

DIMENSIONAMENTO E SIMULAÇÃO DE UMA CENTRAL SOLAR DE 1MWe COM CONCENTRADORES CILINDRO PARABÓLICOS

C. A. A. Oliveira¹, N. Fraidenraich², O. C. Vilela³.

¹Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Alagoas - Campus Palmeira dos Índios

^{2,3}Universidade Federal de Pernambuco, Grupo de Pesquisas em Fontes Alternativas de Energia – Departamento de Energia Nuclear – Universidade Federal de Pernambuco - UFPE
Av. Prof. Luiz Freire, 1000, 50740-540, Recife (PE), Brasil
Fone/Fax: +55 81 2126-8252 / 2126-8250 e-mail: caoliveira@gmail.com

RESUMO: Este trabalho faz parte do processo de implantação de uma primeira central solar experimental no Brasil. Seu objetivo é estimar os principais parâmetros operacionais de uma planta solar termoeétrica com potência nominal de 1MWe. A planta é formada por um campo de concentradores solares, trocadores de calor e um bloco de potência. Um modelo analítico recente, que possibilita simular grandes e pequenos campos solares, é utilizado para dimensionar e simular a central. Utiliza-se um ciclo convencional, trabalhando com um fluido térmico intermediário, trocadores de calor para gerar o vapor e um ciclo Rankine para a conversão da energia térmica em mecânica. Os principais parâmetros estimados para uma planta localizada na cidade de Petrolina-PE, Brasil, são: 40 coletores que somam 9.420m² de área e campo solar com 33.912m² de área total. As simulações mostraram uma produção anual de energia elétrica de 1,63GWh, com um fator de capacidade 18,6% e uma eficiência solar-elétrica média de 12,5%.

Palavras-chave: Dimensionamento, Simulação, Modelagem, Cilindro Parabólico, Planta Solar.

INTRODUÇÃO

A Tecnologia solar térmica de geração de eletricidade, também conhecida como heliotérmica, é relativamente nova e tem se mostrado não só como uma grande promessa, mas também como uma importante realidade. Os sistemas deste tipo que utilizam coletores cilindro parabólicos são a tecnologia solar térmica mais amadurecida no mundo e que apresentam também os melhores custos para a energia gerada. Isto se deve principalmente às nove grandes plantas de geração solar, em escala comercial, que estão funcionando no Deserto de Mojave, na Califórnia, as primeiras das quais operam desde 1984. Estas centrais são conhecidas como SEGS do inglês Solar Electric Generating System e possuem capacidade de geração que variam de 14 a 80MW_e e representam um total de 354MW_e instalados (NASCIMENTO et al., 2003) (PRICE e KISTNER, 1999).

Durante vários anos, desde que a última planta SEGS foi construída na Califórnia em 1991, nenhuma nova planta comercial com concentradores cilindro parabólicos foi desenvolvida. Porém, nos últimos 5 anos, tem-se observado um verdadeiro renascimento da tecnologia, com a construção de várias centrais novas e previsão muitas outras em diversos países do mundo. Estados Unidos e Espanha vêm se destacando neste novo cenário mundial, com vários projetos de centrais comerciais em construção, enquanto o Brasil começa a se mobilizar para a possível construção de uma planta piloto para aprendizagem, avaliação e desenvolvimento da tecnologia em nosso país.

Avanços recentes obtidos na qualidade dos componentes destas plantas, tanto do campo solar como no bloco de potência, têm contribuído para renovar os estudos visando à construção de estações de geração modular, com capacidades de geração entre 200KWe e 10MWe. O interesse nessa abordagem é discutido, por exemplo, em Hassani e Price (2001), Price e Hassani (2002) e Prabhu (2006). O conceito de planta modular com concentradores lineares procura integrar a tecnologia moderna de concentradores cilindro parabólicos com ciclos orgânicos modernos (Organic Rankine Cycle, ORC) para integrar uma planta na escala de 1 MWe de potência. Plantas deste tamanho têm o potencial de gerar energia *in situ* para atendimento de pequenas necessidades (geração no “varejo”), geração de energia “verde” de baixo custo ou utilizar estas plantas para suprir as necessidades de comunidades rurais distantes da rede elétrica.

