

sistemas fotovoltaicos de alta concentração: um salto tecnológico na conversão da energia solar

Fernanda P. Fernandes | Lucas C. Sauthier | Júlio C. Passos | Sérgio Colle



Introdução

As primeiras pesquisas na área de concentração fotovoltaica surgiram na década de 70 com a utilização de lentes de Fresnel e células de Silício. Hoje, os sistemas de concentração fotovoltaica (CPV) se transformaram em uma tecnologia altamente promissora para a produção de eletricidade a partir da energia solar e uma forte substituta às células de Silício, inicialmente utilizadas.

Os sistemas de alta concentração fotovoltaica (HCPV - High Concentration Photovoltaic) baseiam-se no princípio de concentração da radiação solar em uma célula fotovoltaica por meio de dispositivos ópticos (lentes e/ou espelhos). A alta concentração fotovoltaica resulta em uma área de foco diminuta desta radiação e, conseqüentemente, uma menor quantidade de material fotovoltaico é necessária. Esta, entre outras, é uma vantagem do HCPV perante as tecnologias tradicionais de conversão da energia solar: a redução de material fotovoltaico com o emprego de dispositivos ópticos de concentração, já testados e produzidos em larga escala, tornando, assim, esses sistemas economicamente mais vantajosos, [1].

Nos últimos anos, a tecnologia HCPV apresentou uma evolução muito rápida, quando comparada às demais, chegando a atingir eficiência de 43% de conversão de energia enquanto que a eficiência das tecnologias de silício não ultrapassou 20%. Por ser uma tecnologia recente, acredita-se que a eficiência dos sistemas de alta concentração ainda possa crescer consideravelmente transformando o HCPV em uma tecnologia de captação e de conversão de energia solar altamente promissora.

Princípio de Funcionamento

Um sistema CPV ou HCPV de conversão de energia solar em elétrica por meio de células fotovoltaicas de concentração requer a incidência perpendicular da radiação solar direta no plano do módulo fotovoltaico, onde se encontram células fotovoltaicas de pequena área, em torno de 1cm^2 ou menor. Os raios solares, então, são concentrados de modo que o foco da lente coincida com a localização da célula fotovoltaica (Fig. 1).

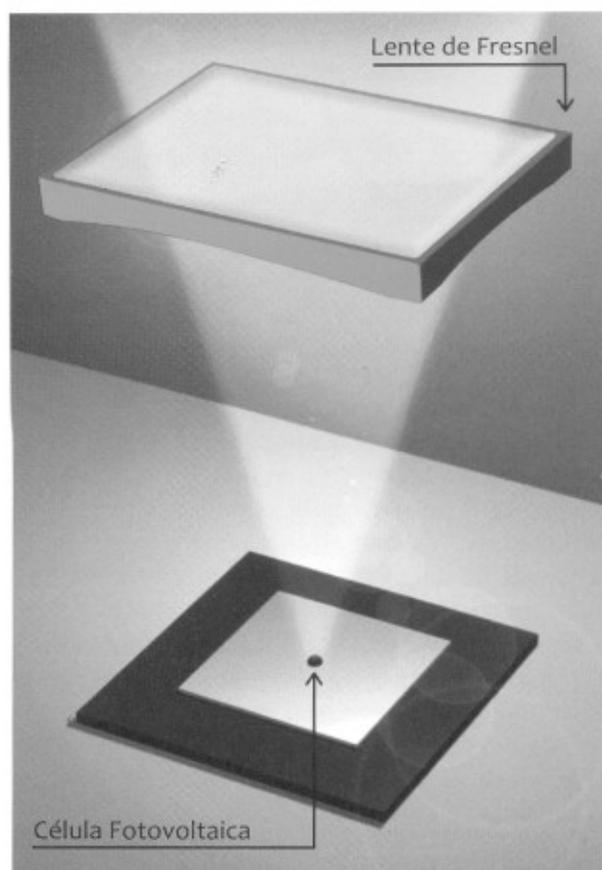


Figura 1 - Concentração de radiação solar direta em uma célula fotovoltaica através de uma lente de Fresnel, [2].

