disponível para a instalação do SF, pois é a partir dele que se inicia o dimensionamento da potência e da quantidade de módulos a serem instalados. Geralmente é possível encontrar dois tipos de instalações, as integradas em edificações e as instaladas em solo.

Os sistemas integrados a edifícios são comumente encontrados em grandes centros urbanos e podem ser instalados nos telhados ou em fachadas de prédios com um apelo mais arquitetônico. Nessas condições de instalação o projetista deve estar atento, inicialmente, à área disponível no telhado, onde se devem considerar aberturas utilizáveis presentes no telhado, e o sombreamento devido a estruturas vizinhas. A questão estrutural do telhado também é importante, pois é necessário o sistema estar orientado corretamente e a estrutura deve suportar uma carga extra de módulos e equipamentos.

Os sistemas instalados no solo normalmente são de grande porte e construídos em localidades distantes dos grandes centros. Este é um sistema mais simples de ser instalado, pois apenas há a necessidade de uma área de terra disponível. Nessas condições ele irá ocupar a área de terra durante toda a sua vida útil de operação não sendo possível, a princípio, desenvolver nenhuma atividade extra no local durante esse período, o que não acontece nos sistemas integrados às edificações. Deve-se atentar, nessa situação, para o entorno da área onde será instalado o sistema, pois futuras construções ou até algumas árvores podem vir a sombrear os módulos, causando perdas na geração.

Quando a radiação solar incide perpendicularmente nos módulos, o sistema está recebendo a maior quantidade de radiação solar global possível e conseqüentemente gerando a maior potência, pois sob condições de temperatura constante, a potência gerada pelo módulo fotovoltaico varia de forma aproximadamente linear com a radiação solar, para faixas de radiação de 500 W/m^2 a 1000 W/m^2 . O ideal, portanto, é que o módulo fique o maior tempo possível voltado para o Sol. Como pode ser observado na figura 1, que ilustra um exemplo de instalação fotovoltaica residencial, quando o sistema é instalado em telhados dificilmente esta condição poderá ser respeitada, pois dependerá do posicionamento do telhado, em relação ao Norte ou Sul geográfico e do espaço disponível no mesmo.



Figura 1: Exemplo de instalação fotovoltaica residencial. (Disponível em: <http://us.sunpowercorp.com/>)

Os módulos fotovoltaicos devem ficar orientados para o Norte geográfico se forem instalados no hemisfério Sul do planeta e se o sistema for instalado no hemisfério Norte os módulos devem ser orientados para o Sul geográfico. É necessário cuidado com relação à orientação, pois o Norte geográfico difere do Norte magnético. Portanto, devem-se fazer as correções devidas conforme declinação magnética da região onde o SF for instalado. Em termos gerais, os módulos são instalados com uma inclinação equivalente à latitude do local, sendo admitidas, sem que haja grandes perdas para o sistema, variações máximas de $\pm 20^\circ$ em relação à orientação do sistema, e variações na inclinação de $\pm 10^\circ$ em relação à latitude.

O presente trabalho analisa de forma preliminar e comparativa o desempenho energético das diferentes tecnologias de módulos fotovoltaicos simulando sistemas de pequena potência residenciais no sul do Brasil. Para realizar as simulações dos distintos sistemas fotovoltaicos é utilizado um software desenvolvido pelo Laboratório Nacional de Energias Renováveis (NREL) do Departamento de Energia dos Estados Unidos da América, denominado *System Advisor Model* (SAM). O software é gratuito e pode ser obtido no website do NREL. Os sistemas fotovoltaicos simulados têm potência nominal entre $9,75 \text{ kW}_p$ e $10,56 \text{ kW}_p$. Esta potência foi escolhida por representar um sistema de pequeno porte que não necessitaria de uma grande área e poderia facilmente ser integrado em uma residência comum. Os sistemas fotovoltaicos não apresentam potência idêntica porque os mesmos são compostos por diferentes combinações série-paralela de módulos fotovoltaicos. As configurações dos sistemas fotovoltaicos compostos por diferentes tecnologias de módulos respeitam os limites estabelecidos pelos inversores garantindo o pleno funcionamento destes equipamentos que são responsáveis pela conversão de corrente

continua em corrente alternada. As configurações dos sistemas fotovoltaicos respeitam os limites de tensão máxima admissível pelo inversor e a faixa de tensão de operação do seguidor do ponto de máxima potência (SPMP) do inversor.

