

MODELAGEM DE UMA PLANTA CSP-FRESNEL COM GERAÇÃO DIRETA DE VAPOR E ARMAZENAMENTO DE ENERGIA TÉRMICA

Willian Mendes Ferreira – willian.mendes@lepten.ufsc.br

Júlio César Passos – julio.passos@lepten.ufsc.br

Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), Programa de Pós-graduação em Engenharia Mecânica (POSMEC)

Resumo. A proposta deste artigo é avaliar a performance anual de uma planta Fresnel na cidade de Bom Jesus da Lapa/BA. O software Epsilon Professional® foi utilizado para realizar a simulação do modelo, composto por três subsistemas: (a) campo solar, onde vapor é gerado diretamente a 550 °C e 107 bar; (b) sistema de armazenamento de energia térmica e (c) bloco de potência de 30 MW. Os perfis anuais de eficiência e geração térmica da planta foram obtidos. Os resultados revelaram que a planta é capaz de gerar até 84,6 GWh, com uma eficiência de conversão solar-elétrica de 16,7 % e um fator de capacidade de 32,8 %. O maior nível de eficiência é observado em outubro, enquanto o maior índice de geração é registrado em setembro.

Palavras-chave: Geração termossolar, Tecnologia Fresnel, Armazenamento de energia térmica

1. INTRODUÇÃO

De acordo com dados do *Renewable Energy Policy Network for the 21st Century* (REN21, 2017), a capacidade instalada total das fontes de geração renovável no mundo alcançou nos últimos doze anos um crescimento superior a 150%, saltando de 800 GW em 2004 para pouco mais de 2000 GW em 2016. Ainda assim, de acordo com dados da mesma fonte, a participação estimada das energias renováveis na produção global de eletricidade é de apenas 24,5 %. Tal participação, ainda aquém do esperado dado o potencial disponível, não se justifica apenas pela menor competitividade econômica das fontes renováveis, mas também pela dificuldade de introdução em larga escala dessas fontes no sistema elétrico devido ao caráter intermitente das mesmas (ANEEL, 2016). A geração de energia a partir de fontes renováveis apresenta, em geral, uma baixa despachabilidade, ou seja, uma capacidade limitada de controlar a geração de acordo com a demanda, ocasionando uma redução da confiabilidade do suprimento energético (Brand et al., 2012). Uma das soluções utilizadas para mitigar os efeitos da intermitência das energias renováveis é o desenvolvimento de sistemas de armazenamento de energia, capazes de oferecer uma melhor sincronia entre a oferta e a demanda energética.

De todas as fontes renováveis em operação atualmente no mundo, uma das que possui maior potencial de integração com sistemas de armazenamento de energia é a tecnologia CSP (*Concentrating Solar Power*). Na tecnologia CSP, também conhecida como geração heliotérmica, termossolar ou solar termodinâmica, um receptor absorve a radiação solar direta concentrada em um ponto ou linha focal a partir de espelhos. A energia concentrada é coletada por um fluido térmico (em geral, um óleo sintético), que posteriormente aquece água por meio de um trocador de calor, gerando vapor para a produção de energia elétrica através de uma turbina em um ciclo Rankine. Também é possível que o vapor seja gerado diretamente nos coletores do campo solar sob elevados níveis de temperatura e pressão, substituindo o óleo por água e eliminando a necessidade de trocadores de calor, num conceito conhecido como “*Direct Steam Generation*” ou apenas DSG.

As quatro principais tecnologias CSP disponíveis atualmente no mercado são as tecnologias Fresnel, torre central, pratos parabólicos e calhas parabólicas. Dessas quatro, a tecnologia mais consolidada é a de calhas parabólicas. No início de 2011, cerca de 96% da capacidade instalada de CSP no mundo era formada por plantas de coletores cilindro-parabólicos (García et al, 2011). Porém, nos últimos anos, a tecnologia Fresnel tem se mostrado bastante promissora devido à uma série de vantagens técnico-econômicas. Essas vantagens se devem principalmente ao menor custo associado aos espelhos ligeiramente curvos utilizados nos coletores Fresnel e ao fato de que nesta tecnologia o tubo absorvedor é fixo, tornando mais simples o uso de um fluido de trabalho sob elevadas pressões, uma vez que as conexões não necessitam ser flexíveis. Esta última vantagem também explica a razão da tecnologia Fresnel se adequar melhor a sistemas DSG (IBICT, 2016).

A facilidade de integração com um sistema de armazenamento térmico de energia constitui uma das principais vantagens competitivas da geração termossolar. O TES (*Thermal Energy Storage*) assegura às plantas CSP alta despachabilidade e confiabilidade, atributos considerados vantajosos em comparação com outras tecnologias renováveis de geração intermitente (Brand et al., 2012). O objetivo deste artigo é modelar uma planta Fresnel com geração direta de vapor e armazenamento de energia térmica. Pretende-se avaliar a performance dessa planta para a cidade de Bom Jesus da Lapa/BA, localizada no sul da Bahia. A partir dos dados disponibilizados pelo projeto SWERA, será realizada uma simulação anual, em que serão analisados parâmetros globais de performance da planta.

2. TECNOLOGIA FRESNEL

Conforme mencionado anteriormente, a tecnologia de espelhos Fresnel pode ser considerada uma opção mais simples e econômica em relação a tecnologia de coletores cilindro-parabólicos. A Fig. 1 apresenta o esquema de funcionamento de um coletor do tipo Fresnel. Nesta tecnologia, espelhos planos são distribuídos em linhas paralelas de modo que a radiação solar direta é refletida para um tubo receptor fixo posicionado na linha focal acima dos espelhos.