O núcleo dos sistemas fotovoltaicos de alta concentração, já bastante testados, é a célula III - V de múltiplas uniões, em geral de união tripla. Esta denominação se refere diretamente a sua constituição. São utilizados em sua composição elementos químicos dos grupos III e V da tabela periódica, materiais semicondutores que geram o efeito fotoelétrico sob condições de alta concentração de energia e frequência de excitação compatível. Os elementos desse tipo de célula são gálio, índio, arsênio, germânio e fósforo na disposição InGaP/InGaAs/Ge , de acordo com cada camada ou sub-célula. Esse arranjo composto de três sub-células conectadas em série permite que cada sub-célula converta uma faixa do espectro solar em eletricidade, [3], sendo transparente às demais (Fig. 2).

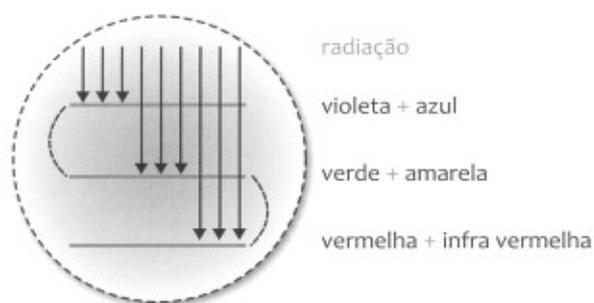


Figura 2 – Faixa de radiação absorvida em cada sub-célula.

A concentração da radiação solar acontece por meio de lentes ou espelhos. A lente de Fresnel tem sido utilizada abundantemente em sistemas HCPV por permitir uma concentração centenas de vezes maior em um ponto sob seu foco, ser de fácil fabricação e ter peso reduzido. O fator de concentração (também conhecido por número de sóis) alcança valores ótimos de rendimento entre 300 e 1000 sóis. O fator de concentração (FC) ótimo para cada célula dependerá da curva característica de eficiência

em função do FC, que também depende da temperatura de operação, e da irradiação normal direta (DNI) do local. Na figura 3, extraída de [3], é fornecida a curva de eficiência de uma célula em função do FC para temperaturas de operação da célula de 0 a 120°C. Como se pode observar, independentemente do FC, a eficiência da conversão cai com o aumento da temperatura da célula. Vários fabricantes recomendam que a temperatura de operação não ultrapasse os 100°C a fim de possibilitar uma vida útil da célula de até 25 anos. Segundo Chiang et al. [4], para retardar o mecanismo de falha e amenizar a perda de eficiência, a célula deve estar acoplada sobre uma placa condutora de calor, como por exemplo o alumínio, para que o calor seja dissipado por convecção natural do ar.

Alguns fabricantes relatam eficiência de células fotovoltaicas de tripla união, com testes em laboratório, de até 43%. A eficiência dos módulos é menor devido a perdas ópticas, por exemplo, e situam-se entre 24 e 28%, atualmente.

O sistema de HCPV é constituído por módulos fotovoltaicos (Fig. 4), os quais são compostos dessas células fotovoltaicas de multiunião ligadas em série, juntamente com as lentes de Fresnel.