Os sistemas fotovoltaicos simulados são de pequeno porte e necessitam de áreas comumente encontradas e disponíveis em edificações. A cidade escolhida para realizar as simulações é Florianópolis que está localizada no litoral sul do Brasil e tem latitude de 27,7°S. Para realizar a simulação foram configurados cinco sistemas fotovoltaicos constituídos por diferentes tecnologias de módulos fotovoltaicos. A potência dos módulos fotovoltaicos selecionados varia entre 75 W_p e 230 W_p conforme a tecnologia. As diferentes tecnologias de módulos apresentam distintos valores de eficiência, sendo que entre os módulos escolhidos para os sistemas fotovoltaicos simulados, as eficiências variam entre 6,26 % nos módulos de silício amorfo de tripla junção (a-Si) e 17,69 % nos módulos de silício monocristalino (c-Si). A tabela 3 apresenta a tecnologia dos módulos utilizados nas diferentes simulações e dados de potência nominal e eficiência fornecidos pelos fabricantes dos mesmos.

Módulo Fotovoltaico	Tecnologia	Potência (W _p)	Eficiência (%)
Unisolar PVL 136	a-Si	135	6,26
Yingli Solar YL 230	mc-Si	230	14,08
Sanyo HIP 225	HIT-Si	225	16,23
First Solar FS 275	CdTe	75	10,42
Sun Power	c-Si	220	17,69

Tabela 3: Tecnologia dos módulos e dados de potência e eficiência.

O fator de dimensionamento de inversor (FDI) é a razão entre a potência nominal do inversor e a potência nominal do sistema fotovoltaico. O FDI para os sistemas fotovoltaicos simulados varia entre 0,93 e 1,01 conforme a tecnologia dos módulos do sistema. Pode-se verificar que a área dos sistemas fotovoltaicos varia conforme a tecnologia dos módulos que apresentam diferentes valores de eficiência. A diferença de área entre o sistema fotovoltaico composto por módulos de silício cristalino e o sistema fotovoltaico constituído por módulos de silício amorfo é de 160 %. Principalmente em sistemas fotovoltaicos residenciais essa característica deve ser considerada pelos projetistas do sistema, uma vez que a área disponível é limitada. Além disso, os custos de instalação aumentam para sistemas que necessitam de maiores áreas. A tabela 4 apresenta a área ocupada, a potência e o fator de dimensionamento de inversor dos sistemas fotovoltaicos simulados.

Módulo Fotovoltaico	Tecnologia	Área (m ²)	Potência do Sistema (kW _p)	FDI
Unisolar PVL 136	a-Si	155,59	9,74	1,01
Yingli Solar YL 230	mc-Si	71,89	10,12	0,97
Sanyo HIP 225	HIT-Si	62,37	10,12	0,97
First Solar FS 275	CdTe	93,6	9,75	1,01
Sun Power	c-Si	59,71	10,56	0,93

Tabela 4: Área, potência e fator de dimensionamento de inversor dos sistemas fotovoltaicos simulados.

Devido principalmente aos fenômenos de *thermal annealing* e *light soaking* é importante que os sistemas fotovoltaicos utilizando módulos de CdTe e a-Si tenham FDI altos, preferencialmente maiores do que 1. Isso deve ser feito para evitar perda de energia gerada, já que devido aos fenômenos anteriormente citados os sistemas fotovoltaicos irão gerar mais energia em algumas épocas do ano ou em algumas situações específicas.

Os sistemas fotovoltaicos com diferentes tecnologias de módulos foram simulados para períodos de 20 anos considerando taxas médias de degradação conforme as distintas tecnologias de módulos (tabela 3). A tabela 5 apresenta a energia elétrica convertida pelos sistemas fotovoltaicos em estudo durante o período de 20 anos de simulação e a densidade de energia para o mesmo período. Verifica-se que a energia elétrica convertida varia entre 270 MWh e 287 MWh, aproximadamente, conforme a tecnologia dos módulos. O módulo de silício monocristalino (c-Si) apresenta a maior densidade de energia (4,81 MWh/m²) como consequência de sua maior eficiência enquanto que o módulo fotovoltaico de menor eficiência, que é o módulo de silício amorfo (a-Si), apresenta consequentemente a menor densidade de energia (1,75 MWh/m²). Essa diferença deve ser considerada no projeto, uma vez que em sistemas fotovoltaicos integrados à edificações a área disponível para instalação do sistema é comumente limitada. Além disso, se o sistema necessitar de maior área, também será necessário maior estrutura para fixação dos módulos e maior quantidade de cabos para realizar a conexão do sistema à rede elétrica o que certamente elevará o custo da instalação.

Módulo Fotovoltaico	Tecnologia	Energia (MWh)	Densidade de Energia (MWh/m ²)
Unisolar PVL 136	a-Si	271,7	1,75
Yingli Solar YL 230	mc-Si	270,8	3,77
Sanyo HIP 225	HIT-Si	283,3	4,54
First Solar FS 275	CdTe	275,4	2,94
Sun Power	c-Si	286,9	4,81

Tabela 5: Energia e densidade de energia convertidas durante o período de 20 anos.