Figura 1 - Coletor Fresnel. Fonte: Novatec Solar (2017)

A principal limitação da tecnologia Fresnel refere-se à eficiência óptica dos coletores, inferior em relação à tecnologia de calha parabólica. Tal situação ocorre principalmente porque a área de abertura dos coletores Fresnel não é perpendicular à radiação direta incidente, ocasionando perdas consideráveis por efeito cosseno, principalmente no início e no final do dia (GIZ, 2014). Tipicamente, coletores cilindro-parabólicos atingem eficiências ópticas de pico de até 0,75, enquanto coletores Fresnel alcançam no máximo 0,67 (Novatec Solar, 2017).

3. GERAÇÃO DIRETA DE VAPOR

A geração direta de vapor no campo solar surgiu como uma alternativa ao uso de óleo sintético como fluido de trabalho nos coletores cilindro-parabólicos. A tecnologia DSG é uma opção vantajosa principalmente porque elimina a necessidade de utilizar trocadores de calor entre o campo solar e o bloco de potência, além de permitir que o fluido de trabalho alcance temperaturas mais elevadas, aumentando a eficiência global da planta (Montes et al., 2009). Os três principais conceitos para a geração direta de vapor no campo solar são apresentados na Fig. 2. No modo de recirculação, o campo solar é dividido em duas seções: evaporação e superaquecimento, Fig. 2a. Após passar pela seção de evaporação, o fluido de trabalho entra em um separador líquido-vapor. A fração de água da mistura líquido-vapor saturada retorna para a entrada do laço de coletores, enquanto a fração de vapor é encaminhada para a seção de superaquecimento. No sistema de único passo, toda a água de alimentação entra no início do laço de coletores, onde passa sem interrupção pelos processos de preaquecimento, evaporação e superaquecimento, Fig. 2b. No conceito de injeção, a água é injetada em vários pontos ao longo do laço de coletores, Fig. 2c (Zarza et al., 2004).

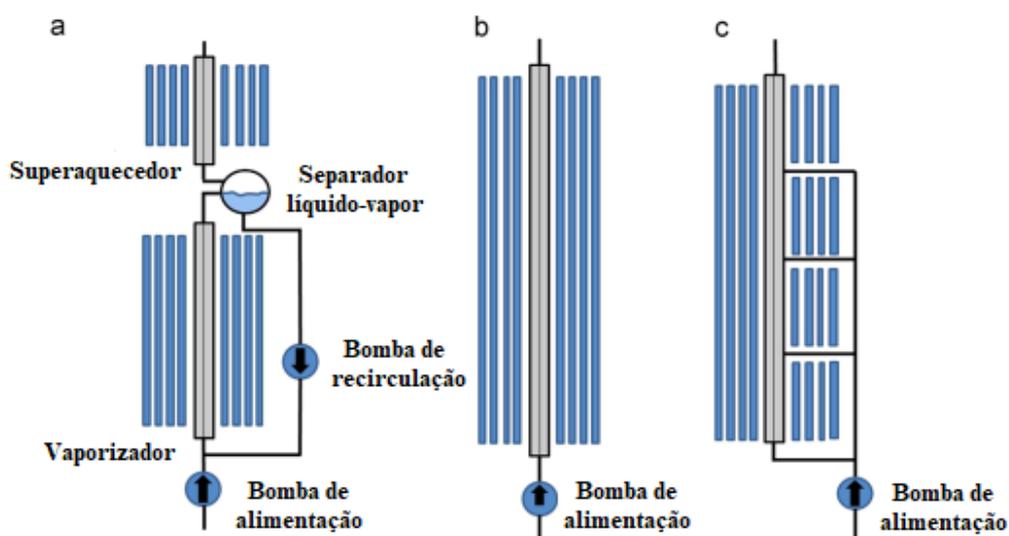


Figura 2 - Sistemas DSG: (a) Recirculação; (b) Único passo; (c) Injeção. Adaptado de Arousseau et al. (2016)

4. ARMAZENAMENTO DE ENERGIA TÉRMICA

Numa usina heliotérmica com um sistema integrado de armazenamento térmico de energia, a unidade de armazenamento (TES) é fixada entre o campo solar e o ciclo de potência. Durante o processo de carregamento, parte da energia coletada no campo solar é destinada para o bloco de potência e o restante é destinado à unidade de armazenamento. Durante o processo de descarregamento, o fluido de trabalho do ciclo de potência é aquecido utilizando a energia proveniente do sistema de armazenamento.

A concepção de TES mais recorrente proposta na literatura para plantas CSP-DSG é um sistema que combina o armazenamento de calor sensível e latente. Assim, a melhor configuração seria utilizar um sistema de três seções: preaquecimento, evaporação/condensação e superaquecimento. A Fig. 3 apresenta tal conceito, em que um PCM (material de mudança de fase) é empregado na unidade de evaporação/condensação e um sistema de armazenamento de calor sensível é utilizado nas unidades de preaquecimento e superaquecimento.

