

MODELO DE SIMULAÇÃO DE UMA PLANTA SOLAR-ELÉTRICA UTILIZANDO O SOFTWARE TRNSYS

Ivan Magela Corgozinho – ivanmagela@yahoo.com.br

José Henrique Martins Neto – henrique@des.cefetmg.br

Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais, Departamento de Engenharia de Energia

Alan Alves Corgozinho – corgozinho@fis.grad.ufmg.br

Universidade Federal de Minas Gerais, Departamento de Física

Resumo. Neste trabalho, foi desenvolvido um modelo de simulação de um sistema de geração de energia de 1 MW de potência a partir de fonte solar com a concentração e conversão de energia obtida em um ciclo Rankine. O modelo foi desenvolvido no software de TRNSYS Simulation Studio, em um período de 365 dias de um ano meteorológico típico para a cidade de Salvador-BA, utilizando a base de dados do Meteororm, em intervalos de tempo de 6 minutos. A tecnologia aplicada na simulação foi a tecnologia de calhas parabólicas utilizando óleo térmico como fluido de transferência de calor e armazenamento de energia para 3 horas de operação em um arranjo de dois tanques de sal fundido. Foram aplicados controles para cada uma das principais etapas do processo para assegurar as condições prescritas de operação. Entre os resultados, destaca-se a eficiência média global do sistema de 20,4% e o fator de capacidade da planta de 29,5%.

Palavras-chave: Central solar-elétrica, coletores parabólicos, armazenamento de térmico.

1. INTRODUÇÃO

Atualmente, a busca pelo desenvolvimento e utilização de energias renováveis é uma questão não somente de preservação ambiental, mas também de segurança energética, de forma que ambos os fatores se somam em uma tendência de encarecimento das fontes convencionais e consequentemente viabilização econômica de fontes alternativas como a eólica e solar. Por outro lado, o desenvolvimento tecnológico tem permitido uma significativa redução dos custos de implantação e operação de centrais de geração de energia utilizando fontes renováveis.

No que se refere à energia solar, atualmente dispõe-se basicamente de três vias tecnológicas de aproveitamento deste recurso, sendo elas: a produção de energia térmica para aplicação residencial, comercial ou industrial, e geração de energia elétrica utilizando placas fotovoltaicas para conversão direta em energia elétrica ou através de tecnologias de *Concentrating Solar Power* (CSP), que é o tema deste trabalho, onde se utilizam sistemas de concentração da radiação solar para obtenção de quantidades significativas de fluido a altas temperaturas para aplicação em ciclos térmicos de potência.

Países desenvolvidos, como os Estados Unidos, vêm acumulando experiências com tecnologias de CSP já desde os anos 80, enquanto no Brasil, que têm grande quantidade de recurso solar, a primeira planta piloto de 3MW, localizada na cidade de Petrolina-PE, está atualmente em fase inicial de implantação (Ministério de Ciência e Tecnologia, 2013), pelo que se percebe a necessidade de fortalecer os investimentos em projetos e pesquisa nacional no setor.

O estado da arte das tecnologias de CSP pode ser dividido em quatro tipos principais, categorizados pelo método de que se utilizam para focar os raios solares e pela tecnologia utilizada para absorção da energia solar (Agência Internacional de Energia, 2010). O primeiro tipo de tecnologia utiliza espelhos em forma de calhas parabólicas (*parabolic troughs*) com absorvedor disposto na linha focal do coletor, constituído geralmente de um tubo metálico revestido por uma camada de tinta seletiva e envolto por um segundo tubo de vidro, cujo espaço entre os mesmos deve ser evacuado para evitar perdas por convecção. O segundo tipo de tecnologia disponível é a tecnologia Fresnel, que utiliza refletores lineares móveis para concentração da radiação em absorvedor linear fixo (Duffie e Beckman, 2013). O terceiro tipo é constituído por pratos parabólicos (*parabolic dishes*), que são refletores em formato de parabolóide, na maioria dos casos, com um grupo motor/gerador individual para cada refletor localizado no ponto focal. Finalmente, o quarto tipo de tecnologia é a chamada torre solar (*solar tower*), em que se utilizam milhares de espelhos para concentração dos raios solares em um uma torre central fixa. Todos os quatro tipos de tecnologia utilizam rastreamento do sol para aumentar a captação e garantir que os raios sejam refletidos no ponto de interesse, no entanto, no sistema Fresnel e de torre central os absorvedores são fixos, enquanto em centrais com calhas parabólicas e pratos parabólicos, os absorvedores são móveis e acompanham o movimento dos refletores, o que confere vantagens e desvantagens construtivas, operacionais e de desempenho a cada um dos tipos de tecnologia.

