

SIMULAÇÃO DO CAMPO SOLAR DE PLANTAS CSP-PTC NO BRASIL

Willian Mendes Ferreira – willianm07@gmail.com

Alessandro Miranda de Freitas – alessandroamdf@gmail.com

Matheus Pereira Porto – matheusporto@demec.ufmg.br

Grupo de Energias Renováveis da Universidade Federal de Minas Gerais, Departamento de Engenharia Mecânica

Resumo. A proposta deste trabalho é avaliar a performance anual de usinas heliotérmicas no Brasil. O software Ebsilon Professional® foi utilizado para simular o campo solar de plantas CSP-PTC em seis cidades brasileiras, cujos índices de DNI são superiores à 1700 kWh/m². Foram obtidos os perfis anuais de eficiência e geração térmica para cada uma das localidades selecionadas. Os resultados obtidos revelaram os padrões característicos de intermitência e variabilidade de plantas CSP no Brasil. Observou-se que tais padrões variam significativamente de região para região e que todas as cidades apresentam um valor elevado do parâmetro modificador do ângulo de incidência, eficiências térmicas superiores à 50% e fator de capacidade da ordem de 20%.

Palavras-chave: Energia Solar, CSP, PTC

1. INTRODUÇÃO

A geração elétrica termossolar, também conhecida como geração heliotérmica, ou simplesmente CSP (do termo em inglês *Concentrating Solar Power*) é uma das técnicas de conversão da radiação solar que mais cresce no mundo atualmente (REN21, 2015a). De 2010 até 2014, houve um crescimento de cerca de 286% da capacidade instalada dessa fonte no planeta (IRENA, 2015). Na tecnologia CSP, um receptor absorve a radiação solar direta concentrada em um ponto ou linha focal a partir de espelhos. A energia absorvida é então utilizada para gerar vapor e mover uma turbina, produzindo eletricidade (Zhang *et al.*, 2013). A capacidade de armazenamento térmico de energia e de integração com fontes fósseis, formando configurações híbridas, são as principais vantagens competitivas dessa tecnologia. Essas características garantem às plantas CSP alta despachabilidade e confiabilidade, atributos considerados como diferenciais em comparação com outras tecnologias renováveis de geração intermitente (Brand *et al.*, 2012).

Uma significativa parcela da capacidade instalada da geração termossolar no mundo está localizada na costa oeste dos Estados Unidos e no sul da Espanha. Para os próximos anos existe uma perspectiva de expansão de plantas CSP em novos mercados na África, América Latina, Oriente Médio e Ásia (REN21, 2015b). No Brasil, no entanto, as perspectivas de introdução em larga escala dessa fonte no sistema elétrico nacional são pequenas. A tecnologia ainda possui custos elevados para a sua aplicação no país e depende de políticas de incentivo específicas para o seu desenvolvimento. Assim, é necessário que estudos detalhados sobre o potencial de geração dessa fonte sejam elaborados de modo a subsidiar a formulação de tais políticas.

Nos últimos anos cresceu significativamente o número de trabalhos publicados com esse objetivo. Por exemplo, Martins *et al.* (2012) e Burgi (2013) desenvolveram estudos em que foi estimado detalhadamente o potencial técnico de aplicação da tecnologia CSP em todo o território nacional. Outros trabalhos realizaram avaliações econômicas da geração elétrica de plantas CSP em diferentes configurações (Cardemil e Colle, 2010; Lodi, 2011; Soria, 2011; Malagueta, 2013). Koch (2015) ainda analisou o fator de disponibilidade de usinas heliotérmicas no Brasil. No entanto, a maioria desses trabalhos realizou análises focadas em uma cidade específica, notadamente Bom Jesus da Lapa (BA), considerada uma das cidades com maior DNI (*Direct Normal Irradiance*) do Brasil. Nenhum desses trabalhos avaliou de forma específica o perfil anual de eficiência e de geração de plantas CSP no país, permitindo verificar o potencial de introdução da fonte heliotérmica no sistema elétrico brasileiro e sua integração com outras fontes de geração.

O objetivo deste artigo é simular a performance anual de plantas CSP no Brasil. Para isso, foram selecionadas seis cidades com os maiores índices de DNI do país de acordo com os dados do projeto SWERA (*Solar and Wind Energy Resource Assessment*). Para cada cidade foi modelado o campo solar de uma planta de coletores cilíndrico-parabólicos (ou planta PTC, do inglês *Parabolic Trough Collector*) utilizando o software Ebsilon Professional® e obtido o perfil anual de eficiência e geração térmica do campo de coletores. Tal análise permitiu que fossem observados os padrões de intermitência e variabilidade do desempenho do campo solar de cada localidade escolhida conforme a época do ano, além da influência da latitude sobre a produção de energia das plantas CSP em cada cidade.