Este trabalho adere ao conceito convencional de plantas solares termoeétricas tipo SEGS como primeiro passo para realizar, no futuro, um estudo das vantagens e desvantagens comparativas entre ambos os conceitos (Ciclos tipo SEGS e ORC). A construção de uma planta deste tipo em países não familiarizados com a tecnologia, mas que contam com um recurso solar de boa qualidade, pode ser considerada uma excelente oportunidade, com custo e risco baixos, para dispor de uma facilidade experimental e iniciar um processo de aprendizado e incorporação da tecnologia ao acervo científico-técnico nacional.

O objetivo deste trabalho consiste em dimensionar uma central solar termoeétrica com potência nominal de 1MWe, através da estimativa dos principais parâmetros operacionais da mesma. A planta consiste basicamente de um campo de coletores solares, um conjunto de trocadores de calor, onde a água é pré-aquecida, evaporada e, o vapor gerado, superaquecido e um

bloco de potência que converte a energia térmica em mecânica e posteriormente em elétrica. Um fluido térmico é usado para transferir energia do campo de coletor para a água. Os parâmetros da planta serão estimados através de simulações do desempenho utilizando um modelo analítico desenvolvido recentemente (Rolim et al, 2009). O modelo matemático utilizado não apresenta restrições no que se refere à potência a ser simulada.

PROCESSOS DE CONVERSÃO E CAMPO DE TEMPERATURAS

O modelo de Rolim et al. (2009) combina dois subsistemas, o campo de coletores solares e o bloco de potência. Este modelo permite simular a operação de plantas solares tipo SEGS de grande e pequena capacidade. O autor utiliza os resultados obtidos por Fraidenaich *et al.*(1997) para determinar a saída do campo de coletores solares e outros parâmetros que dependem desta saída. Dois processos são considerados simultaneamente: (a) a transferência de energia entre o fluido térmico, circulando ao longo dos absorvedores do campo de coletores, e a água ou água-vapor e (b) e o ciclo termodinâmico. A modelagem apresentada por Rolim et al. (2009) foi validada neste mesmo trabalho através de comparação com os resultados experimentais dados por Dudley et al. (1994).

A Fig. 1 mostra de uma maneira simples os processos de conversão que ocorrem na planta de geração solar. A radiação solar incidente no campo de coletores ($I_{coll} \cdot A_{coll}$) se propaga ao longo dos espelhos parabólicos e é convertida em uma potência absorvida (P_{abs}), onde I_{coll} é a irradiância direta incidente perpendicular ao plano de abertura do coletor e A_{coll} é a área de abertura do coletor. A diferença entre a potência absorvida e a convertida ($I_{coll} A_{coll} - P_{abs}$) corresponde as perdas ópticas. A potência absorvida é convertida em potência térmica útil (P_u) e perdas térmicas (P_{loss}). A potência térmica útil é expressada como aquecimento do fluido térmico. O processo de transferência de calor entre o fluido térmico e a água resulta em um vapor de água com entalpia elevada, que é convertido em potência mecânica no bloco de potência (turbo-gerador). A energia mecânica é então convertida em energia elétrica (Rolim *et al.*, 2009).

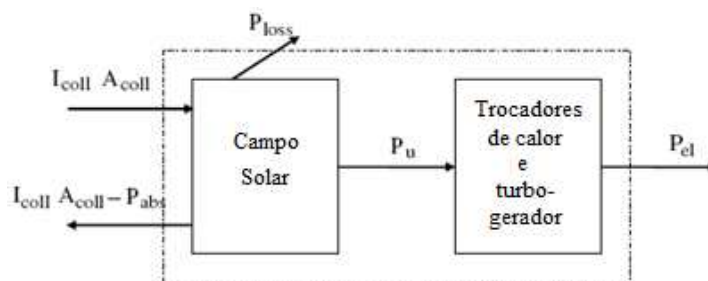


Figura 1 – Balanço de energia de uma central solar térmica (Rolim et al., 2009).