Uma das principais vantagens do sistema de calhas parabólicas é o rendimento óptico relativamente alto além de ser a tecnologia atualmente mais madura para aplicação comercial, comparada aos sistemas de absorvedor fixo (Agência Internacional de Energia, 2010). Nesse sentido, vários estudos têm sido realizados com o objetivo de aprimorar o atual estado da tecnologia, investigar em detalhe os vários fenômenos envolvidos e promover a otimização dos sistemas existentes, especialmente em relação às temperaturas e pressões de operação do fluido de transferência de calor (FTC) nos coletores e ao armazenamento de energia, que têm influência direta no fator de capacidade e eficiência das plantas de geração. Os primeiros estudos apresentados nesta linha, utilizam óleos sintéticos, (e.g., Caloria[®] e Therminol VP-1[®]), como fluido de transferência de calor nos coletores operando a temperaturas abaixo de 400°C e ponto de fusão à pressão atmosférica de 15 e 12 °C respectivamente (Yang *et al.*, 2010). Posteriormente, foram realizadas pesquisas utilizando sal fundido como FTC, apresentando a vantagem de possibilitar a obtenção de temperaturas mais altas a baixas pressões, levando a um aumento na eficiência do ciclo Rankine para produção de eletricidade, além disso, o sal fundido apresenta excelentes propriedades para armazenamento térmico de energia.

O armazenamento de energia em usinas solares é feito em tanques com alta capacidade térmica e se presta especialmente para solucionar o problema da defasagem temporal entre a disponibilidade de energia solar e o consumo de eletricidade, além de aumentar a segurança de suprimento e solucionar problemas de inércia e estabilidade térmica dos materiais (Zalba *et al.*, 2003). O armazenamento de energia pode ser baseado em sistemas de calor sensível, sistemas de mudança de fase e reações termoquímicas (Herrmann e Kearney, 2002; Lovegrove *et al.*, 2004). Podem ser utilizadas diferentes configurações de armazenamento, o chamado armazenamento direto utiliza-se o próprio sal como FTC nos coletores parabólicos, enquanto no armazenamento indireto em sal fundido, o calor é transferido do FTC, geralmente óleo térmico, através de um trocador de calor. Em cada um dos casos, pode-se utilizar uma configuração com dois tanques a diferentes níveis de temperatura ou único tanque estratificado de forma a possibilitar diferença de temperatura ao longo do nível do tanque suficiente para promover a recuperação do processo de descarga. No processo de descarga térmica o sal é bombeado passando por um trocador de calor responsável pela transferência de energia para o vapor que movimentará uma turbina (Yang *et al.*, 2010).. De forma alternativa, pode ser promovida a geração direta de vapor nos coletores, obtendo-se um melhor desempenho e menor custo (Odeh *et al.*, 1998), porém, esta tecnologia encontra-se em fase de maturação e pesquisa.

Neste trabalho foi desenvolvido um modelo de simulação de uma planta solar-elétrica com armazenamento indireto em dois tanques de sal fundido e óleo sintético como FTC, que é o modelo de sistema atualmente mais empregado em escala comercial. O sal utilizado foi uma mistura eutética de 60% de NaNO₃ e 40% de KNO₃ em base mássica, cujas propriedades termodinâmicas foram estudadas por Kearney *et al.* (2003). A simulação foi realizada no software TRNSYS Simulation Studio, de forma similar ao trabalho desenvolvido por Kolb (2006) para uma planta com armazenamento em único tanque. A cidade de Salvador-BA foi escolhida como referência para localização da planta proposta neste trabalho, por aliar uma grande disponibilidade de radiação solar e uma alta demanda de energia elétrica.

2. DESCRIÇÃO DO MODELO

O modelo de simulação foi desenvolvido utilizando a plataforma TRNSYS Simulation Studio, um dos softwares mais utilizados mundialmente para simulações transientes especialmente de sistemas térmicos. A ferramenta oferece modelos predefinidos de componentes, com parâmetros e variáveis de entrada que devem ser configurados para compor as relações adequadas entre os diversos componentes de uma simulação. Cada componente funciona como uma “caixa preta” que recebe as variáveis de entrada e retorna as variáveis de saída, em um processo iterativo e não hierárquico de solução, o que confere uma grande flexibilidade ao programa.

Para maior compreensão, o modelo apresentado neste trabalho pode ser dividido em dois blocos principais, denominados de “Bloco Solar” (bloco 1) e o “Bloco de Potência” (bloco 2). O “Bloco Solar” é composto por um conjunto de componentes para leitura de dados climatológicos e representação matemática dos coletores concentradores com rastreamento “norte-sul”, os tanques de armazenamento de sal fundido e um trocador de calor que permite a troca de calor “óleo térmico-sal”. O “Bloco de Potência” é composto pelos seguintes componentes primários de um ciclo “Rankine” básico: turbina a vapor, condensador, bomba e um trocador de calor que exerce a função da caldeira, extraído do sal fundido que escoou do “tanque quente” para o “tanque frio”. Os blocos 1 e 2 se conectam pelos tanques de armazenamento, isto é, a potência gerada é função da temperatura do sal no “tanque quente” e do volume de sal quente disponível, enquanto a temperatura e a vazão de entrada de sal no tanque frio será igual à temperatura e vazão de saída do trocador de calor entre o sal fundido e o vapor, que dependerão da potência instantânea produzida pelo sistema. A Fig. 1 apresenta o diagrama básico da central solar-elétrica estudada.