2. PTC (PARABOLIC TROUGH COLLECTOR)

A Fig. 1 ilustra o princípio de funcionamento de um PTC (*Parabolic Trough Collector*). Esse tipo de coletor concentrador tem sua posição continuamente ajustada em torno de um eixo fixo de modo que o vetor do Sol e o vetor

perpendicular ao plano de abertura do coletor estejam sempre num mesmo plano (Zarza, 2012). O ângulo definido pelos dois vetores mostrados na Fig. 1 é chamado de ângulo de incidência (φ).

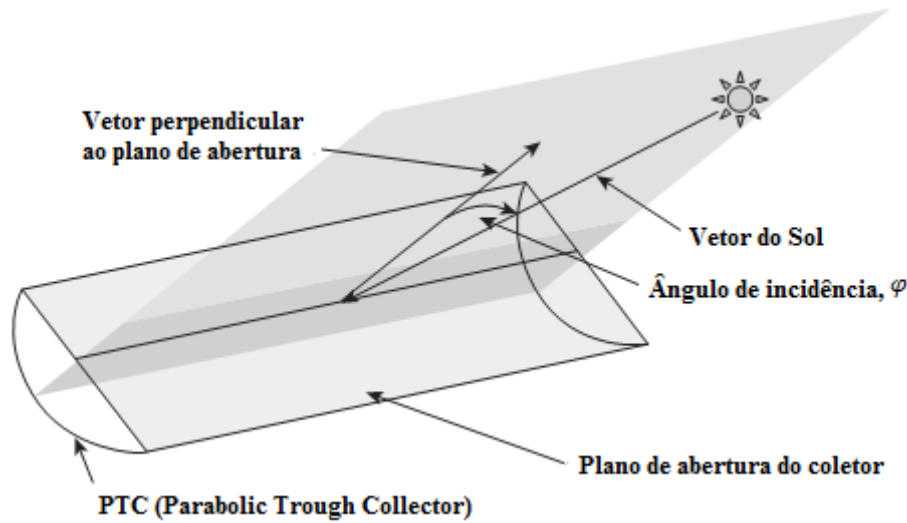


Figura 1- Princípio de funcionamento de um PTC. Adaptado de: Zarza, 2012

De acordo com Stine (1985), φ pode ser definido a partir da Eq. (1):

$$\cos\varphi = \sqrt{1 - \left(\cos(\alpha_s - \beta) - \cos\beta \cdot \cos\alpha_s \cdot (1 - \cos(\gamma_s - \gamma)) \right)^2} \quad (1)$$

em que α_s é a altitude solar, β é o ângulo de inclinação do coletor, γ_s é o azimute solar e γ é o azimute do coletor.

A performance de um PTC é dada basicamente pela sua eficiência óptica de pico ($n_{opt,0^\circ}$), obtida para um ângulo de incidência nulo, conforme mostra a Eq. (2):

$$n_{opt,0^\circ} = \rho \cdot \gamma \cdot \tau \cdot \alpha | \varphi = 0^\circ \quad (2)$$

em que ρ é a refletividade da superfície do espelho receptor, γ é a fração da radiação direta que atinge o tubo absorvedor, τ é a transmissividade da cobertura de vidro do absorvedor e α é a absortividade do revestimento do absorvedor. Esses quatro parâmetros são diretamente afetados pelo ângulo de incidência φ , o que conseqüentemente altera a eficiência óptica do coletor. Esse efeito é quantificado pelo parâmetro modificador do ângulo de incidência, K (Zarza, 2012). A eficiência óptica do coletor para um ângulo de incidência maior que zero é dada pela Eq. (3):

$$n_{opt,\varphi \neq 0^\circ} = n_{opt,0^\circ} \cdot K(\varphi) \quad (3)$$

O parâmetro K é geralmente modelado através de uma equação polinomial em função de φ , obtida de acordo com o tipo de coletor.

As perdas de energia de um PTC podem ocorrer de três formas (Zarza, 2012):

- perdas ópticas devido à refletividade ρ dos espelhos, fator de interceptação γ , transmissividade τ do vidro e absortividade α do revestimento do tubo absorvedor quando o ângulo de incidência é nulo;
- perdas ópticas adicionais devido à um ângulo de incidência maior que zero, $K(\varphi) \neq 1$;
- perdas térmicas do tubo absorvedor para o ambiente.

A quantidade líquida de energia absorvida por um PTC é dada pela Eq. (4):

$$\dot{Q}_{líq} = A_c \cdot DNI \cdot \cos(\varphi) \cdot n_{opt,0^\circ} \cdot K(\varphi) - \dot{Q}_{amb} \quad (4)$$

em que A_c é a área de abertura líquida do coletor e \dot{Q}_{amb} são as perdas térmicas do coletor para o ambiente.