O campo de temperaturas do sistema é mostrado na Fig. 2. A temperatura máxima do fluido térmico, prescrito pelo fabricante do mesmo, é T_4 (cerca de 390 °C para o fluido usado na simulação). O fluido térmico se esfria atravessando o caminho (T_4) - (T_3) - (T_2) - (T_1) , enquanto o vapor d'água é aquecido seguindo o caminho (T_0) - (T_{ev}) - (T_{sh}) . O uso de correlações permite avaliar as propriedades físicas do fluido térmico para as várias temperaturas existentes. As menores diferenças de temperaturas ao longo dos caminhos de ambos os fluidos, $(\Delta T_1 = T_4 - T_{sh})$ e $(\Delta T_2 = T_2 - T_{ev})$, usualmente chamadas de pinch points, devem ser sempre positivas. Elas têm sido estabelecidas em valores iguais a 20°C. A temperatura T_0 é ajustada para um valor acima da temperatura do líquido de resfriamento disponível no local onde a planta é construída. Quanto maior for esta diferença de temperatura entre T_0 e o líquido de resfriamento, menor será o tamanho necessário para o trocador de calor presente no lado do condensador. Equações de conservação do calor transferido entre o fluido térmico e a água permitem obter as outras temperaturas desconhecidas (T_1 , T_2 e T_3) (Rolim *et al.*, 2009).

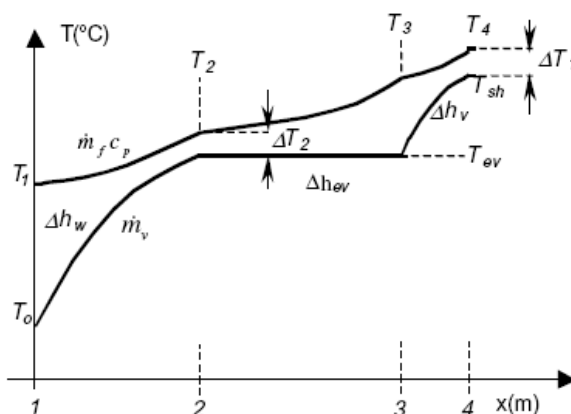


Figura 2 – Campo de temperaturas de uma planta solar térmica (Rolim et al., 2009).

Uma vez colocadas as restrições acima, pode ser mostrado que o campo de temperaturas do fluido térmico e do vapor d'água depende apenas da temperatura de evaporação (T_{ev}) que pode ser considerada como um parâmetro de otimização. Seguindo todas as considerações mencionadas, os principais parâmetros escolhidos para a planta de geração solar são mostrados na Tab. 1.

Especificação	Valor Numérico	Unidade
Potência elétrica líquida	1,0	MW
Potência elétrica bruta	1,1	MW
Temperatura de saída do fluido térmico	390	°C
Temperatura de entrada do fluido térmico	290	°C
Temperatura de evaporação (10MPa)	311	°C
Temperatura de condensação do vapor (0.007MPa)	40	°C
Temperatura do vapor superaquecido	371	°C
Pressão do vapor superaquecido	10	MPa
Pressão no condensador	0,007	MPa
ΔT_1	20	°C
ΔT_2	20	°C
Eficiência de conversão da energia mecânica para elétrica	0,95	-
Eficiência isentrópica da turbina para um fluxo nominal	0,70	-
Temperatura ambiente do local (valor de referência)	29	°C

Tabela 1 – Parâmetros de projeto de uma planta de geração solar de 1 MWe.

A eficiência do ciclo (conversão da energia térmica para mecânica) depende apenas das temperaturas definidas para a água e vapor (T_0 , T_{ev} , T_{sh}) e da eficiência isentrópica da turbina. As temperaturas são assumidas como constantes, e a eficiência isentrópica varia com o fluxo de massa segundo a modelagem dada por Paz (2002). Para a turbina funcionando a máxima potência, a eficiência do ciclo termodinâmico é de 27,4%, utilizando as temperaturas mostradas na Tab.1.

DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA

Os cálculos de dimensionamento foram realizados para a cidade de Petrolina, localizada na região semi-árida do Nordeste do Brasil. O recurso solar na região é de boa qualidade, ou seja, alto nível de radiação direta ao longo do ano. Também apresenta pequenas variações sazonais devido à sua baixa latitude (9° 23' no hemisfério Sul).