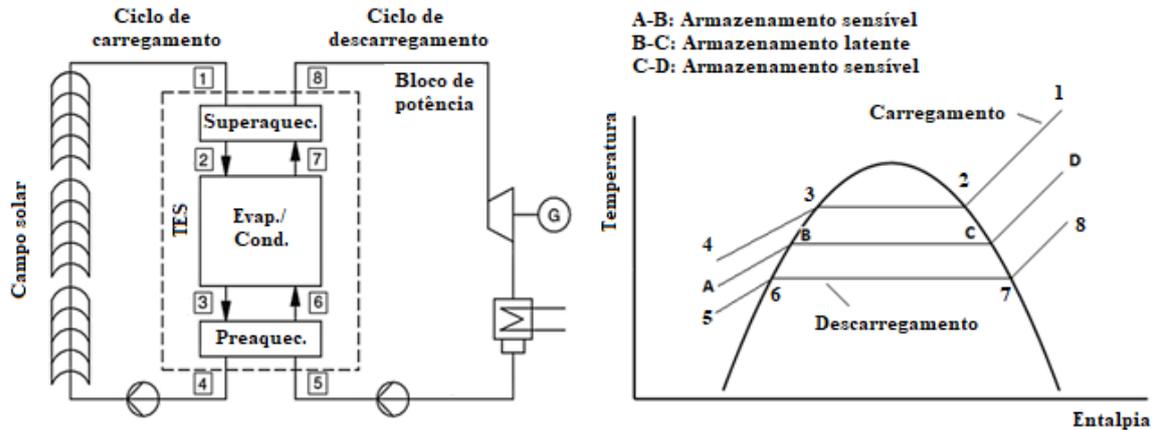


Figura 3 - Conceito de TES para plantas CSP-DSG. Adaptado de Kuravi et al. (2013)

Dois dos principais modelos de TES baseados no conceito apresentado na Fig. 3 foram propostos por Laing et al. (2011) e Feldhoff et al. (2012). Tais modelos são ilustrados na Fig. 4. O sistema apresentado por Laing et al. (2011) utiliza nitrato de sódio (NaNO_3) como PCM e concreto para o armazenamento de calor sensível nas seções de preaquecimento e superaquecimento, Fig. 4a. Já o sistema proposto por Feldhoff (2012) sugere utilizar um sistema de tanques de sal fundido como mecanismo de armazenamento de calor sensível nas seções de preaquecimento e superaquecimento, Fig. 4b.

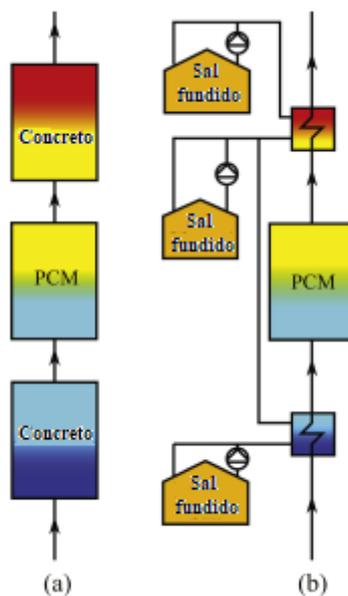


Figura 4 - Modelos de TES propostos por (a) Laing et al. (2011) e (b) Feldhoff et al. (2012). Adaptado de Pirasaci e Goswami (2016)

A partir do sistema proposto por Feldhoff et al. (2012), Seitz et al. (2014) apresentou outras quatro configurações de TES, mostradas na Fig. 5. A configuração ilustrada na Fig. 5a é, basicamente, o mesmo modelo proposto por Feldhoff et al. (2012), adicionado de um sistema de recirculação para diminuir a temperatura na entrada do PCM. Na configuração da Fig. 5b, o autor propõe modificar a posição do tanque intermediário e acrescentar um trocador de calor, eliminando a necessidade do sistema de recirculação. Nas outras duas configurações, apresentadas nas Figs. 5c e 5d, a principal diferença é a redução do número de tanques de três para dois, garantindo menores custos de instalação.

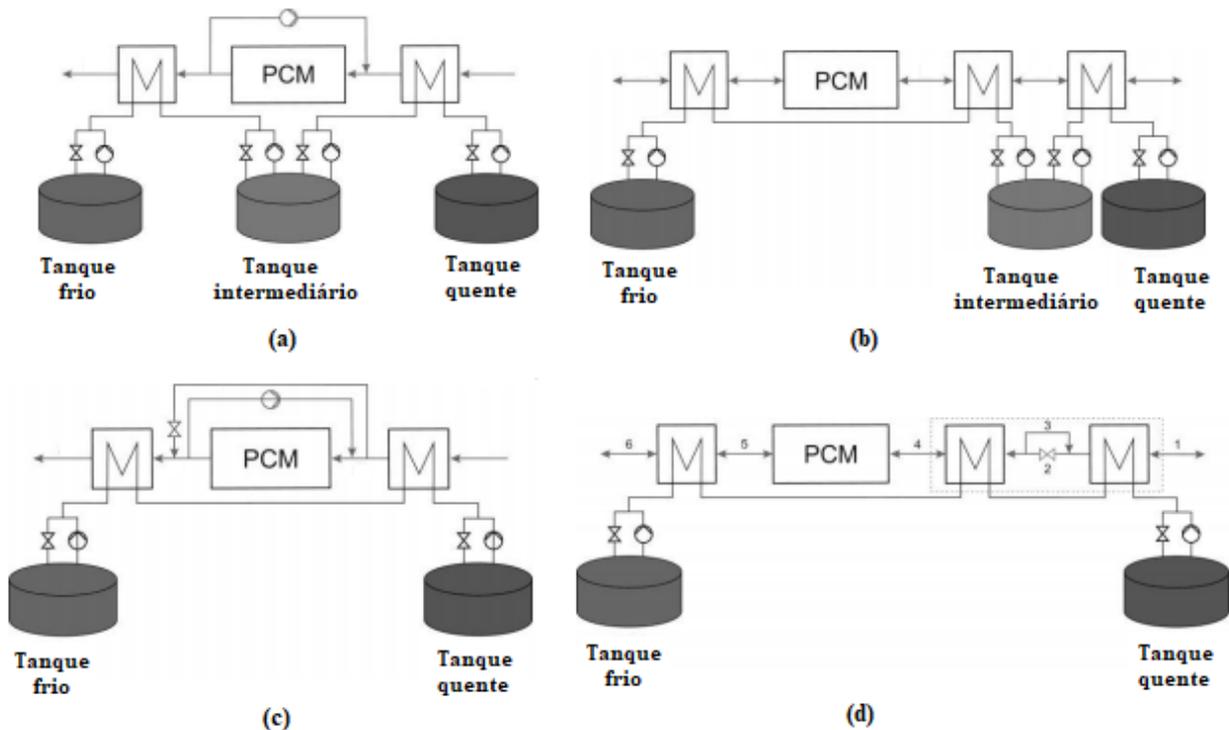


Figura 5 - Modelos de TES propostos por Seitz et al. (2014)