A eficiência de conversão solar-térmica de um PTC é dada pela Eq. (5):

$$n_{th} = \frac{\dot{Q}_{líq}}{DNI \cdot A_c} \quad (5)$$

3. METODOLOGIA

3.1 Escolha das localidades

Foram selecionadas para a realização deste trabalho as seguintes cidades: Brasília (BR), Campo Grande (CG), Belo Horizonte (BH), Petrolina (PET), Porto Nacional (PN) e Bom Jesus da Lapa (BJL). Essas seis cidades possuem os maiores índices de DNI dentre o conjunto de 20 cidades que possuem um TMY (*Typical Meteorological Year*) desenvolvido pelo projeto SWERA (2015), cujos dados anuais são apresentados na Fig. 2.

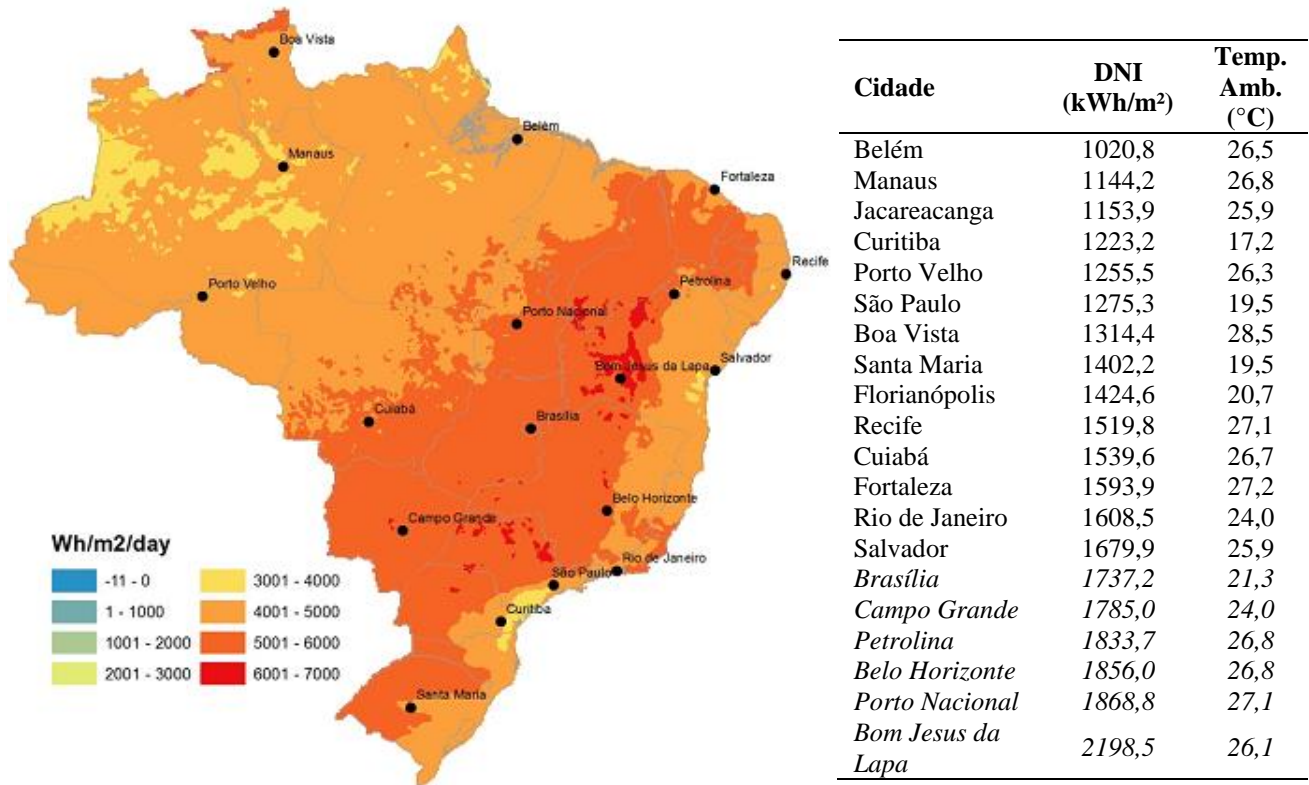


Figura 2- Mapa de DNI (Direct Normal Irradiation) do Brasil desenvolvido a partir dos dados do projeto SWERA. Adaptado de: Malagueta *et al.* (2013)

3.2 Modelo do campo solar

O modelo do campo solar, cuja representação esquemática é apresentada na Fig. 3, foi elaborado no software *Ebsilon Professional*® e obedeceu a ordem definida pelas etapas listadas a seguir:

- 1) determinar as coordenadas geográficas (latitude e longitude) da localidade escolhida;
- 2) escolher o modelo do coletor e o fluido de trabalho;
- 3) definir a orientação dos coletores solares. Os coletores são normalmente posicionados para duas diferentes orientações de eixo (norte-sul e leste-oeste). Os coletores com eixo norte-sul são mais eficientes no verão, no início do dia e no final da tarde, já os coletores com eixo leste-oeste são mais eficientes no inverno e ao meio-dia. A produção anual de energia de coletores com eixo norte-sul costuma ser maior (Zarza, 2012);
- 4) estabelecer as temperaturas de entrada e saída do campo solar;
- 5) determinar o número de coletores por *loop*;
- 6) definir condições nominais de operação (irradiância e temperatura ambiente de projeto). Para determinar esses parâmetros foi utilizado o valor de irradiância e de temperatura ambiente, assim como data e hora correspondentes, que definem a produção máxima de energia da planta (Zarza, 2012);
- 7) determinar a vazão mássica nominal do campo solar;
- 8) definir o múltiplo solar (MS). O múltiplo solar é definido como a razão entre a área de abertura (AA) total do campo solar e a área de abertura necessária para a operação da capacidade nominal da planta, 50 MWe. Esse valor foi aproximado para um número em torno de 1,16, múltiplo solar considerado ótimo por Montes *et al.* (2009) em relação ao LCOE (*Levelized Cost of Energy*) para plantas de 50 MWe;
- 9) determinar o número de *loops*;
- 10) introduzir o sistema de controle de vazão do fluido de trabalho. Tal sistema ajusta a vazão do fluido de trabalho de acordo com a quantidade de energia absorvida pelo campo solar durante o dia, de modo que a temperatura de saída do campo solar sempre permaneça no valor pré-determinado.

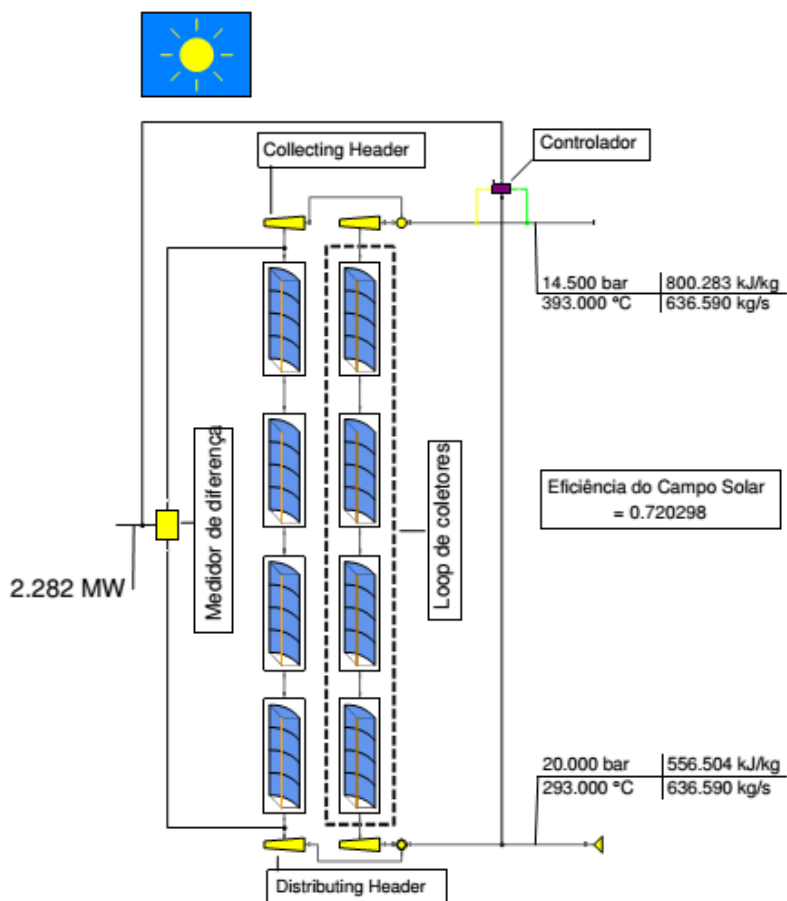


Figura 3- Modelo esquemático do campo solar elaborado no *Epsilon Professional*®

As configurações típicas de dimensionamento do campo solar adotadas para todas as cidades estudadas são apresentadas na Tab. 1.

Tabela 1- Parâmetros básicos de dimensionamento do campo solar

Modelo do PTC	<i>Eurotrough</i>
Área de abertura líquida do coletor	817,43 m ²
Eficiência óptica de pico $K(\varphi)$	0,75 $1 + 0,00010596\varphi - 0,00017091\varphi^2$
Perdas térmicas ($\dot{Q}_{amb.}$)	$4,05 + 0,247(T - T_{amb}) - 0,00146T^2 + (5,65 \cdot 10^{-6})T^3 + (7,62 \cdot 10^{-8})DNI(n_{opt}/n_{opt,0^\circ})T$
Fluido de trabalho	<i>Therminol VP1</i>
Orientação dos coletores	Eixo N-S
Temperaturas de entrada e saída	293°C/393°C
Número de coletores por loop	4
Vazão mássica nominal	550 kg/s

A vazão mássica nominal da Tab. 1 foi determinada considerando uma planta CSP de 50 MWe, cuja eficiência do bloco de potência é igual a 0,383. As condições nominais obtidas para cada cidade simulada são apresentadas na Tab. 2.