Para realizar o dimensionamento e as simulações, o modelo matemático foi implementado em um software próprio para realização de cálculos. Com a implementação feita, é possível calcular para cada hora do dia ao longo do ano as principais variáveis operacionais da central, desde a sua entrada, radiação solar coletada, até sua saída, energia elétrica gerada. A seguir são apresentados resultados para as principais etapas do processo de dimensionamento e simulação. Os resultados foram divididos em uma primeira parte dedicada ao dimensionamento do sistema e uma segunda parte onde o desempenho da central é descrito.

Campo de Coletores

O coletor parabólico modelo LS2 foi escolhido para a simulação. Este modelo de coletor é utilizado em seis das nove plantas SEGS (SEGS II – SEGS VII) e seu desempenho foi avaliado experimentalmente em (Dudley *et al.*, 1994). O campo solar é composto por colunas contendo certo número de coletores em série, interligadas em paralelo. O número de colunas determina a potência nominal da usina, 1 MWe, neste caso. Uma questão a ser respondida é quantos coletores em série são integrados ao longo de cada coluna. Calculando-se a potência de saída de uma coluna para diferentes números de coletores em série, verifica-se que o desempenho da coluna aumenta até que um determinado número de coletores seja atingido. Um pequeno número de coletores implica em uma baixa vazão de fluido térmico atravessando um comprimento curto, de modo a atingir a temperatura final (T_4). Baixas vazões resultam em condições desfavoráveis de transferência de calor. A Fig. 3 mostra esse comportamento.

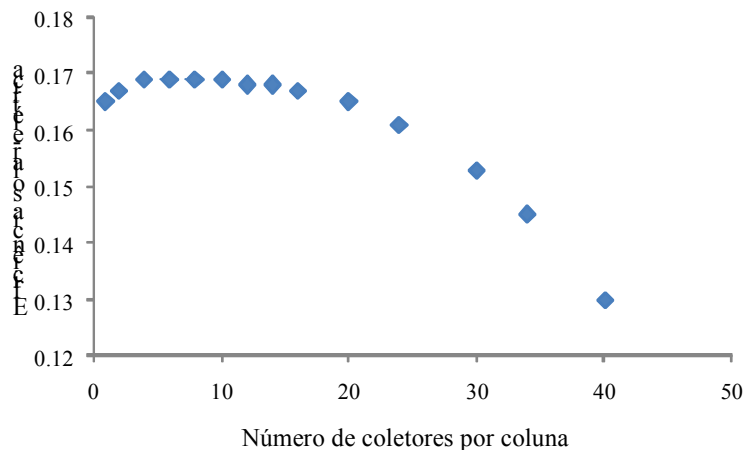


Figura 3 - Eficiência de conversão da energia solar em energia elétrica líquida, considerando o consumo de energia elétrica no bombeamento do fluido térmico ao longo da tubulação.

A redução da eficiência após a larga região de máximo ocorre devido às perdas por atrito ao longo do absorvedor, que aumentam rapidamente quando mais de 15 coletores são ligados em série. A potência elétrica líquida é a potência total do sistema menos a energia elétrica contabilizada para as perdas. O número de colunas é obtido somando-se a potência elétrica produzida por várias colunas de forma a atingir a potência nominal, como mostrado na Tab. 2. A escolha do número de colunas (5) atende ao critério de estar na região de máxima eficiência e com uma potência máxima aproximadamente 10% acima da potência nominal, necessária para atender a demanda dos equipamentos auxiliares.

Número de coletores por coluna	Potência elétrica líquida (kW)	Número de colunas para 1 MWe	Número inteiro de colunas	Potência total (MWe)	Eficiência Solar-Elétrica (%)	Seleção
1	27	37.04	38	1026	0.165	
2	54.9	18.21	19	1043.1	0.167	
4	110.5	9.05	10	1105	0.169	
6	166.1	6.02	7	1162.7	0.169	
8	221.6	4.51	5	1108	0.169	8x5
10	276.8	3.61	4	1107.2	0.169	
12	331.4	3.02	4	1325.6	0.168	
14	385.8	2.59	3	1157.4	0.168	
16	438.4	2.28	3	1315.2	0.167	
20	540.3	1.85	2	1080.6	0.165	
24	634.4	1.58	2	1268.8	0.161	

Tabela 2 - Estimativa do desempenho do sistema para um número variável de colunas.