5. METODOLOGIA

Nesta seção serão apresentados detalhes do modelo da planta CSP desenvolvida neste trabalho. A planta, modelada no software *EBSILON® Professional*, é composta de três subsistemas: campo solar, bloco de potência e sistema de armazenamento de energia térmica. Para a implementação do modelo da planta, foram utilizados os dados meteorológicos da cidade de Bom Jesus da Lapa/BA, obtidos a partir do projeto SWERA (2016).

5.1 Campo solar

O modelo de um laço de coletores do campo solar é apresentado na Fig. 6. Trata-se de um sistema de recirculação, em que água subresfriada entra no laço e passa pelos processos de preaquecimento e evaporação até atingir um título especificado. Após atingir esse título, a mistura líquido-vapor saturada entra em um dreno, onde a fase líquida da mistura é removida e enviada de volta à entrada do laço por meio de uma bomba de recirculação. O vapor restante entra na seção de superaquecimento e se aquece até alcançar a temperatura de saída do campo solar previamente estabelecida. Um injetor de água ainda é posicionado entre o último e o penúltimo coletor, de modo a controlar a temperatura de saída do vapor no laço. No total, são 16 coletores Fresnel, sendo dois na seção de preaquecimento, oito na seção de evaporação e seis na seção de superaquecimento. O comprimento de cada uma das três seções foi ajustado de modo a se alcançar a temperatura de saída do vapor superaquecido previamente determinada, minimizando a queda de pressão total e o número de laços necessário. Para as seções de preaquecimento e evaporação foram utilizados os dados do coletor Fresnel modelo *Nova-1* e para a seção de superaquecimento foi selecionado o modelo *Supernova*. Ambos os modelos são fabricados pela empresa alemã *Novatec Solar*, possuem mesma área e comprimento e se diferem, basicamente, pelo tipo de absorvedor utilizado. O valor do múltiplo solar foi arbitrado, buscando-se escolher um valor de, aproximadamente, dois, o mesmo utilizado, por exemplo, na planta de *Andasol-1*, na Espanha. Adotando-se o critério proposto por Montes et al. (2009) de se utilizar um múltiplo de quatro para o número de laços, chegou-se ao valor de 28 laços, correspondente a um múltiplo solar de 1,95, o que implica numa área de abertura de espelhos igual a 230000 m². Os principais parâmetros nominais do campo solar são apresentados na Tab. 1.

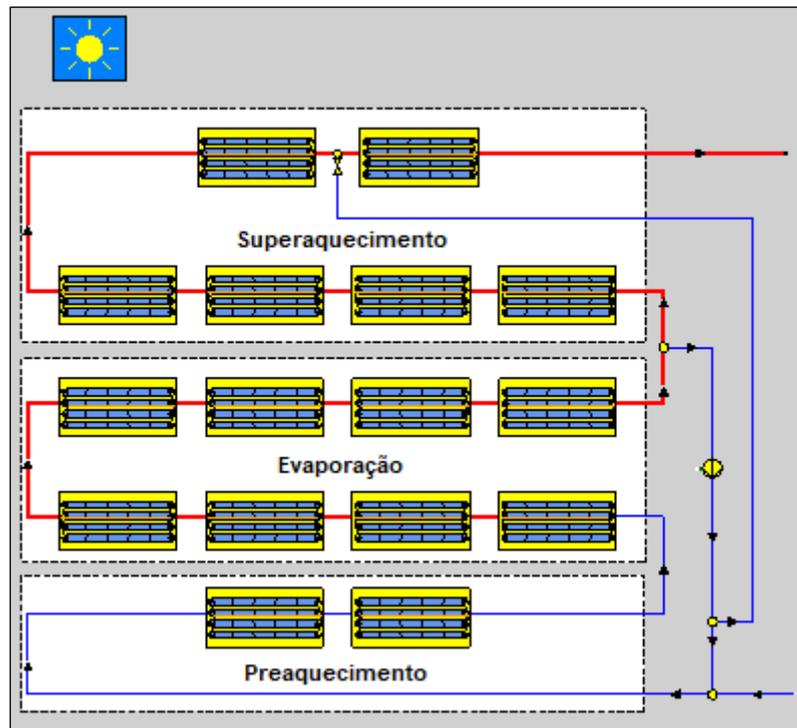


Figura 6 - Laço de coletores Fresnel

Tabela 1 - Parâmetros nominais do campo solar

DNI	993 W/m ²	Altura do absorvedor sobre os espelhos	7,4 m
Temperatura ambiente	32,4 °C	Eficiência óptica de pico dos coletores de preaquecimento e evaporação	0,67
Latitude	-13,3°	Eficiência óptica de pico dos coletores de superaquecimento	0,647
Longitude	-43,4°	Título de vapor	0,8
Ângulo de incidência longitudinal	0,192°	Temperatura na entrada do laço	293 °C
Ângulo de incidência transversal	1,84°	Temperatura na saída do laço	550 °C
Altitude solar	88,1°	Vazão mássica	61,8 kg/s
Ângulo de azimute solar (norte = 0°; leste positivo)	95,9°	Pressão na entrada do laço	118 bar
Declinação solar	-13,4°	Pressão na saída do laço	107 bar
Comprimento dos coletores	44,8 m	Múltiplo solar	1,95
Largura dos coletores	16,6 m	Número de laços	28
Área de abertura líquida dos coletores	513,4 m ²	Área de abertura do campo solar	230000 m ²