Tabela 2 - Condições nominais de operação do campo solar para cada cidade simulada

Cid.	Lat. (°)	Long. (°)	Dia	Hora	DNI (W/m ²)	Temp. (°C)	MS	AA (m ²)	Nº de PTCs
BH	-19,8	-43,9	20/dez	10:30	969	27,7	1,16	222341	272
BJL	-13,3	-43,4	19/fev	10:30	1013	31,6	1,18	215802	264
BR	-15,9	-47,9	02/fev	13:30	945	29	1,16	228880	280
CG	-20,5	-54,7	17/jan	11:30	1023	32	1,16	209262	256
PET	-9,4	-40,6	23/nov	11:30	1003	31,2	1,18	222341	272
PN	-10,7	-48,4	24/jan	11:30	982	31	1,16	222341	272

4. RESULTADOS

A Fig. 4 apresenta os perfis anuais de eficiência do campo solar para cada uma das seis cidades simuladas. Tais perfis são influenciados, principalmente, pelo clima local de cada cidade e pelas estações do ano. Nota-se que, em geral, todas as cidades apresentam valores mais elevados de eficiência no verão e uma queda de desempenho no inverno, sendo que essa queda é mais significativa quanto maior for a latitude, como ocorre em Belo Horizonte e Campo Grande, cidades localizadas em latitudes mais distantes do Equador. Para a maioria das cidades, os períodos de menor eficiência do inverno são também os de maior estabilidade, principalmente em Belo Horizonte e Porto Nacional. Os períodos de variabilidade mais intensa ocorrem, prioritariamente, no verão, estação chuvosa na maior parte do país. As cidades de Belo Horizonte e Campo Grande são as que apresentam maior variabilidade, enquanto Porto Nacional é a cidade mais estável em relação à eficiência.