Este arranjo, com armazenamento indireto de sal fundido, foi escolhido pelo fato de, em comparação com sistemas de armazenamento direto, não ser necessária a utilização de controles adicionais para evitar a solidificação do sal no interior dos absorvedores no período da noite, por outro lado, o arranjo proposto evita problemas operacionais ocasionados pelas altas pressões necessárias nos absorvedores em sistemas com geração direta de vapor.

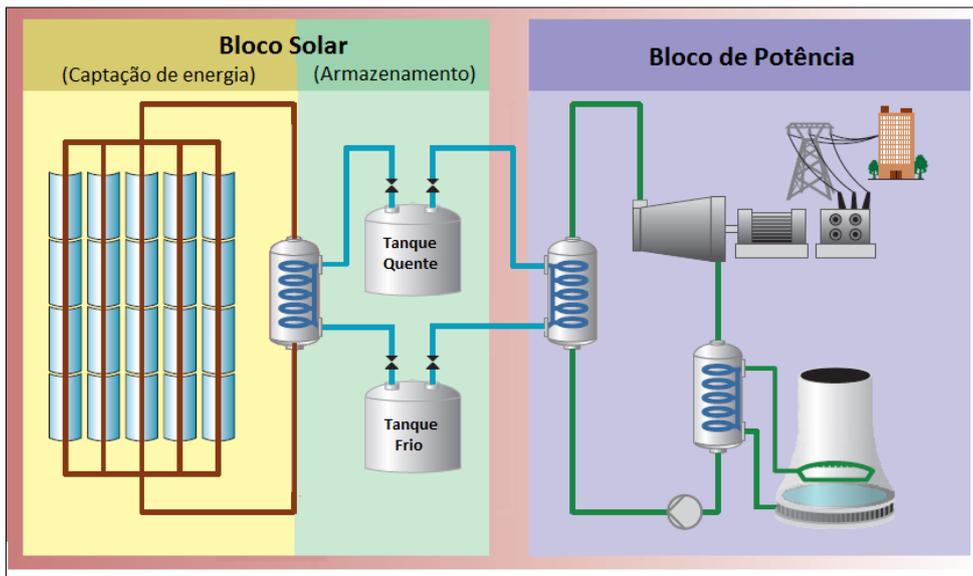


Figura 1 - Diagrama básico da central solar-elétrica. Fonte: Adaptado de IEA (2010)

A operação do sistema em diferentes condições de radiação e armazenamento de sal foi proporcionada pela implementação de controladores do tipo IFC, do inglês, *iterative feedback controller*. O controlador IFC utiliza o método das secantes para conduzir e manter a variável de interesse em um valor de *setpoint* definido pela atuação em uma variável de controle. A grande vantagem deste tipo de controlador é que dispensa o conhecimento de parâmetros do sistema, ou seja, não é necessário dispor um modelo matemático para configuração do controlador sendo necessário apenas definir os limites máximos e mínimos do sinal de controle e informações sobre a precisão desejada. A função específica de cada controlador utilizado será apresentada a seguir, bem como as características dos demais componentes utilizados. Na Fig. 2 apresenta-se o diagrama do bloco 1 elaborado no TRNSYS.

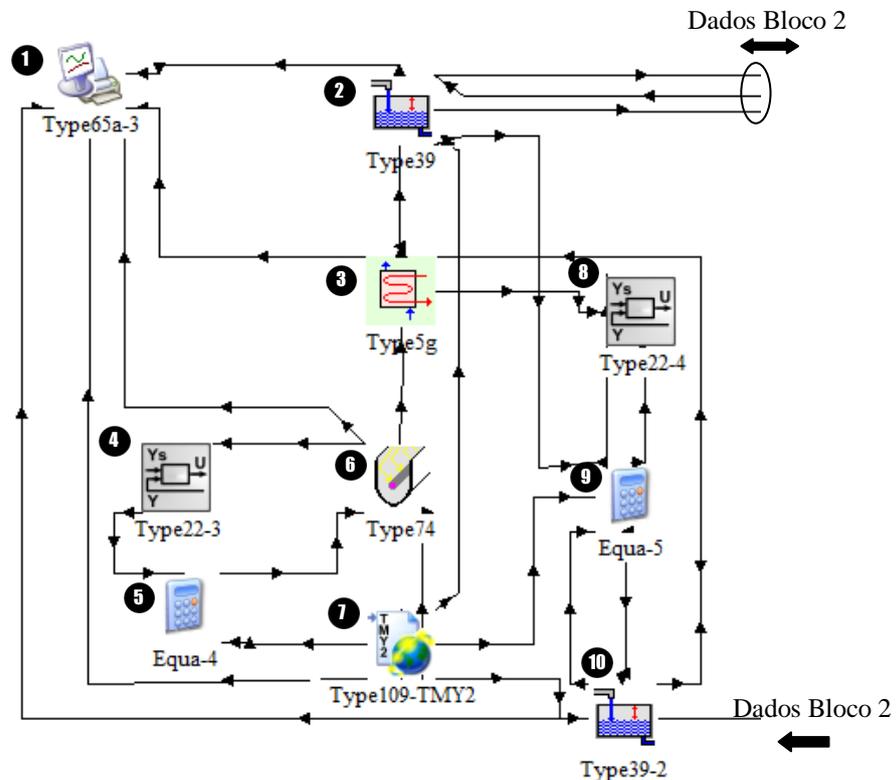


Figura 2 - Diagrama TRNSYS do “Bloco Solar” (bloco 1)