Campo de coletores

Uma vez definido o número de coletores por fila, faz-se necessário determinar a distância entre duas filas adjacentes, a fim de encontrar o tamanho total do campo de coletores da central. Coletores com rastreamento ao longo do eixo Norte-Sul projetam uma sombra sobre o coletor vizinho. Esta sombra aumenta progressivamente à medida que a hora solar se distancia do meio dia. Quanto maior a distância entre as filas de coletores, menor será o sombreamento provocado e maior será a área total do campo de coletores. Para a localidade estudada, a utilização uma distância entre filas de coletores igual a três vezes a abertura de um coletor permite que o sombreamento passe a ocorrer apenas com ângulos de rastreio acima de 70 graus (Rolim *et al.*, 2009). Utilizando este valor juntamente com as medidas do coletor LS2 (Dudley *et al.*, 1994), obtêm-se as seguintes dimensões para o campo de coletores (Fig. 4).

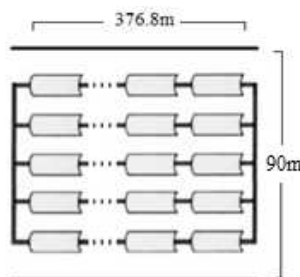


Figura 4 – Campo de coletores para a planta de 1MWe.

A área total do campo de coletores será de 33.912m², com uma área efetiva de coletores de 9.420m².

RECURSO SOLAR E ENERGIA PRODUZIDA

Irradiância Solar

Para a utilização do modelo analítico é necessário conhecer a radiação solar horária do local. Esses valores são calculados utilizando-se um software (Oliveira *et al.*, 2002) que fornece séries temporais de radiação solar diária (ou índice de claridade diária (kt)) com base no procedimento de Matrizes de Markov (Aguiar *et al.*, 1988). Os dados de entrada consistem na média mensal da radiação solar (longo prazo), disponível no Atlas Solarimétrico do Brasil (Tiba *et al.*, 2000). Partindo-se dos valores de irradiação diária, a irradiação horária é calculada utilizando-se o modelo de Collares Pereira e Rabl (1979). O modelo analítico foi implementado através do software Mathcad®.

A Fig. 5 mostra os valores mensais de energia elétrica líquida produzida ao longo do ano, juntamente com a irradiação direta na abertura do coletor no mesmo período. A produção máxima ocorre no mês de Agosto e o mínimo em Junho, com valores da ordem de 67 e 205 MWh, para valores mensais de irradiação de 78 e 158kWh/m², respectivamente. Pode ser observado que a produção de energia elétrica segue a variação sazonal do recurso solar.

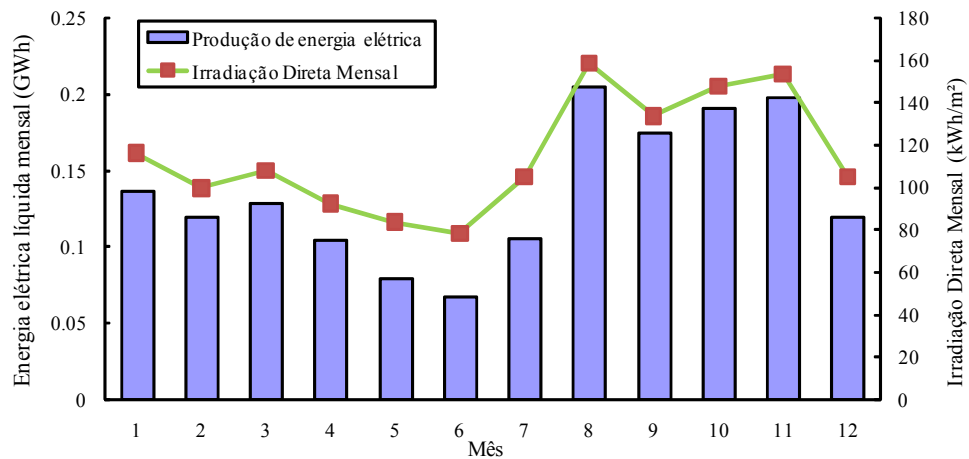


Figura 5 - Produção mensal de energia elétrica líquida e irradiação direta na abertura do coletor para a cidade de Petrolina.

A produção de energia elétrica segue a variação sazonal do recurso solar. O total anual de produção de energia térmica útil é de 6,69 GWh, com uma produção correspondente de energia elétrica de 1,63 GWh.