5.2 Bloco de potência

O modelo do bloco de potência da planta é apresentado na Fig. 7. Trata-se de um ciclo Rankine regenerativo com cinco extrações de vapor. Vapor superaquecido proveniente do campo solar (estado 1) entra na turbina e se expande até a pressão do condensador (estado 7). Ao longo da turbina, parte do vapor é direcionada aos preaquecedores de alta pressão (estados 2 e 3), ao desaerador (estado 4) e aos preaquecedores de baixa pressão (estados 5 e 6) por meio das cinco extrações. A mistura líquido-vapor saturada no estado 7 entra no condensador e sai na condição de líquido saturado à pressão do condensador (estado 8). A água condensada do estado 8 entra em uma bomba, na qual é comprimida até a pressão do desaerador (estado 9). Após passar pela bomba de extração de condensado, a água é aquecida pelos dois preaquecedores de baixa pressão (estados 10 e 11) até entrar no desaerador, onde se mistura ao vapor extraído da turbina. A água na saída do desaerador (estado 12) entra na bomba de alimentação, onde a sua pressão é elevada até a pressão de entrada do campo solar (estado 13). Após sair da bomba, a água de alimentação ainda é aquecida pelos dois preaquecedores de alta pressão (estados 14 e 15). O vapor condensado após a passagem pelos preaquecedores (estados 2a, 3a, 5a e 6a) é encaminhado ao trocador de calor seguinte (estados 2b, 3b, 5b e 6b) por meio de válvulas de condensado, responsáveis por estrangular o fluido para uma pressão mais baixa. Os parâmetros nominais do bloco de potência são apresentados na Tab. 2. Destaca-se que o rendimento global do ciclo e a vazão mássica são parâmetros de saída do modelo, enquanto os demais parâmetros são dados de entrada.

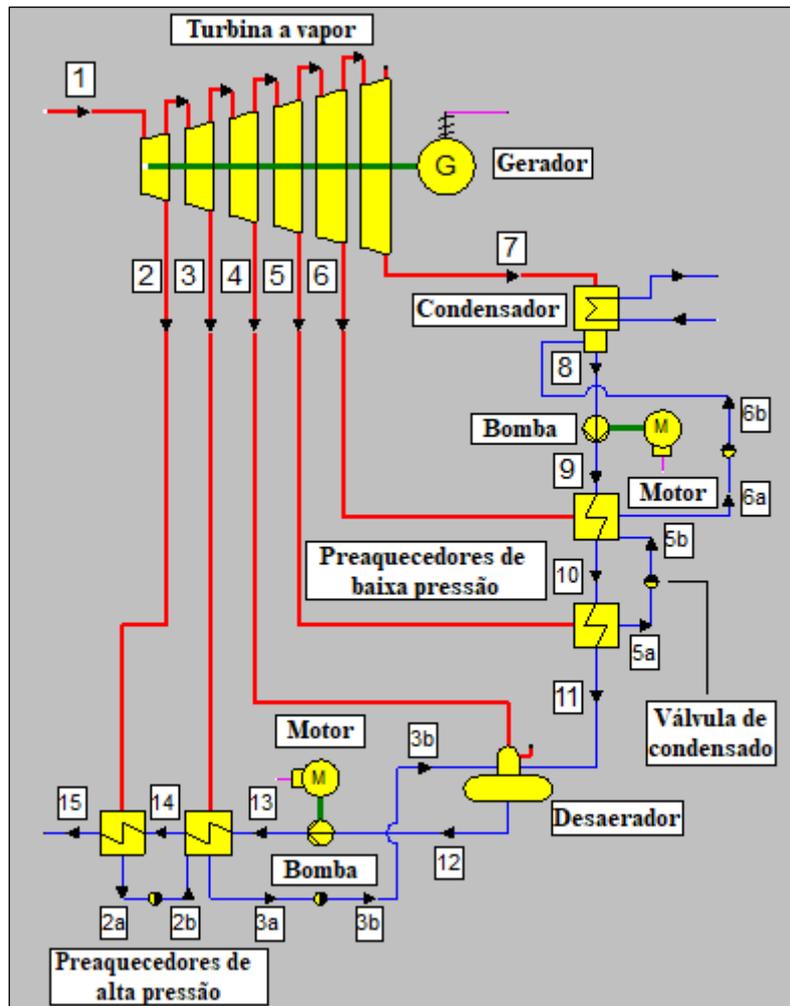


Figura 7 - Modelo do bloco de potência

Tabela 2 - Parâmetros nominais do bloco de potência

Potência elétrica	30 MW
Rendimento global do ciclo	42,5 %
Temperatura de entrada da turbina	550 °C
Pressão de entrada da turbina	107 bar
Vazão mássica na entrada	29,7 kg/s
Temperatura na saída do ciclo	265 °C
Pressão na saída do ciclo	118 bar
Rendimento isentrópico da turbina	0,90
Rendimento isentrópico das bombas	0,80
Eficiência do gerador	0,986
Eficiência elétrica dos motores	0,85
Pressão na entrada do condensador	80 mbar
Título de vapor na saída da turbina	0,846