No bloco 1, o componente enumerado como 7, tem a finalidade de fazer a leitura de dados climatológicos de radiação e temperatura ambiente do bando de dados do Meteororm incluído no TRNSYS, além disso, este componente foi configurado para cálculo de radiação no plano inclinado dos coletores, com rastreamento norte-sul e ângulo azimutal de 180° do sul. O componente 6 representa o modelo do coletores, pelo qual é calculada a temperatura de saída do FTC em função da radiação incidente, vazão de fluido, área coletora, eficiência e características ópticas e geométricas do coletor pela Eq. (1).

$$T_s = \frac{AFr(I_T(\tau\alpha) - U_L(T_e - T_a))}{\dot{m}C_p} + T_e \quad (1)$$

Onde,

T_s	Temperatura de saída (k);
A	Área coletora (m);
Fr	Fator de remoção de calor do coletor (-);
I_T	Radiação incidente no plano inclinado (kJ/h-m ²);
$\tau\alpha$	Produto transmissividade da cobertura pela absorvidade do absorvedor (-);
U_L	Coefficiente global de perdas de calor (kJ/h-m ² -K);
\dot{m}	Vazão mássica do fluido de transferência de calor (kg/h);
C_p	Calor específico do fluido de transferência de calor (kJ/kg-k);
T_e	Temperatura de entrada do coletor (k);
T_a	Temperatura ambiente (k);

Os componentes 4 e 5 são responsáveis pelo controle da temperatura de saída do óleo em 400 °C onde a vazão é a variável de controle neste processo. O sinal de controle foi configurado em uma faixa limite de 0 a 3, sendo o mesmo multiplicado por um valor de vazão de referência, previamente calculado.

O modelo do trocador de calor, componente 3, utiliza o método da efetividade para cálculo das temperaturas de saída do óleo e do sal em contracorrente a partir das vazões e temperaturas de entrada e um coeficiente global de transferência de calor (Bergman *et al.*, 2011).

Os componentes 2 e 10, representam os tanques de sal quente e frio respectivamente. Estes componentes utilizam um modelo simplificado de tanque não estratificado e com perdas térmicas calculadas a partir do fornecimento da área externa do tanque, um coeficiente global de perdas e as temperaturas do fluido e do ambiente. Inicialmente, considerou-se os coeficientes de perda como sendo 0,327 W/m²-K, para o tanque quente e 0,265 W/m²-K para o tanque frio, conforme apresentado por Andújar *et al.* (1991), porém, verificou-se que para o volume relativamente pequeno dos tanques, dimensionado em 367 m³, para a potência de 1 MW, estes valores levaram a perdas percentuais excessivas, pelo que, posteriormente os valores destes coeficientes foram alterados para 0,109 W/m²-K e 0,085 W/m²-K, para os tanques quente e frio respectivamente, obtendo-se valores aceitáveis de perdas percentuais de energia e temperatura nos tanques. Os valores projetados de temperaturas de armazenamento dos tanques quente e frio foram admitidos 386 e 292°C (Zaversky *et al.*, 2013), sendo que para garantir a temperatura de armazenamento no tanque quente foi implementado um controle de temperatura na saída do sal do trocador de calor (componentes 8 e 9). As potências de bombeamento tanto do óleo com do sal foram consideradas desprezíveis, não sendo necessária a inserção do modelo das bombas na simulação.

O “Bloco de Potência” (bloco 2), apresentado na Fig. 3, é constituído pelos componentes que representam os equipamentos do ciclo de Rankine e os componentes de controle. O componente 18 simula o trocador de calor, conhecido como caldeira de recuperação de calor, para extração de energia do sal fundido, que escoo do tanque quente para o tanque frio, pelo fluido do ciclo de potência, que passa do estado líquido para vapor no processo de absorção de calor. Este componente utiliza o método denominado de *pinch-point temperature*, pelo qual, se procura atingir a condição de saída do vapor especificada pelo usuário, mas esta pode ser limitada pelas temperaturas de entrada do lado quente e pela taxa de calor que cruza a fronteira entre os dois fluidos, observando a primeira e segunda lei termodinâmica. O chamado *pinch-point temperature* é definido como sendo a diferença de temperatura mínima entre os fluidos que permite a transferência de calor entre os fluidos, que é, na prática, definido pelo usuário na simulação. Em contracorrente, o *pinch-point* é verificado na saída do vapor (entrada de sal fundido), na entrada de água ou vapor (saída do sal), e nas regiões de vapor e líquido saturado. Se a diferença de temperatura estes pontos é menor do que o *pinch-point* de temperatura de especificado, a taxa transferência de calor é recalculada de tal forma que o problema não é encontrado.