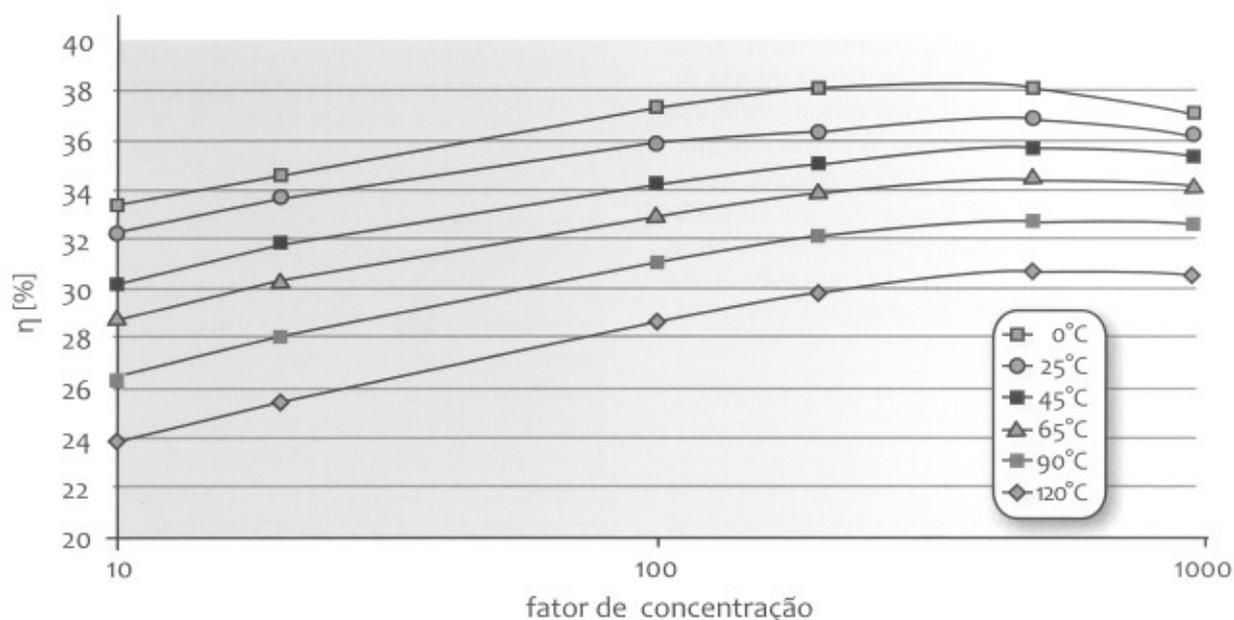
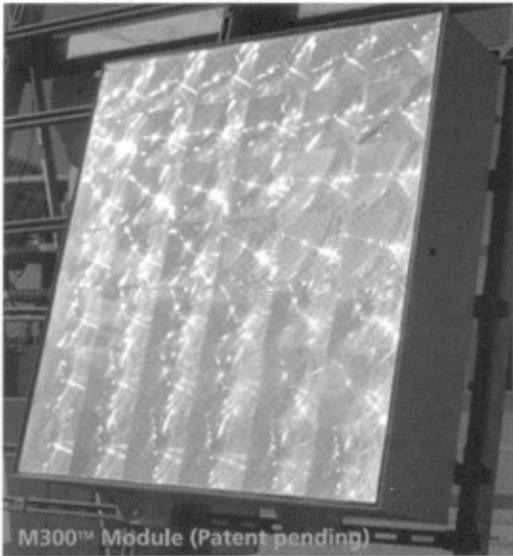


Figura 3 – Relação entre eficiência de uma célula fotovoltaica e fator de concentração para diferentes temperaturas de operação, [3].

DNI e Sistemas de Seguimento Solar



Devido à utilização de elementos ópticos, os sistemas de HCPV necessitam de ser instalados em regiões com alta irradiação normal direta (DNI), ou seja, locais onde a irradiação solar não é dispersa devido à nebulosidade e os raios solares atinjam perpendicularmente os módulos durante a maior parte do dia.

Para locais com baixa DNI é recomendado que se instalem sistemas que não necessitem do uso de elementos ópticos para produção fotovoltaica, como os sistemas convencionais de silício. Aos preços atuais, uma DNI é considerada apropriada para HCPV quando possui níveis superiores a 1800 kWh/m²/ano. Viana et al. [6] estima que com o aumento da eficiência dos sistemas e diminuição dos preços, uma DNI por volta de 1400 kWh/m²/ano pode tornar o projeto de uma planta de HCPV competitivo. Analisando-se a figura 5 vê-se claramente o potencial energético solar que o Brasil possui, compatível com a tecnologia em questão.