5.3 Sistema de armazenamento de energia térmica

Baseado nas configurações apresentadas por Feldhoff et al. (2012) e Seitz et al. (2014), foi proposto um sistema de armazenamento de energia térmica para a planta, ilustrado na Fig. 8. Trata-se de um sistema composto de dois tanques de armazenamento de sal fundido, composto por 60% NaNO_3 + 40% KNO_3 , e um material de mudança de fase, o nitrato de sódio (NaNO_3), cuja temperatura de fusão é igual a 306 °C. Durante o processo de carregamento, vapor superaquecido proveniente do campo solar entra no TES a 550 °C/ 107 bar e, inicialmente, passa por um dessuperaquecimento até atingir a temperatura de 320 °C, ao passo que o sal fundido armazenado no tanque frio se aquece até atingir a temperatura do tanque quente à 540 °C. No PCM, o vapor se condensa a 316 °C e sai na condição de líquido saturado, sendo posteriormente bombeado até a pressão de entrada do campo solar. No descarregamento do TES, ocorre o processo inverso, porém, o fluido de armazenamento passa, agora, por dois trocadores de calor e não apenas por um como no

processo de carregamento. A água proveniente do bloco de potência entra no TES a 251°C/ 81 bar e passa por um trocador de calor, até atingir a temperatura de 283°C. Após esse preaquecimento, a água entra no PCM, se evapora a 296 °C, e sai na condição de vapor saturado, sendo posteriormente aquecido até a temperatura de 530 °C, na condição de vapor superaquecido. Durante o descarregamento do TES, sal fundido sai do tanque quente, se resfria ao passar pelos dois trocadores de calor, até chegar ao tanque frio a 260 °C. Um resumo dos principais parâmetros utilizados no sistema de armazenamento é apresentado na Tab. 3. Destaca-se que as capacidades de armazenamento dos tanques, a massa do PCM e as vazões mássicas são parâmetros de saída do modelo, enquanto os demais parâmetros são dados de entrada. Baseado no múltiplo solar de 1,95, também foi determinada uma capacidade nominal para o TES de seis horas de armazenamento.

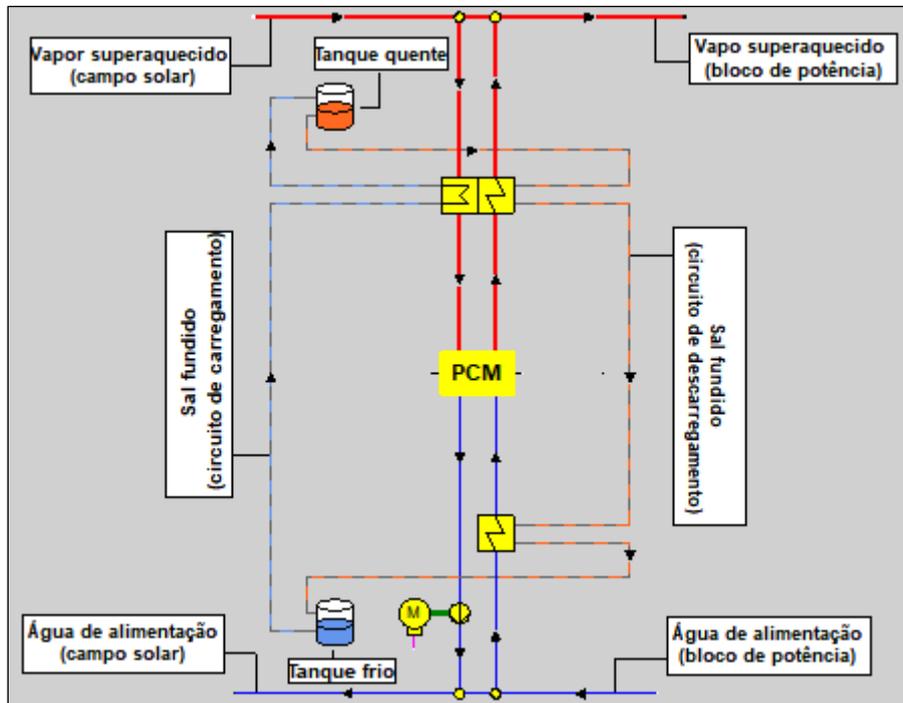


Figura 8 - Modelo do sistema de armazenamento de energia

Tabela 3 - Parâmetros nominais do sistema de armazenamento de energia térmica

Temperatura do tanque quente	540 °C
Temperatura do tanque frio	260 °C
Temperatura do PCM	306 °C
Capacidade de armazenamento do tanque quente	1400 t
Capacidade de armazenamento do tanque frio	1400 t
Massa do PCM	5400 t
Temperatura do vapor no carregamento	550 °C
Temperatura da água no carregamento	316 °C
Temperatura do vapor no descarregamento	530°C
Temperatura da água no descarregamento	251°C
Vazão mássica no carregamento	32,2 kg/s
Vazão mássica no descarregamento	22,5 kg/s
Pressão do vapor no carregamento	107 bar
Pressão do vapor no descarregamento	81 bar

6. RESULTADOS

A Tab. 4 apresenta os principais parâmetros de performance da planta. Os resultados da simulação apontam que, para um múltiplo solar de 1,95, correspondente a uma área de abertura do campo solar de 230000 m², é obtida uma geração líquida anual de 84,6 GWh. O fator de capacidade da planta chega a quase a 33 % e a eficiência de conversão solar-elétrica é de 16,7%. Tais resultados indicam a importância do armazenamento de energia e da temperatura de saída do vapor no campo solar, capazes de elevar significativamente a eficiência global da planta. De acordo com dados do IRENA (2012), a eficiência típica de uma planta Fresnel que produz vapor a 260°C/50 bar sem armazenamento de energia é de 13%. O fator de capacidade encontra-se numa faixa de 22 a 24%.