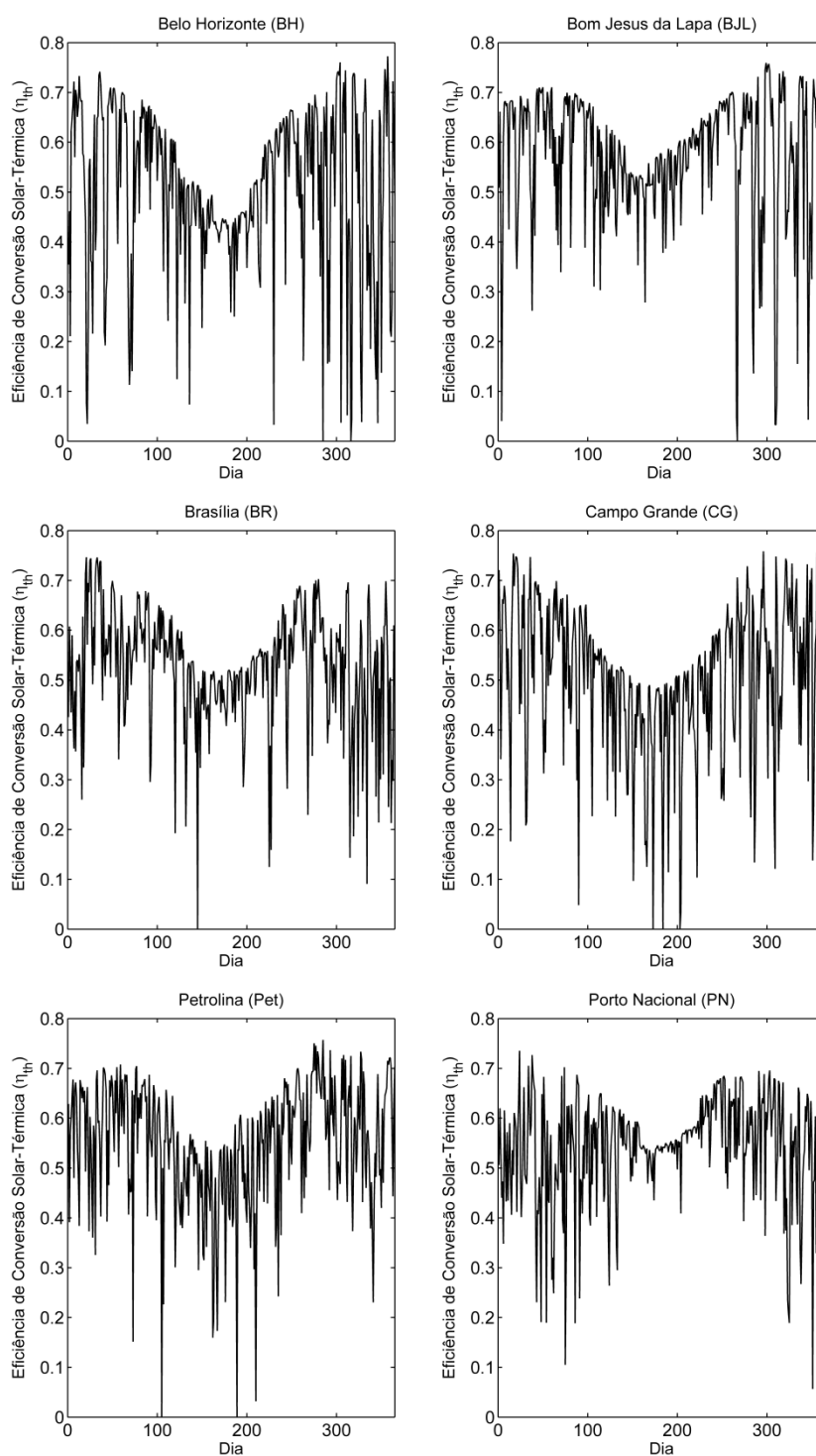


Figura 4- Perfil anual da eficiência de conversão solar-térmica do campo solar de seis cidades selecionadas

A Fig. 5 apresenta os perfis anuais de geração térmica do campo solar para cada uma das seis cidades simuladas. É possível observar que para nenhuma das cidades os períodos de maior eficiência coincidem com os de maior geração térmica. Entre os meses de Julho a Outubro ocorrem as produções mensais de energia mais elevadas. Em geral, a geração térmica é menor no verão. As cidades de Belo Horizonte e Campo Grande apresentam variações significativas de produção mensal de energia, enquanto que Bom Jesus da Lapa têm um perfil de geração praticamente constante ao longo de boa parte do ano. Nota-se ainda um perfil quase complementar entre as cidades de Petrolina e Porto Nacional.