Eficiência de conversão da energia Solar para energia Elétrica

A Fig. 6 mostra uma comparação entre o comportamento da eficiência de conversão solar-elétrica (eficiência global) e irradiação direta, ambas ao meio-dia solar, durante um ano. Como esperado, a eficiência global segue bem as variações da irradiação. Valores elevados de irradiação resultam em uma produção mais eficiente de eletricidade. Para o período mostrado, ao meio dia solar, a média anual da eficiência global é de 12,5%, com valor máximo de 16,9%.

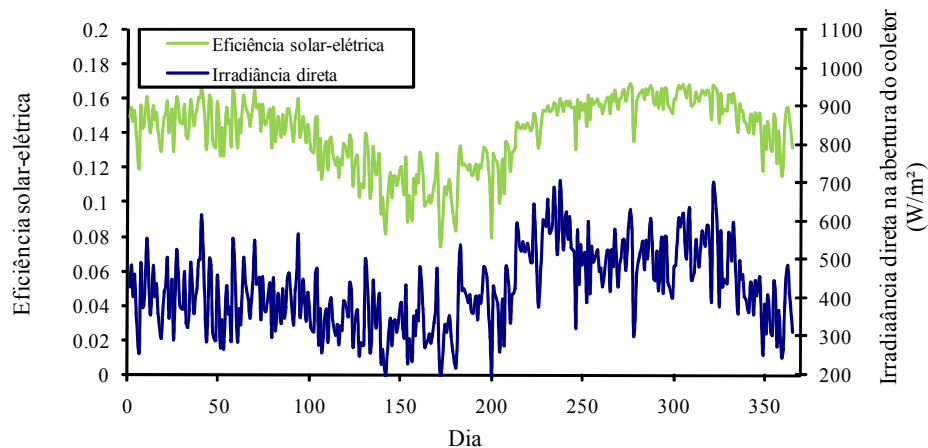


Figura 6 - Comparação entre a eficiência de conversão solar - elétrica e irradiação direta na abertura do coletor.

Pode ser visto que a eficiência global segue razoavelmente bem as variações de irradiação direta, embora haja alguns fatores internos que interferem entre a irradiação direta incidente na abertura do coletor, e a produção elétrica da central solar. Esses fatores são o modificador do ângulo de incidência e a fração de sombreamento. O primeiro apresenta uma variação de 0,85 - 1,0 ao longo do ano e o segundo não afeta os valores de eficiência mostrados na Fig. 6, uma vez que são representados para o meio-dia solar.

O efeito provocado pelo modificador do ângulo de incidência e pelo fator de sombra fica claro quando se tenta relacionar a potência gerada pela central com a irradiação normal direta incidente. O gráfico da Fig.7 (A) mostra que para cada valor de irradiação direta existem vários valores de potência elétrica de saída, uma vez que esta irradiação ainda sofrerá o efeito dos dois fatores antes de ser absorvida pelo coletor parabólico. O gráfico da Fig.7 (B) relaciona a potência de saída com a irradiação direta considerando o efeito de atenuação provocado pelos dois fatores. Nota-se um comportamento bem definido e que permite uma aproximação por um polinômio de 1º grau. Este polinômio ($y(x) = 1896.6 \cdot x - 187.158.6$), representa uma curva característica para esta central e pode ser usado para obter a potência elétrica de saída a partir dos dados de irradiação normal direta, modificador do ângulo de incidência e fator de sombra.