A comparação e análise do desempenho entre diversos e diferentes sistemas fotovoltaicos podem ser realizadas mediante análise de um conjunto de índices, denominadas de índices de mérito técnico de sistemas fotovoltaicos. A análise do desempenho do sistema fotovoltaico baseia-se nos índices de mérito, utilizados pelo programa de avaliação energética da Comunidade Econômica Europeia em seu programa de avaliação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede (CEC – Joint Research Centre, 1993 apud Oliveira, 2002). Essa metodologia de análise necessita que a instalação fotovoltaica seja monitorada por um período mínimo de um ano para que sejam conhecidos os índices médios mensais e por consequência o

desempenho energético do sistema fotovoltaico conectado à rede. As instalações fotovoltaicas conectadas à rede comumente incorporam um sistema de monitoramento experimental que tem a vantagem de retornar dados reais e confiáveis, mas implica na necessidade de equipamentos de medidas adequados e tempo para aquisição dos dados. Os índices de mérito técnico também podem ser obtidos mediante simulação computacional, que tem a vantagem de não requerer equipamentos e ensaios e tem uma rápida resposta dos resultados. O índice de *performance ratio* (PR), que significa em português relação de performance, é comumente utilizado para avaliação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Esse índice relaciona a energia real gerada por um determinado SF com a energia máxima que teoricamente seria gerada e é expresso em porcentagem. Diversos são os fatores que fazem com o PR seja inferior a 100, como por exemplo, acúmulo de poeira sobre os módulos, perdas elétricas nas conexões entre os módulos, perdas por aquecimento dos módulos, etc. A Tabela 6 apresenta a *performance ratio* dos sistemas fotovoltaicos considerando o primeiro ano de simulação e o valor médio para o período de 20 anos. O sistema fotovoltaico composto por módulos de a-Si apresenta o maior valor de PR considerando apenas o primeiro ano de funcionamento do sistema, mas considerando o período de 20 anos, o sistema fotovoltaico composto por módulos de CdTe apresenta o maior valor médio de PR para o período considerado.

Módulo Fotovoltaico	Tecnologia	PR (%) – 1 ano	PR (%) – 20 anos
Unisolar PVL 136	a-Si	83	76
Yingli Solar YL 230	mc-Si	77	73
Sanyo HIP 225	HIT-Si	79	76
First Solar FS 275	CdTe	80	77
Sun Power	c-Si	77	74

Tabela 6: *Performance ratio* dos sistemas fotovoltaicos considerando 1 ano e 20 anos simulados.

CONCLUSÕES

Este trabalho apresentou uma análise preliminar comparativa entre as distintas tecnologias de módulos fotovoltaicos disponíveis no mercado a partir da simulação de sistemas fotovoltaicos compostos pelas diferentes tecnologias. A potência dos sistemas fotovoltaicos simulados foi de aproximadamente 10 kW_p e a cidade escolhida para realizar as diversas simulações está localizada no litoral sul do Brasil. As simulações foram realizadas para um período de 20 anos. O sistema fotovoltaico composto por módulos de silício amorfo (a-Si) apresentou o maior valor de PR para o primeiro ano de simulação enquanto que o sistema constituído por módulos de telureto de cádmio (CdTe) apresentou o maior valor médio de PR para o período de 20 anos. Entretanto estes sistemas são compostos pelos módulos fotovoltaicos de menor eficiência e portanto são os sistemas que necessitam de maior área disponível, questão fundamental no desenvolvimento de um projeto de sistemas fotovoltaicos conectados à rede integrados à edificações.

Nessa análise preliminar não foram levados em conta os aspectos financeiros, que certamente tem um papel muito importante na decisão de qual o módulos mais favorável para uma determinada instalação fotovoltaica. Entretanto, analisando os dados referentes ao PR dos módulos e as taxas de degradação (tanto para módulos como para SF) módulos de CdTe aparentemente apresentariam uma alternativa adequada para sistemas residenciais. Um ponto negativo à utilização desses módulos é que eles apresentam potências pequenas (em torno de 80W) o que exige maior nº de módulos para atender uma determinada potência instalada se comparados a tecnologia de c-Si ou mc-Si. Isso encarece o custo, pois exige mais cabos, mais mão-de-obra e em alguns casos mais estrutura de suporte para a instalação. Por outro lado, pensando em instalações residências (com valores de no máximo 10kW) esses custos não são tão significativos com seriam em grandes centrais.