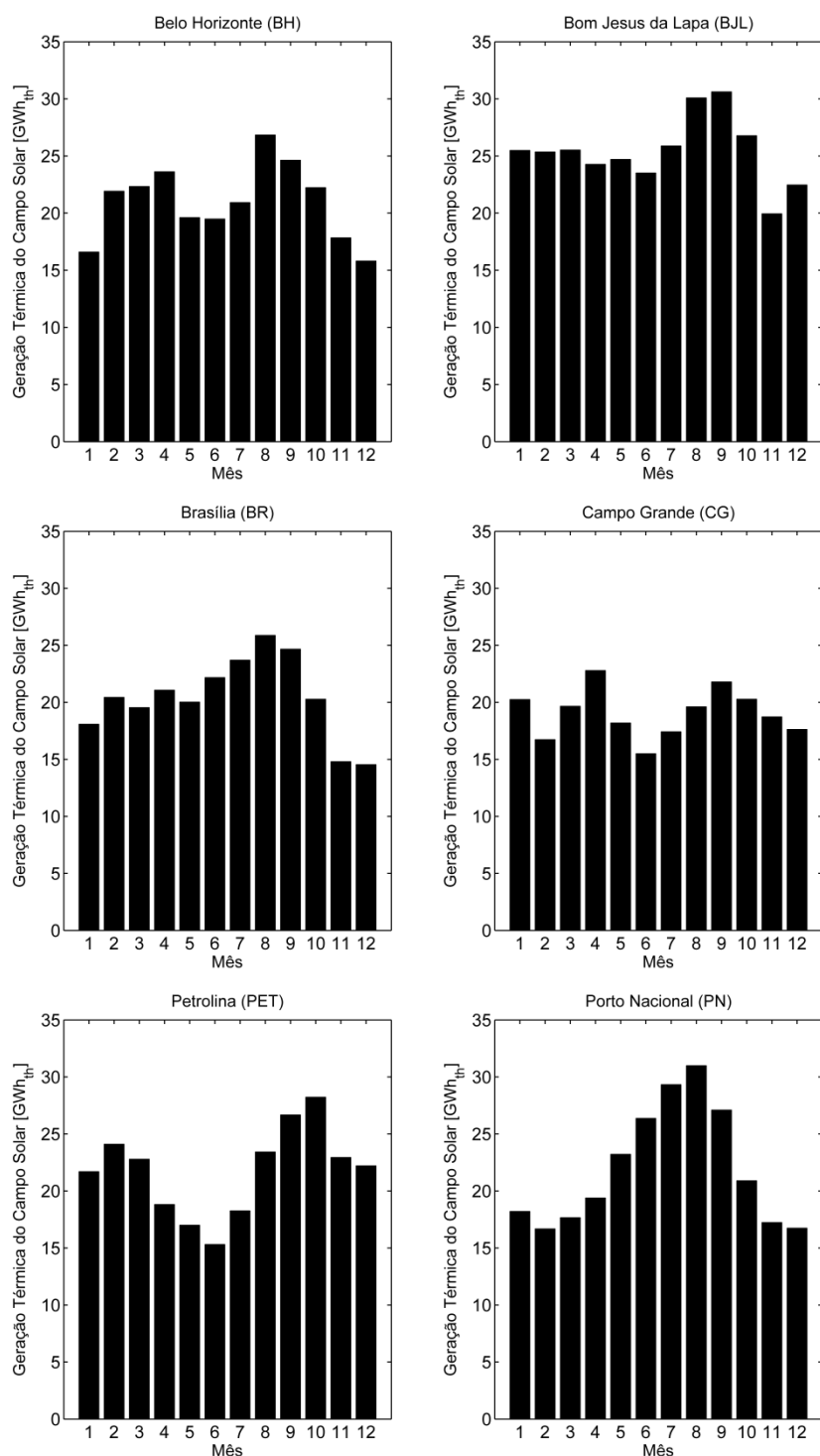


Figura 5- Perfil anual da geração térmica do campo solar de seis cidades selecionadas

A Tab. 3 apresenta os resultados das simulações realizadas para cada localidade escolhida. Destaca-se o fato de que todas as cidades possuem uma eficiência térmica média anual igual ou superior a 50%. A cidade de Bom Jesus da Lapa é aquela que apresenta os maiores níveis de produção de energia e fator de capacidade, enquanto Campo Grande é a cidade que apresenta os valores mais baixos nesses dois quesitos.

Tabela 3 – Parâmetros de desempenho anual do campo solar obtidos para cada cidade simulada

Cidade	DNI (kWh/m ²)	K (modificador do ângulo de incidência)	Eficiência térmica (n_{th})	Geração anual (GWh_{th})	Fator de capacidade
BH	1856,0	0,914	0,503	252	0,215
BJL	2198,5	0,936	0,564	305	0,260
BR	1737,2	0,928	0,521	245	0,209
CG	1785,0	0,912	0,500	229	0,195
PET	1833,7	0,943	0,545	262	0,223
PN	1868,8	0,941	0,534	264	0,225

A Tab. 3 mostra ainda que apenas os níveis de DNI não são suficientes para determinar o potencial de geração heliotérmica de uma localidade, uma vez que cidades com menor DNI conseguiram gerar mais energia do que cidades com DNI mais elevada, como ocorreu com as cidades de Brasília e Campo Grande, por exemplo. Tal fato ocorre em função da latitude de cada localidade, capaz de influenciar a eficiência óptica do PTC a partir da redução do valor do parâmetro modificador do ângulo de incidência (K), como também pode ser observado na Tab. 3. É importante ressaltar que no parâmetro K estão incluídas as perdas por efeito cosseno devido a latitude. Assim, cidades mais distantes do Equador tendem a gerar menos energia do que aquelas que apresentam menores latitudes. Uma opção para resolver esse problema seria inclinar os coletores cilíndrico-parabólicos, entretanto, tal procedimento impõe dificuldades construtivas às plantas e aumentam as perdas parasíticas das usinas CSP devido à uma elevação do consumo das bombas.

5. CONCLUSÕES

Neste trabalho foram analisadas as características anuais de eficiência e geração térmica das principais cidades brasileiras com potencial para implantação de plantas CSP. Em geral, tais cidades apresentam menor eficiência e maior estabilidade nos meses de inverno, sendo que o contrário ocorre nos meses de verão. Os perfis de geração das localidades avaliadas normalmente não acompanham os perfis de eficiência obtidos em razão da intensa variabilidade observada nos meses de maior performance do campo solar.

A latitude é um fator que interfere significativamente nos valores de eficiência de cada localidade simulada. Cidades com menores latitudes, próximas ao Equador, apresentam valores médios anuais de eficiência óptica do campo solar mais elevados, o que pode ser explicado por valores superiores de K nessas regiões. Tal fato faz com que mesmo em uma região com altos índices de DNI, a produção de energia do campo solar possa ser inferior dependendo da latitude. As eficiências térmicas obtidas foram elevadas (superiores à 50%) para todas as cidades simuladas, o que mostra que o Brasil pelo fato de possuir cidades em latitudes mais próximas do Equador possui um importante diferencial em relação a outros países na implantação de usinas CSP. Ainda que os índices de DNI das cidades brasileiras sejam inferiores àqueles observados em locais como os desertos de Mojave ou do Atacama, essas cidades possuem uma vantagem óptica por estarem localizadas próximas ao Equador. A proximidade à linha do Equador é um fator que afeta positivamente a eficiência óptica do campo solar de plantas CSP.