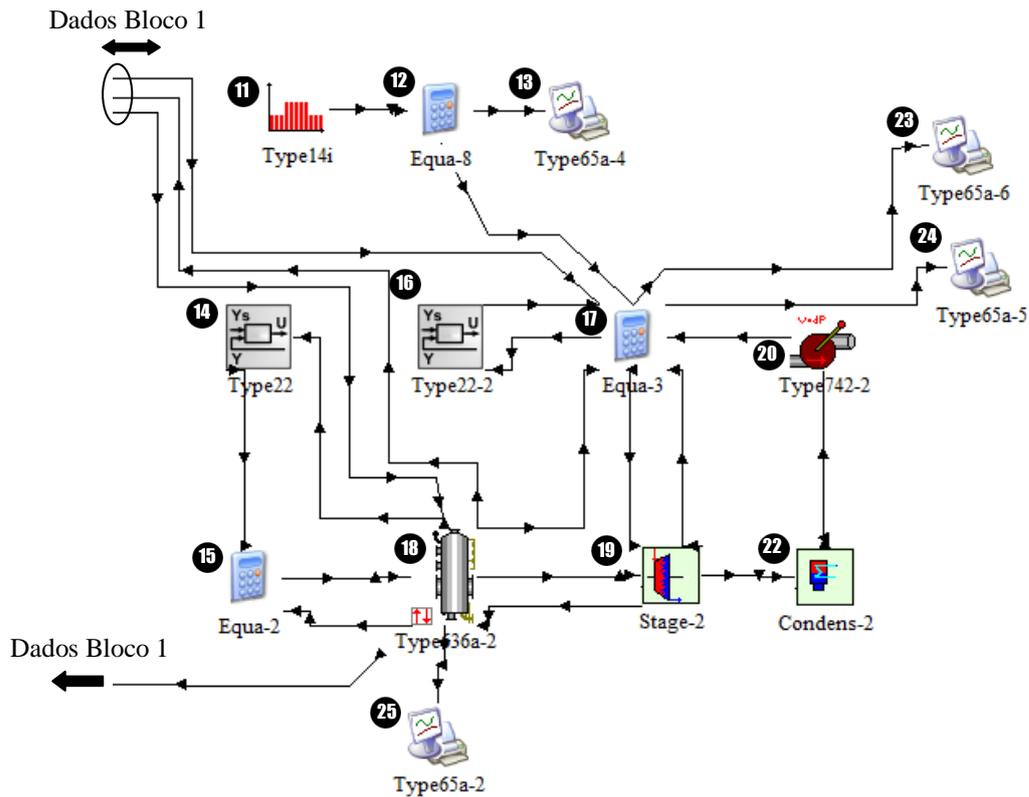


Figura 3 - Diagrama TRNSYS do “Bloco de Potência” (bloco 2)

Pela condição de saída do vapor fornecida pelo componente 18, obtém-se a entalpia e temperatura de entrada da turbina, componente 19, cuja pressão de entrada de projeto foi definida como sendo 9.000 kPa e eficiência isentrópica de 85%. Da saída da turbina o vapor passa por um condensador, componente 22, onde título de saída é zero e posteriormente por uma bomba, componente 20, responsável por elevar a pressão do líquido à pressão de entrada da caldeira de recuperação.

A potência elétrica gerada pelo sistema, deve ser em cada instante, função do volume de sal armazenado no tanque quente, portanto, a regra de operação foi definida conforme a Eq. (2).

$$P = \begin{cases} \min\left(\frac{\eta E_A}{\Delta t_g}, 1000\text{kW}\right) & \text{se } 7h \leq t \leq 20h \\ 0 & \text{se } t < 7h \text{ ou } t > 20h \end{cases} \quad (2)$$

Onde,

- P Potência total da planta (kW);
- H Eficiência do ciclo termodinâmico;
- E_A Energia armazenada no sistema (kJ);
- Δt_g Intervalo de tempo para consumo da energia armazenada no tanque (h);
- t Hora do dia (h).

A energia armazenada é dada pela Eq. (3):

$$E_A = \rho_s C_{p_{\text{sal}}} (V_Q - V_{Q_{\text{min}}}) (T_Q - T_F) \quad (3)$$

Onde,

- ρ_s Densidade do sal fundido (kg/m^3);
- C_{p_s} Calor específico do sal fundido (kJ/kg-k);
- V_Q Volume de sal no tanque quente (m^3);
- $V_{Q_{\text{min}}}$ Volume mínimo de sal no tanque quente (m^3);

T_Q	Temperatura do tanque quente (m^3);
T_F	Temperatura do tanque frio (m^3).