Figura 4 – Módulo M300, Abengoa Solar, [5].

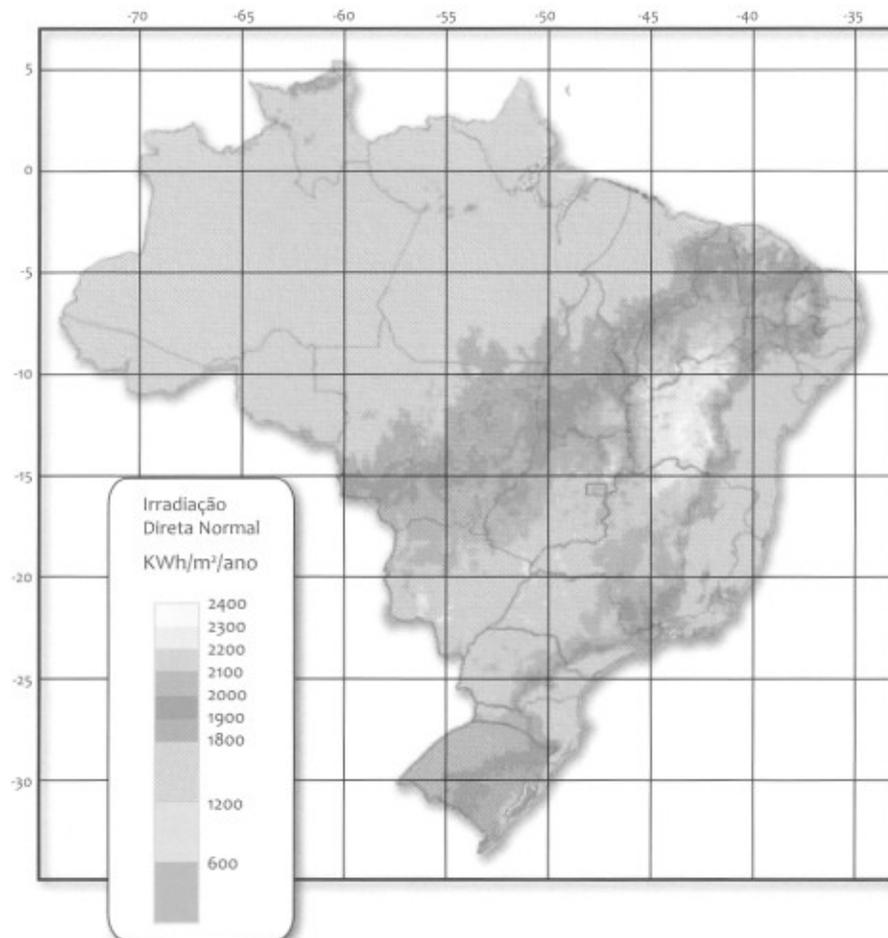


Figura 5 – Mapa de irradiação direta normal (DNI), em kWh/m²/ano, [6].

Além de serem instalados em regiões com alta DNI, os módulos de HCPV necessitam de seguidores solares para que a radiação incida perpendicularmente na superfície do mesmo durante todo o dia. Os seguidores possuem rotações em dois eixos (Fig. 6-a) a fim de seguir o movimento do sol de acordo com os ângulos de altura e azimutal e também corrigir a inclinação terrestre ao longo do ano, mantendo, assim, os raios focalizados nas células de múltiplas uniões.