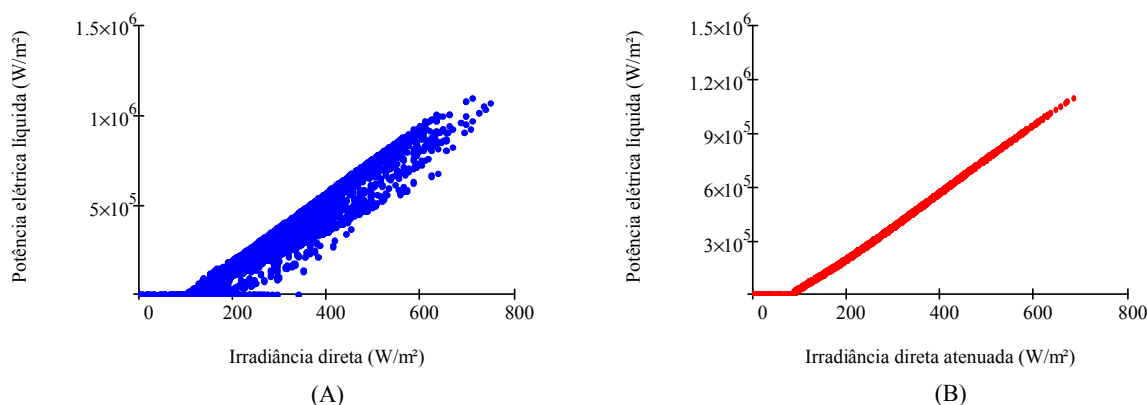


Figura 7 – Potência elétrica líquida para valores de irradiância direta (A) e para valores de irradiância direta considerando o efeito do modificador do ângulo de incidência e do fator de sombra (B).

Necessidades de água

O volume diário de água, médio mensal, necessário para a condensação do vapor de água foi calculado. A temperatura de entrada da água foi considerada igual a 25°C e a temperatura de saída dois graus abaixo da temperatura de condensação de vapor, ou seja, 38°C (temperatura de condensação igual a 40°C). Uma torre de resfriamento é utilizada para reduzir a temperatura da água até 25 °C. Em seguida, a água retorna em um circuito fechado para o condensador.

Como a água circula em circuito fechado, é necessário repor apenas as perdas por evaporação na torre de resfriamento, em torno de 2% do volume total de água (Patnode, 2006). Assim, no mês de Agosto, quando o consumo máximo de água ocorre, o sistema requer uma reposição de cerca de 26m³ por dia, que podem ser fornecidos por um sistema de bombeamento relativamente pequeno.

Resumo dos resultados

Os principais resultados do dimensionamento e simulação da planta estão resumidos na Tab. 3. Considerou-se para o dimensionamento uma temperatura ambiente de referência de 29°C, a potência elétrica líquida de 1MWe, irradiância direta na abertura do coletor é igual a 700W/m² e uma eficiência isentrópica da turbina de 70% sob fluxo de massa nominal. A irradiância direta máxima (700W/m²) foi obtida através do modelo de Colares Pereira e Rabl (1979). Para simulação do desempenho da central ao longo do ano, foi considerada a variação da temperatura ambiente e da eficiência isentrópica.

Especificações	Valores
Número de coletores em série	8
Número de colunas	5
Área total de coletores (m ²)	9.420
Área total da planta (m ²)	33.912
Eficiência do ciclo termodinâmico (%)	27,4
Eficiência solar-elétrica em máxima potência (%)	16,9
Eficiência solar-elétrica media anual (%)	12,5
Produção total anual de potência térmica útil (GWh)	6,69
Produção total anual de energia elétrica (GWh)	1,63
Fator de Capacidade (%)	18,6
Volume de água diário máximo requerido (m ³)	26

Tabela 3 – Principais resultados do dimensionamento e simulação.

COMENTÁRIOS FINAIS

Um modelo analítico foi utilizado para obtenção dos principais parâmetros de projeto de uma planta solar de 1MWe de potencia nominal com concentradores cilindro parabólicos. O modelo se mostrou simples e versátil para a simulação deste tipo de planta e permitiu a implementação de uma ferramenta com relativa simplicidade de uso.

Uma característica do modelo de simulação implementado é a flexibilidade que o mesmo permite. Qualquer um dos vários parâmetros de entrada pode ser alterado, seja isoladamente ou em conjunto, para que se avalie o efeito que este(s) parâmetro(s) apresenta(m) sobre o desempenho da planta. Dada a simplicidade do modelo, é possível também considerar ou desprezar alguns efeitos, como forma de diminuir a necessidade de dados de entrada. Foi possível, por exemplo, chegar a uma curva característica da central simulada, que pode ser usada para obter a potência elétrica gerada com maior simplicidade.

Outra consequência desta flexibilidade é a possibilidade de otimizar a planta alterando seus parâmetros de entrada. Softwares disponíveis como SAM, Greenius ou TRANSYS possuem sua modelagem baseada em expressões empíricas que são fechadas ao usuário e, portanto, pouco flexíveis.