Admitindo o recurso solar disponível até às 5 horas da tarde e considerando armazenamento para um intervalo de 3 horas de geração no final da tarde e uma reserva de energia para 1 hora de funcionamento no início do dia seguinte pode-se definir dois pontos sobre um plano cartesiano, (17, 3) e (20, 1), de coordenadas t e Δt_g , que definem uma função linear, utilizada para o cálculo do intervalo tempo para consumo da energia armazenada entre o período de 17 às 20h. Portanto, o valor de Δt_g , entre 17 e 20h é dado pela Eq. (4), nas demais horas do dia, o valor de Δt_g , foi considerado igual a 3 horas.

$$\Delta t_g = -0.678t + 14.563 \quad (4)$$

Assim, a Eq. (2) garante, automaticamente, que as solicitações de vazão de descarga do reservatório de sal quente não violem a condição de volume mínimo especificado ao mesmo tempo em que garante a não violação do volume máximo de sal no tanque quente e volume mínimo no tanque frio, pois, se o volume de sal no tanque quente aumentar, devido ao fluxo de sal do tanque frio para o tanque quente para retirar a energia absorvida pelo óleo nos coletores, haverá um aumento da energia armazenada no sistema e conseqüentemente aumento da potência gerada, retornando o sal fundido do tanque quente para o tanque frio.

A potência gerada, calculada pela Eq. (2), foi então, utilizada como *set point* no controle de potência realizado pelos componentes 16 e 17, cuja variável de controle é a vazão mássica na turbina. Finalmente, com modificações na vazão mássica do ciclo de potência, os componentes 14 e 15 foram aplicados para garantir o controle adequado da temperatura de saída do sal, que deve ser igual à temperatura de armazenamento de sal frio, portanto, definindo a vazão de escoamento do tanque quente para o tanque frio que garante a geração de energia elétrica especificada.

Para avaliação do desempenho do sistema, define-se três parâmetros principais, calculados pelas Eq. (5), (6) e (7):

$$\eta_P = \frac{\bar{W}_L}{\bar{Q}} \quad (5)$$

$$\eta_G = \frac{\int \dot{W}_L dt}{A \int G_T dt} \quad (6)$$

$$FC = \frac{\bar{W}_L}{\dot{W}_{nom}} \quad (7)$$

Onde,

η_P	Eficiência média do ciclo de potência, definida como a razão entre a potência elétrica líquida média e a taxa média de calor absorvido pelo vapor no trocador de calor, Eq. (5),(-);
\bar{W}_L	Potência elétrica líquida média produzida pelo sistema (kW);
\bar{Q}	Taxa média de calor absorvido pelo vapor no trocador de calor (kW);
η_G	Eficiência global do sistema, definida como a energia elétrica líquida produzida pelo sistema e a energia solar total incidente no plano dos coletores, Eq. (6), (-);
\dot{W}_L	Potência elétrica líquida instantânea produzida pelo sistema, (kW);
G_T	Radiação instantânea global incidente no plano dos coletores (kW/m ² -K);
FC	Fator de capacidade da planta, definido como a razão entre a potência elétrica líquida média produzida pelo sistema e capacidade instalada nominal da planta, Eq. (7), (-);
\dot{W}_{nom}	Capacidade instalada nominal da planta (kW).

A área coletora total foi dimensionada em 5580 m², calculada para permitir captação de energia suficiente para produção da capacidade nominal da planta, desconsiderando o armazenamento, para um nível médio de radiação de 800 W/m², pela Eq. (8).

$$A = \frac{1000\dot{W}_{nom}}{\eta_{col}\eta_{Pe}\bar{G}} \quad (8)$$

Onde,

η_{col} Eficiência dos coletores solares, admitida como sendo igual 0,75, (-);

η_{Pe} Eficiência previamente estimada do ciclo de potência com base nas condições prescritas de operação, igual a 0,32, (-);

\bar{G} Radiação instantânea incidente no plano do coletor para a qual se deseja obter a potência nominal do sistema sem acúmulo de energia e sem a necessidade do utilizar da energia armazenada, igual 800 W/m², (W/m²);

2. RESULTADOS

O modelo proposto foi simulado em 365 dias de um ano típico em intervalos de 1h, obtendo-se resultados considerados promissores. A Fig. 4 apresenta os principais resultados de um período de simulação de 24 horas, com intervalo suavizado em intervalos de 6 minutos, para o solstício de verão, enquanto na Fig. 5, apresenta-se os mesmos resultados para um “dia claro” selecionado na base de dados do Meteonorm, no caso o dia 01 de Janeiro. Em (a), a potência gerada e a radiação incidente no plano inclinado do coletor para uma condição de inicial com volume do tanque quente igual ao volume mínimo do tanque e volume do tanque frio igual ao volume máximo. Verifica-se que foi obtida uma boa condição de geração nos dias apresentados no período entre as 17 e 20 horas. Em (b), apresenta-se os resultados de temperatura de saída do óleo dos coletores e entrada no trocador de calor (Te óleo), temperatura de saída do sal no trocador de calor óleo-sal (Ts sal) e temperatura de saída do óleo no trocador de calor (Ts óleo), que demonstram a eficácia dos controles de temperatura implementados no modelo para manutenção das temperaturas nos valores estabelecidos.