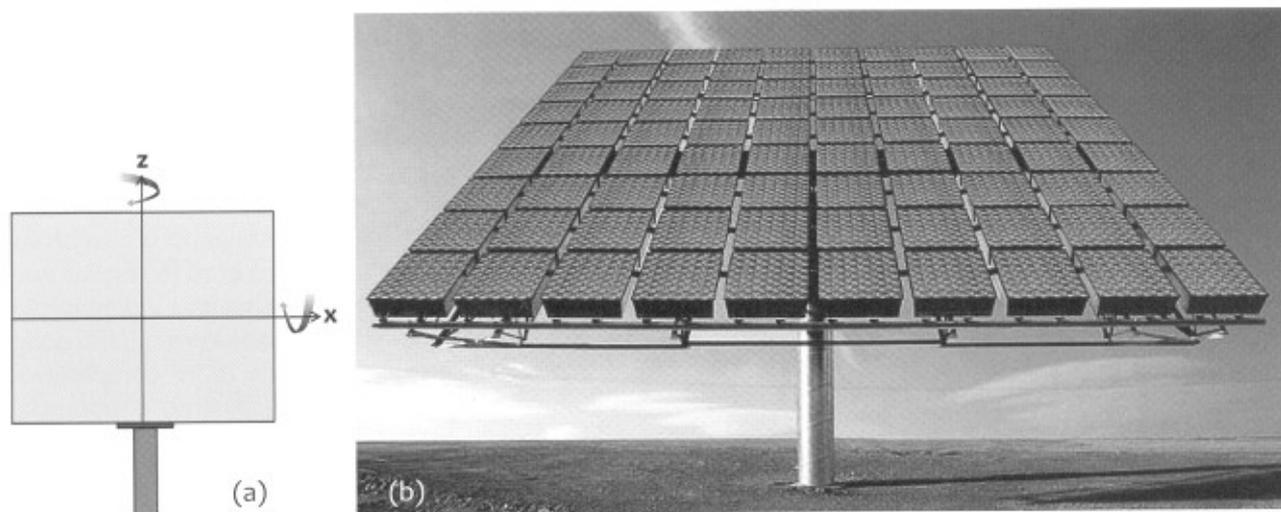


Figura 6 – (a) Modelo genérico com dois eixos de rotação; (b) Modelo T140 de 30kW, Abengoa Solar, [5].

Para garantir uma alta eficiência, o modo como seus painéis são montados é extremamente importante. Deve-se arranjá-los de modo que a perda por sombreamento seja a menor possível avaliando sempre o custo do metro quadrado versus o custo de perda energética por sombreamento. Ou seja, deve-se comparar se é economicamente mais vantajoso comprar ou arrendar um terreno maior, a fim de reduzir a perda por sombreamento, ou se a energia produzida durante os momentos em que os módulos estão sombreados compensa o custo de se aumentar a área.

Teoricamente, a perda de produção de energia devido ao sombreamento de um seguidor sobre o outro deve tender a zero, porém, considerando fatores reais, deve-se calcular a área para a construção de uma planta solar de forma a minimizar esta influência. Isto pode ser feito através de algoritmos específicos que buscam uma solução ótima para a máxima eficiência. Avaliando plantas solares de HCPV instaladas pelo mundo, como a de Sevilla, implantada pela empresa Abengoa Solar, verificou-se que a perda por sombreamento tolerável não deve ultrapassar 3%, em relação ao total de área de painel sombreada anualmente. A relação utilizada para aquele local é

de $1,17 \times 10^{-2} \text{ km}^2$ por MWe instalado. A partir desta constatação, pode-se calcular que a área necessária para uma planta HCPV de 1MWe, instalada no Piauí, local com alta DNI, utilizando o seguidor T140 da Abengoa Solar (Fig. 6-b), possuiria cerca de 28.900 m^2 com perdas por sombreamento de 1,46% anuais, em um modelo teórico. Aumentando-se a capacidade para 50 MWe, seria necessário $1,45 \text{ km}^2$ com perdas de mesma ordem. Evidentemente, a área utilizada pode ser diminuída, porém as perdas por sombreamento serão maiores.

Além do preço do terreno, devem ser avaliadas suas condições ambientais para instalação do seguidor solar. Este terreno não deve possuir irregularidades relevantes, sendo o mais plano possível e não ser um local que contenha ventos muito fortes que possam prejudicar o funcionamento do sistema. Apesar de possuir um mecanismo que suporte rajadas de ventos, uma região com ventos fortes constantes poderia prejudicar a produção de energia ou até mesmo o próprio equipamento. Quando há rajadas muito fortes esses rastreadores são programados para se posicionar com os módulos na horizontal a fim de oferecer menor resistência de arrasto possível. Isso acarreta em uma deficiência de produção energética já que os

módulos não estarão perpendiculares aos raios solares como seria necessário. Em média, esse tipo de estrutura suporta cargas de ventos de até 50 km/h sem precisar se reposicionar.