Tabela 4 – Resultados da simulação anual da planta

Geração elétrica líquida	84,6 GWh
Fator de capacidade	32,8%
Eficiência solar-elétrica	16,7%

A Fig. 9 apresenta a distribuição anual da geração elétrica e da eficiência solar-elétrica da planta. Conforme esperado, o menor índice de eficiência é observado no mês de junho, quando ocorre o solstício de inverno. A menor geração ocorre em novembro, mês em que são observados os menores índices de DNI devido ao período chuvoso. A maior eficiência é observada em outubro, enquanto o maior nível de geração é registrado em setembro.

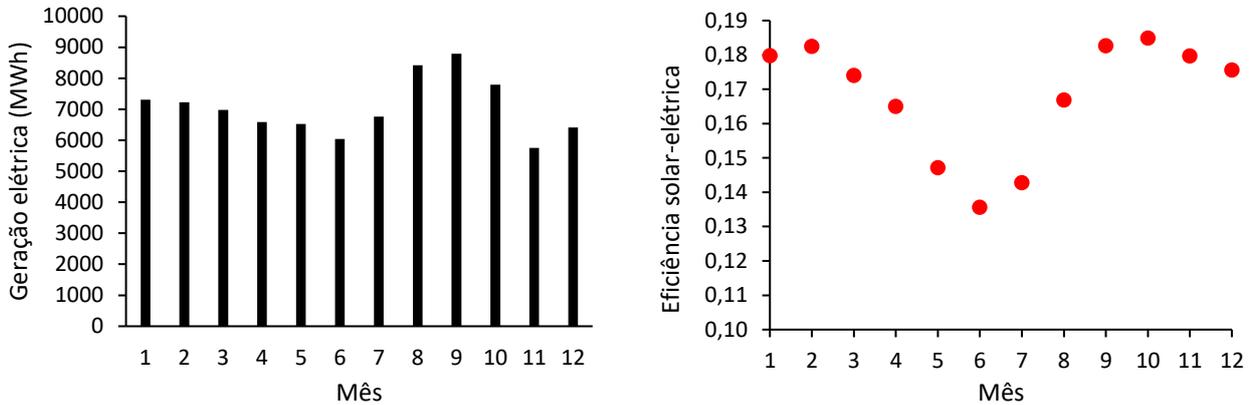
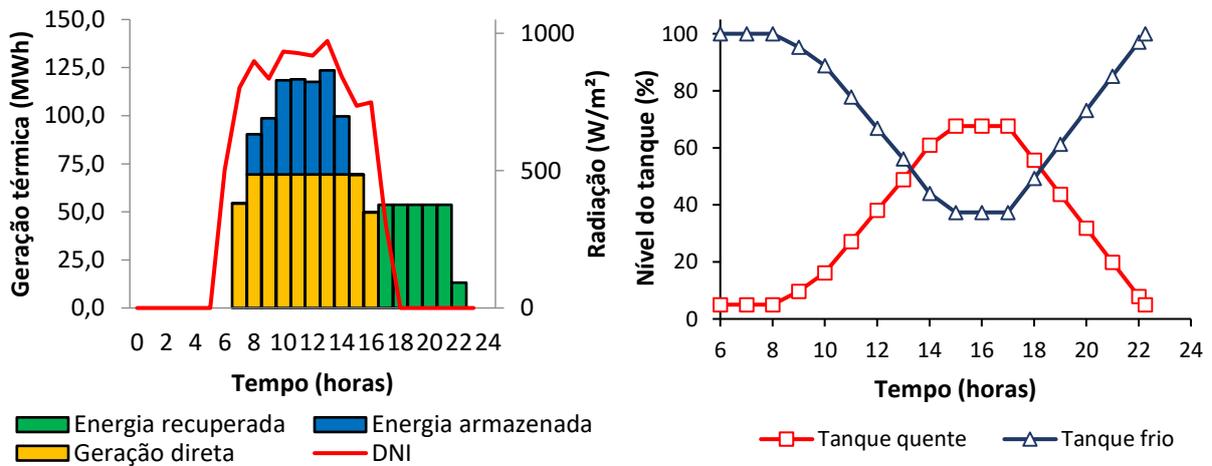
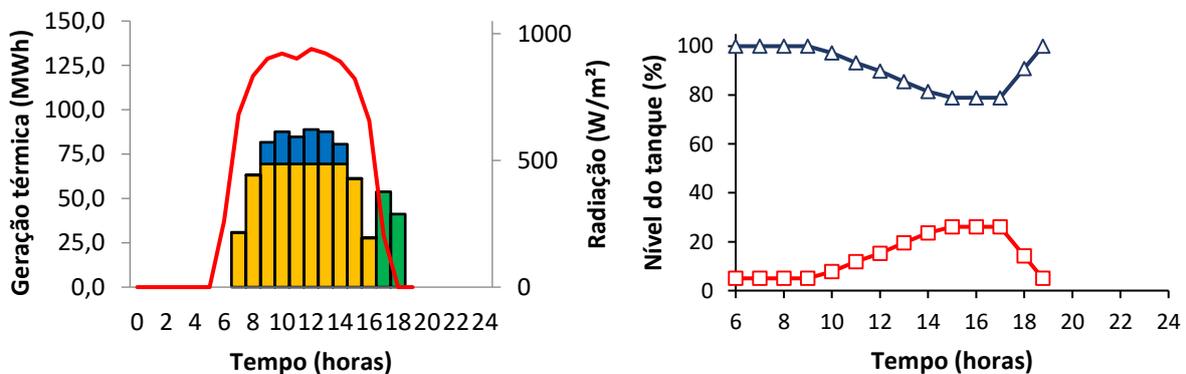


Figura 9 – Distribuição anual da geração elétrica e da eficiência solar-elétrica da planta

A Fig. 10 mostra as curvas de geração e armazenamento de quatro dias de céu claro selecionados.