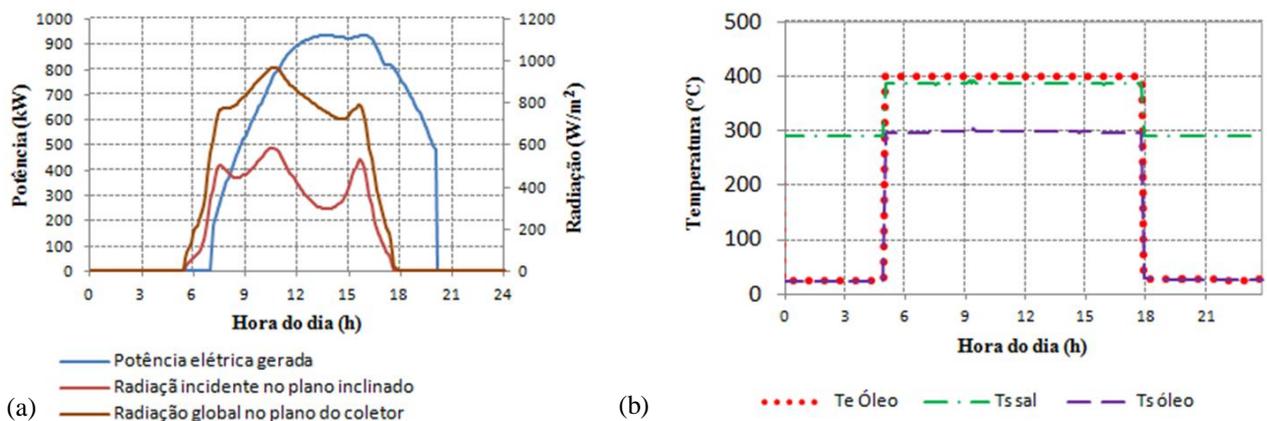


Figura 4 - Resultados da simulação para o solstício de verão, (a) Potência elétrica gerada e radiação incidente no plano inclinado, (b) Temperaturas de saída do óleo dos coletores, saída do sal e saída do óleo do trocador de calor

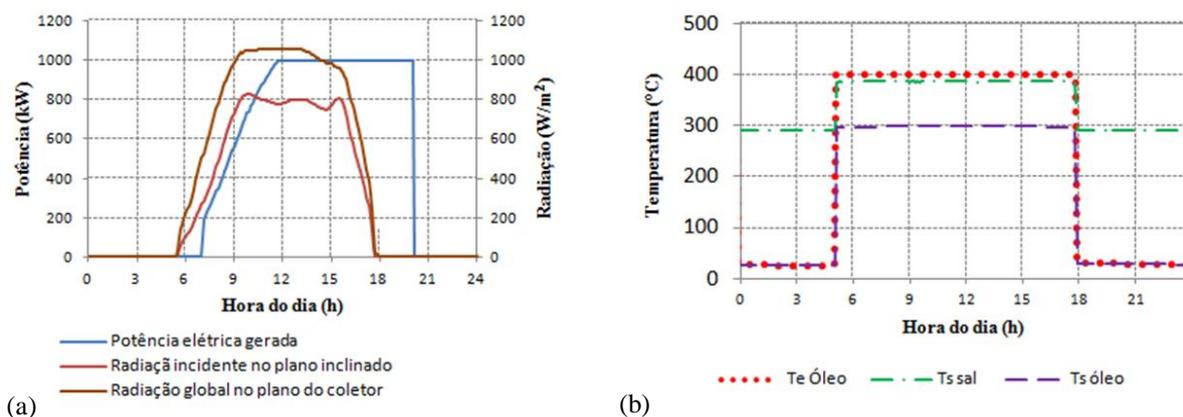


Figura 5 - Resultados da simulação para um dia claro (01 de Janeiro), (a) Potência elétrica gerada e radiação incidente no plano inclinado, (b) Temperaturas de saída do óleo dos coletores, saída do sal e saída do óleo do trocador de calor

Na Fig. 6, são apresentados os resultados de energia média gerada para cada mês do ano, bem como a radiação diária média mensal. A eficiência média anual do ciclo de potência foi de 31,8% e a eficiência global do sistema de 20,4%, operando com um fator de capacidade planta foi de 29,5%, gerando em média uma potência de 295 kW.

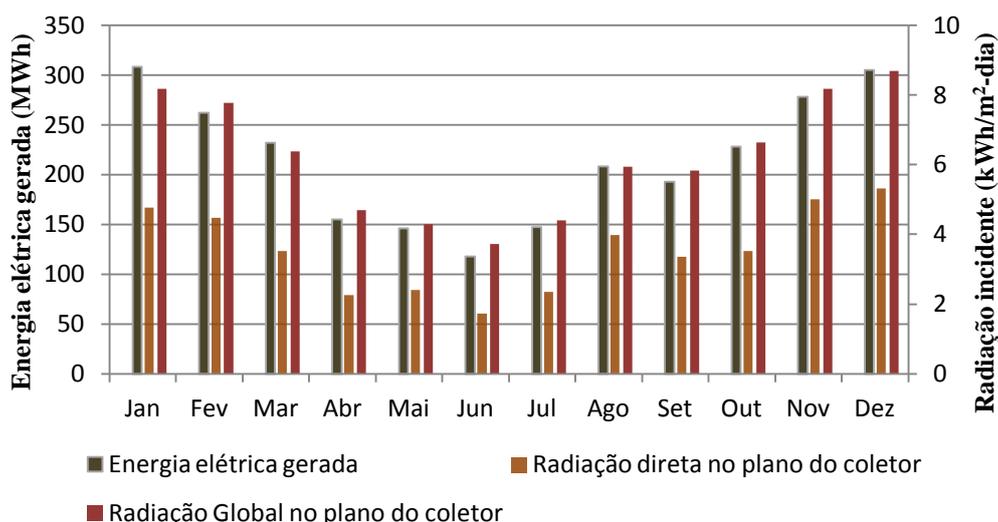


Figura 6 - Energia elétrica mensal produzida e radiação diária média mensal incidente no plano do coletor