Os módulos de a-Si analisados possuem duas grandes vantagens em relação as demais tecnologias analisadas. A primeira delas é que, por serem módulos flexíveis, não necessitariam de estrutura metálica para suporte, o que tornaria a instalação mais simples, rápida, e barata. A segunda vantagem é que graças ao efeito de *thermal annealing* o a-Si produziria uma quantidade de energia maior do que a informada pelo fabricante nos meses mais quentes do ano. No sul do Brasil esse é um ponto importante, pois no verão temperaturas de mais de 30 graus Celsius são facilmente atingidas. Além disso, como esses módulos ficam em contato direto com o telhado, não há circulação de ar por trás dos módulos o que aumenta ainda mais a temperatura dos mesmos favorecendo o efeito de *thermal annealing* que por sua vez incrementa a potência. Um contra-ponto importante é que a eficiência de conversão é muito baixa o que pode impossibilitar uma instalação fotovoltaica com desejada potência devido a área disponível.

REFERÊNCIAS

- Agência Nacional de Energia Elétrica, Aneel. Informações Técnicas: Banco de informação de Geração. Aneel, 2012.
- Berghold, J., Frank, O., Hoehne, H., Pingel, S., Richardson, B. e Winkler, M. (2010). 25th EU PVSEC / 5th World Conf. on PV Energy Conversion, September 6 - 10, 2010, Valencia, Spain.
- Breyer, C. e Gerlach, A. (2012). Global overview on grid-parity. Progress in Photovoltaics: Research and applications, DOI: 10.1002/pip.1254.
- del Cueto, J. A. and von Roedern, B. (2006). Long-term Transient and Metastable Effects in Cadmium Telluride Photovoltaic Modules. Progress in Photovoltaics, 14 , pp. 615–628.
- EPIA, European Photovoltaic Industry Association (2012). Global market outlook for photovoltaics until 2016. Disponível em <http://www.epia.org/publications/epia-publications.html>.
- Green, M. A., Emery, K., Hishikawa, Y., Warta, W. and Dunlop, E. D. (2012), Solar cell efficiency tables (version 39). Prog. Photovolt: Res. Appl., 20: 12–20. doi: 10.1002/pip.2163.
- Jordan, D. C. and Kurtz, S. R. (2011). Photovoltaic Degradation Rates—an Analytical Review. Progress in Photovoltaics, DOI: 10.1002/pip.1182.
- Lasnier, F. e Ang, T. G. (1990). Photovoltaic Engineering Handbook, Adam Hilger, New York. 568p.

- Makrides, G., Zinsser B., Phinikarides, A., Schubert, M. e Georghiou, G. E. (2012). Temperature and thermal annealing effects on different photovoltaic technologies. *Renewable Energy*, 43, pp. 407-417, DOI:10.1016/j.renene.2011.11.046
- Notton, G., Lazarov, V. e Stoyanov, L. (2010). Optimal sizing of a grid-connected PV system for various PV module Technologies and inclinations, inverter efficiency characteristics and locations. *Renewable Energy*, 35, pp. 541-554. DOI: 10.1016/j.renene.2009.07.013.
- Oliveira, S. H. F., 2002. Geração Distribuída de Eletricidade: Inserções de Edificações Fotovoltaicas Conectadas à Rede no Estado de São Paulo. Tese de Doutorado, PIPGE/USP, São Paulo, Brasil.
- Photon – La Revista de Fotovoltaica. En La Práctica: Índice de Precios de Módulos. Julio de 2012.
- Rüther, R. e Zilles, R. (2010). Making the case for grid-connected photovoltaics in Brazil. *Energy Policy*, 39, 3, pp. 1027-1030, DOI: 10.1016/j.enpol.2010.12.021.
- Rüther, R; Tamizh-Mani, G., Del Cueto, J., Adelstein, J., Montenegro, A. A. e von Roedern, B. (2003). Performance test of amorphous silicon modules in different climates: higher minimum operating temperatures lead to higher performance levels, 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, pp 11-18, Osaka, Japan.
- SMA (2010). Which inverter is the right one? Disponível no endereço eletrônico <http://www.sma.de/en/solutions/medium-power-solutions/knowledgebase/which-inverter-is-the-right-one.html>

ABSTRACT

The first photovoltaic (PV) power plants with capacities around 1 MW have already started to be installed in Brazil. Meanwhile, the price of PV modules have been constantly reduced. Adding to these facts the Brazilian solar potential it is possible to say that the future of PV solar energy in Brazil is highly promissory, for large power plants or small residential installations. In this scenery one important question arises: What is the most appropriated PV technology to be used in a specific installation? To answer this question is not an easy task since it depends on many details, such as modules' efficiency, cost per Wp, available area for the system, degradation rate for each PV technology, etc. This work presents a preliminary study concerning what would be the most appropriated PV technology to be used in a building integrated installation in the south of Brazil. Several aspects are taken into account and simulations for the generated energy along 20 years for different PV technologies are presented. The performance ratio of PV systems simulated ranged between 74 % and 83 %.

Keywords: Photovoltaic technologies, photovoltaic modules, grid-connected photovoltaic systems