REFERÊNCIAS

- Aguiar R. J., Collares Pereira M., Conde J. P. (1988). Simple procedure for generating sequences of daily radiation values using a library of Markov transitions matrices, *Solar Energy*, 40, n. 3, 296-279.
- Collares Pereira, M. e Rabl, A. (1979). Derivation of method for predicting long term average energy delivery of solar collectors, *Solar Energy*, 23, 223.
- Dudley, V., Kolb, G.J., Mahoney, A.R., Mancini, T.R., Matthews, C.W., Sloan, M., Kearney, D. (1994). Test Results: SEGS LS-2 Solar Collector, SAND 94-1884, Sandia National Laboratories, Albuquerque, NM, USA.
- Fraidenraich N., Gordon J. M., Lima R. C. F. (1997). Improved Solutions for Temperature and Thermal Power Delivery Profiles in Linear Solar Collectors. *Solar Energy*, 61, n. 3, 141-145.
- Hassani, V. e Price, H. W. (2001). Modular Trough Power Plants, *Proceedings of Solar Forum 2001 Solar Energy: The Power to Choose*, Washington DC, USA.
- Nascimento, M. V. G., Cheroto, S., Guimarães, A. P. C., Vianna Júnior, A. L., Pereira, M. G. (2003). Fontes Renováveis de Energia no Brasil, *Energia Heliotérmica*, Cap. 7, CENERGIA, Rio de Janeiro.
- Oliveira, C. A. A., Fraidenraich, G., Fraidenraich, N., Vilela, O. C. (2002). Desenvolvimento de um software para projeto e traçado de isolinhas de dimensionamento de sistemas fotovoltaicos de eletrificação rural. XI Congresso Ibérico e VI Congresso Ibero-Americano de Energia Solar, Portugal.
- Patnode, A. M. (2006). Simulation and Performance Evaluation of Parabolic Trough Solar Power Plants, *Dissertação de Mestrado, Engenharia Mecânica, University of Wisconsin-Madison*.
- Prabhu, E. (2006). Solar Trough Organic Rankine Electricity System (STORES). Stage 1: Power Plant Optimization and Economics. Subcontract Report NREL/SR-550-39433.
- Price, H. e Hassani, V. (2002). Modular Trough Power Plant Cycle and Systems Analysis, NREL/TP-550-31240.
- Rolim, M. M., Fraidenraich N., Tiba C. (2009). Analytic modeling of a solar power plant with parabolic linear collectors, *Solar Energy*, 83, 126-133.
- Tiba, C., Fraidenraich, N., Lyra, F.J.M., Nogueira, A.M.B., Grossi, H. G. (2000). Atlas solarimétrico do Brasil–Banco de Dados Terrestres. Editora Universitária, UFPE, 111 pgs.
- Zarza, E., Rojas, E. M., González, L., Caballero, J. M., Rueda, F. (2006). INDITEP: The first pre-commercial DSG Solar power plant. *Solar Energy*, 80, 1270-1276.
- Paz, A. E. C. (2002). Simulação de Sistemas Térmicos de Potência para Geração de Energia Elétrica. *Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul*.
- Price, H. W. E Kistner, R. (1999). Parabolic Trough Solar Power for Competitive U.S. Markets. *Proceedings of the ASME Renewable and Advanced Energy Systems for the 21st Century Conference*, Maui, Hawaii.

ABSTRACT

This work is part of the process of deploying a first experimental solar plant in Brazil. Your goal is to estimate the main operational parameters of a solar thermal power plant with a nominal power of 1MWe. The plant consists of a solar concentrator field, heat exchangers and a power block. A recent analytical model, which enables to simulate large and small solar fields, is used to measure and simulate the plant. A conventional cycle is used, working with an intermediate heat transfer fluid, heat exchangers to generate steam, and a Rankine cycle to convert thermal into mechanical energy. The main parameters for a plant located in the city of Petrolina-PE, Brazil, are 40 collectors totaling 9.420m² and solar field with 33.912m² of total area. The simulations showed an annual production of 1.63GWh of electricity, with a capacity factor of 18.6% and a solar-electric efficiency average of 12.5%.

Keywords: Sizing, Modeling, Parabolic Trough, Solar Plant.