3. CONCLUSÃO

A utilização de tecnologias de CSP para geração de energia elétrica no Brasil, que tem alta disponibilidade de recurso solar é uma alternativa promissora para complementação da matriz energética nacional, sendo que a operação da planta com tanques com capacidade para 3 horas de armazenamento possibilitou a obtenção de um fator de capacidade, relativamente alto, de 29,5%.

Verificou-se que os controles implementados no modelo podem ser utilizados com sucesso neste tipo de aplicação de forma simples e com resultados satisfatórios.

O modelo apresentado neste trabalho poderia ser utilizado para definição das garantias físicas de centrais de geração CSP em semelhança ao que é feito pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) para usinas hidrelétricas.

Para melhorar o fator de capacidade da planta o tamanho dos tanques de armazenamento poderia ser aumentado, cabendo uma análise econômica e aplicação de um processo de otimização para definir o volume dos tanques que levaria à melhor relação custo/benefício.

Como pesquisa futura, sugere-se a elaboração de modelos TRNSYS para simulação de centrais de geração com calhas parabólicas com armazenamento direto e geração direta de vapor, bem como modelos Fresnel de torre central para diferentes regiões do Brasil.

REFERÊNCIAS

- Agência Internacional de Energia, 2010. Technology Roadmap - Concentrating Solar Power.
- Andújar, J.M., Rosa, F., Geyer, M., 1991. CESA-I thermal storage system evaluation. Solar Energy Engineering, Vol. 46, pp. 305–312.
- Bergman, T. L., Lavine, A. S., Incropera, F. P., Dewitt, D. P., 2011. Fundamentals Of Heat And Mass Transfe, John Wiley & Sons.
- Duffie, A. J., Beckman, W. A., 2013. Solar Engineering of Thermal Processes 4 Ed., Wiley.
- Herrmann, U., Kearney, D.W., 2002. Survey of thermal energy storage for parabolic trough power plants, Solar Energy Engineering. Vol. 124, pp.145–152.
- Kearney, D.W., Herrmann, U., Nava, P., Kelly, B., Mahoney, R., Pacheco, J., Cable, R., Potrovitza, N., Blake, D., Price, H., 2003. Assessment of a molten salt heat transfer fluid in a parabolic trough solar field. Solar Energy Engineering, Vol. 125, pp. 170–176.
- Kolb, G.J., 2006. Performance analysis of thermocline energy storage. ASME International Solar Energy Conference, Denver.
- Lovegrove, K., Luzzi, A., Soldiani, I., Kretz, H., 2004. Developing ammonia based thermochemical energy storage for dish power plants, Solar Energy Engineering, Vol. 76, pp. 331–337.
- Ministério de Ciência e Tecnologia, 2013. Disponível em: <<http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/346161.html>>, acessado em 21 de novembro de 2013.
- Odeh, S.D., Morrison, G.L., Behnia, M., 1998. Modelling of parabolic trough direct steam generation solar collectors, Solar Energy Engineering, Vol. 62, pp. 395–406.
- Yang, Z., Garimella, S.V., 2010. Thermal analysis of solar thermal energy storage in a molten-salt thermocline, Solar Energy Engineering, Vol.84, pp. 974–985.
- Zalba, B., Marín, J. M., Cabeza, L. F., 2003. Mehling, H. Review on thermal energy storage with phase change: materials, heat transfer analysis and applications, Applied Thermal Engineering, Vol. 23, pp. 251–283.
- Zaversky, F., García-Barberena, J., Sánchez, M., Astrain, D., 2013. Transient molten salt two-tank thermal storage modeling for CSP performance simulations Solar Energy Engineering, Vol. 93, pp. 294–311.

SIMULATION MODEL OF A SOLAR-ELECTRIC PLANT USING THE SOFTWARE TRNSYS

Abstract. *In this work, it's developed a simulation model of a 1MW generation system from solar source with concentration and thermal to electric energy conversion obtained into a Rankine cycle. The model was developed in the software TRNSYS Simulation Studio in a period of 365 days of a typical meteorological year for the city of Salvador-BA using the Meteororm data base in time intervals of 6 minutes. The technology applied in the simulation was the parabolic trough technology using thermal oil as working fluid and energy storage for 3 hours of operation in a two-tank arrangement of molten salt. Controls for each step one of the main stages of the process were applied to ensure the prescribed operating conditions. Among the results, highlight the overall average efficiency of the system of 20,4% and the capacity factor of 29,5%.*

Key words: *Solar-electric, parabolic trough collectors, thermal storage.*