Conclusão

Mesmo estando ainda em desenvolvimento, a tecnologia de alta concentração fotovoltaica já se mostra altamente promissora quando comparada a outras tecnologias que utilizam a radiação solar.

Como principal vantagem encontra-se o aumento de eficiência, reduzindo-se conseqüentemente as necessidades de área para a produção desejada de energia elétrica e a menor quantidade de material fotovoltaico. Além disso, diferentemente de diversas tecnologias de produção de energia elétrica, os sistemas de HCPV não necessitam de água em nenhuma de suas etapas, exceto a de limpeza. A configuração da lente de Fresnel oferece a vantagem da limpeza facilitada, pois possui o lado externo liso, o que permite até mesmo a auto-limpeza das lentes, dependendo do nível de chuvas do local. Em relação a aspectos de construção, outros pontos positivos são a facilidade e rapidez na montagem dos sistemas e a possibilidade de reciclagem do sistema no final do seu ciclo de vida, haja vista a utilização de materiais tradicionalmente recicláveis como o vidro, plástico e metais.

A fim de reduzir custos, os sistemas HCPV, que incluem a estrutura para um seguidor, podem atingir grandes dimensões, já disponíveis comercialmente, com áreas de até 140m². Este plano formado pelos módulos sofre grande influência da força do vento, ocorrendo situações em que, por medida de segurança, o sistema deve ser posicionado na horizontal de forma intermitente, diminuindo-se drasticamente a produção de eletricidade. Os seguidores em si podem constituir um aspecto negativo, visto que elementos mecânicos móveis são mais suscetíveis a falhas e requerem maior manutenção do que sistemas estáticos. Atualmente, esses sistemas possuem peso total elevado e necessitam de fundações para a ancoragem, o que significa que devem ser instalados apenas no solo, porém novos produtos para instalações em tetos de edifícios já vêm sendo testados e começam a ser disponibilizados comercialmente.

Agradecimentos

Os autores agradecem o apoio recebido da ANEEL/ATE-Abengoa do Brasil, por meio de um projeto P&D, e do CNPq.

Referências

- [1] Pérez-Higueras, P., Muñoz, E., Almonacid, G., Vidal, P.G., "High Concentrator Photovoltaics efficiencies: Present status and forecast", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 15, pp. 1810-1815, 2011.
- [2] Soitec Technologies Concentri www.soitec.com/en/technologies/concentrix/components/ – acesso em 30/08/2011.
- [3] Zubi, G., Bernal-Agustín, J.L., Fracastoro, G.V., "High concentration photovoltaic systems applying III– V cells", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 13, pp. 2645-2652, 2009.
- [4] Chiang, S.Y., Chou, T.L., Shih, Z.H., Hong, H.F., Chiang, K.N., "Life prediction of HCPV under thermal cycling test condition", *Microelectronic Engineering*, Vol. 88, pp. 785-790, 2011.
- [5] Abengoa Solar CPV Brochure – disponível em: www.abengoasolar.com/corp/export/sites/abengoasolar/resources/pdf/CPV_Brochure.pdf - acesso em 30/08/2011.
- [6] Viana, T.S., Rüther, R., Martins, F.R., Pereira, E.B., "Assessing the potential of concentrating solar photovoltaic generation in Brazil with satellite-derived direct normal irradiation", *Solar Energy*, Vol. 85, pp. 486-495, 2011.

Fernanda P. Fernandes | Lucas C. Sauthier | Júlio C. Passos | Sérgio Colle

Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC
Departamento de Engenharia Mecânica
LEPTEN - Lab. de Eng. de Processos de Conversão e
Tecnologia de Energia