Avaliar os perfis de eficiência e geração térmica é essencial para que se possa mensurar o potencial de introdução da tecnologia CSP no Brasil. Essa análise permite que se determine a capacidade de geração dessa fonte no país, bem como o potencial de integração com outras fontes já estabelecidas.

REFERÊNCIAS

- Brand, B., Stambouli, A.B., Zejli, D., 2012. The value of dispatchability of CSP plants in the electricity systems of Morocco and Algeria. *Energy Policy* 47, 321-331.
- Burgi, A.S., 2013. Avaliação do potencial técnico de geração elétrica termossolar no Brasil a partir de modelagem em SIG e simulação de plantas virtuais. Dissertação de M.Sc. Universidade Federal do Rio de Janeiro, PPE/COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- Cardemil, J. M. e Colle, S., 2010. A base de dados swera como suporte para análises tecno-econômicas de plantas termo-solares. In: III Congresso Brasileiro de Energia Solar. Belém – PA.
- IRENA (International Renewable Energy Agency), 2015. Renewable Power Generation Costs in 2014. Bonn, Germany.
- Koch, A., 2015. Cálculo do fator de disponibilidade e fator de capacidade de diferentes configurações de usinas heliotérmicas considerando o Brasil como local de geração. Brandenburgische Technische Universität Cottbus. Publicado por: Projeto Energia Heliotérmica.
- Lodi, C., 2011. Perspectivas para a Geração de Energia Elétrica no Brasil Utilizando a Tecnologia Solar Térmica Concentrada. Dissertação de M.Sc. Universidade Federal do Rio de Janeiro, PPE/COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- Malagueta, D.C., 2013. Avaliação de alternativas para introdução da geração elétrica termossolar na matriz energética brasileira. Tese de Doutorado. Universidade Federal do Rio de Janeiro, PPE/COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

- Malagueta, D., Szklo, A., Borba, B.S.M.C., Soria, R., Aragão, R., Schaeffer, R., Dutra, R., 2013. Assessing incentive policies for integrating centralized solar power generation in the Brazilian electric power system. *Energy Policy* 59, 198-212.
- Martins, F.R., Abreu, S.L., Pereira, E.B., 2012. Scenarios for solar thermal energy applications in Brazil. *Energy Policy* 48, 640-649.
- Montes, M. J.; Abánades, A.; Martínez-Val, J. M., Valdés, M., 2009 Solar multiple optimization for a solar-only thermal power plant, using oil as heat transfer fluid in the parabolic trough collectors. *Solar Energy* 83, 2165–2176.
- REN21 (Renewable Energy Policy Network for the 21st Century), 2015a. 10 Years of Renewable Energy Progress. The first decade: 2004-2014. Paris, France.
- REN21 (Renewable Energy Policy Network for the 21st Century), 2015b. Annual Reporting on Renewables: Ten years of excellence. Paris, France.
- Soria, R.A., 2011. Cenários de geração de eletricidade a partir de geradores heliotérmicos no Brasil: a influência do armazenamento de calor e da hibridização. Dissertação de M.Sc., Universidade Federal do Rio de Janeiro, PPE/COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- Stine, W. B. and Harrigan, R. W., 1985. *Solar Energy Fundamentals and Design: With Computer Applications*. Wiley-Interscience.
- SWERA (Solar and Wind Energy Resource Assessment), 2015. Brazil Hourly DNI, GHI and Diffuse Solar Data. Disponível em: <http://en.openei.org/doe-opendata/dataset/brazil-hourly-dni-ghi-and-diffuse-solar-data>. Acessado em: Agosto/2015.
- Zarza, E, 2012. Parabolic-trough concentrating solar power (CSP) systems. *Concentrating solar power technology: principles, development and applications*. Chapter 7, 197-239. Woodhead Publishing Series in Energy: Number 21.
- Zhang, H.L., Baeyens, J., Degève, J., Cacères, G., 2013. Concentrated solar power plants: Review and design methodology. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 22, 466-481.

SIMULATION OF THE SOLAR FIELD OF CSP-PTC PLANTS IN BRAZIL

Abstract. *The purpose of this study is to evaluate the annual performance of CSP plants in Brazil. The software Epsilon Professional® was used to simulate the solar field of CSP-PTC plants in six Brazilian cities, whose annual levels of DNI are higher than 1700 kWh / m². Profiles of annual efficiency and thermal generation were obtained for each of the selected locations. The results reveal the characteristic patterns of intermittency and variability of CSP plants in Brazil. It was observed that these patterns vary significantly from region to region and that all cities have high values of the incidence angle modifier, thermal efficiencies higher than 50% and capacity factor close to 20%.*

Key words: *Solar Energy, CSP, Solar field*