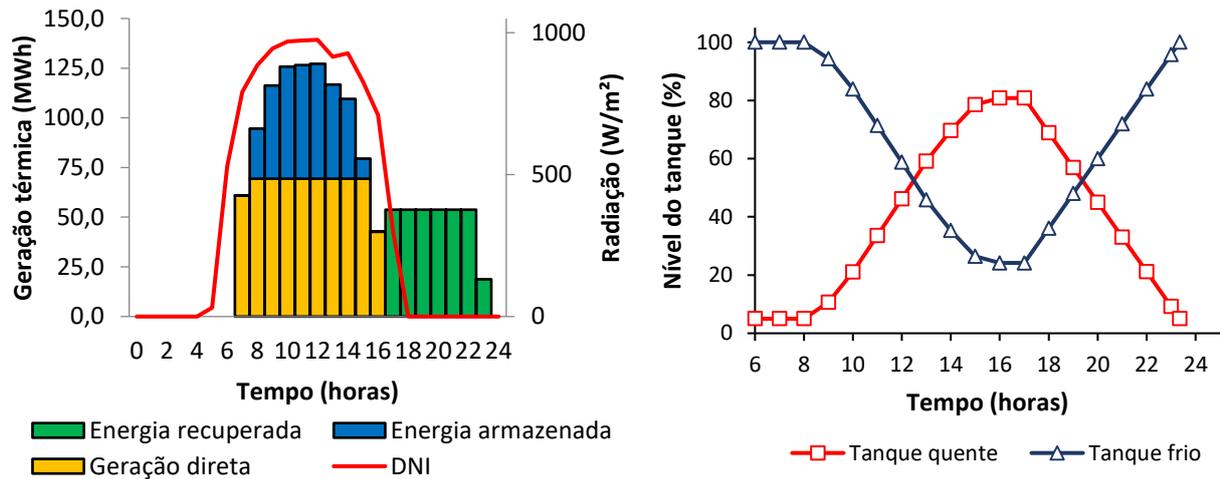


(a) 29 de março

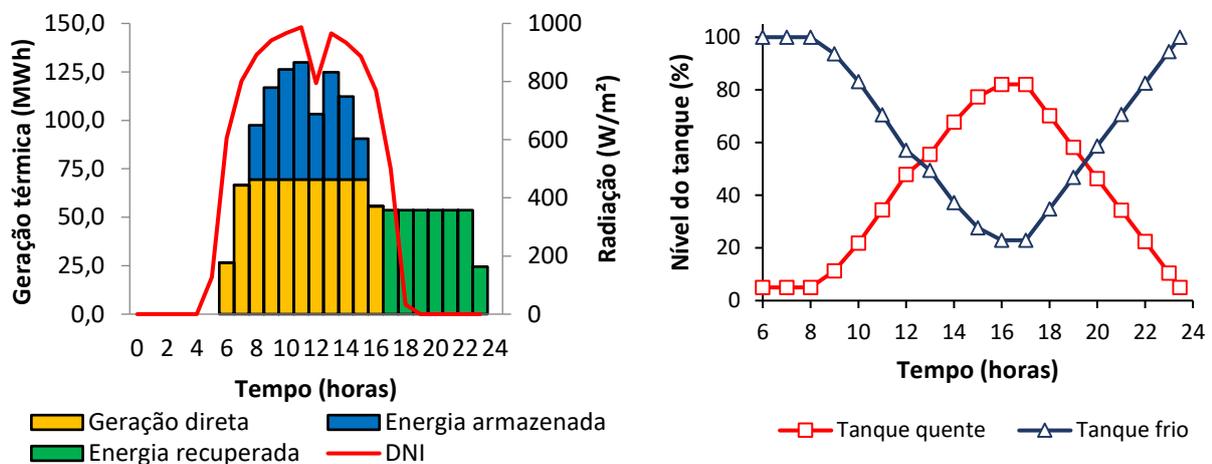


(b) 30 de junho





(c) 18 de setembro



(d) 18 de dezembro

Figura 10 – Curvas de geração e armazenamento de quatro dias de céu claro selecionados

Os quatro dias de céu claro da Fig. 10 foram selecionados dos meses em que ocorrem os solstícios (junho e dezembro) e os equinócios (março e setembro). As curvas de armazenamento apresentam a evolução do volume de sal fundido armazenado durante o dia. Conforme mencionado anteriormente, o TES da planta possui uma capacidade nominal de seis horas de armazenamento. As curvas de geração mostram a quantidade de energia térmica gerada em cada hora de operação da planta. Assim, tem-se, por exemplo, que na hora 6, a coluna equivalente representa a quantidade de energia gerada pela planta entre 6 e 7 horas. No início da manhã, toda a energia gerada pelo campo solar é destinada diretamente ao bloco de potência, uma vez que a energia produzida nesse período não é suficiente para atender as condições nominais do bloco de potência. Na maior parte do dia, o campo solar produz mais energia do que o necessário para gerar a potência nominal da planta, destinando o excedente para o TES. No final do dia, quando a DNI é insuficiente para gerar energia no campo solar, toda a geração da planta é baseada na energia recuperada do sistema de armazenamento. A planta encerra a operação quando a energia armazenada durante o dia é totalmente utilizada.

No dia 29/03 (Fig. 10a), a geração de energia ocorre até a hora 22 e o tanque quente alcança cerca de 60 % de sua capacidade máxima. No dia 30 de junho (Fig. 10b), a operação se estende apenas até a hora 18 e o volume de sal armazenado é baixo, alcançando pouco mais de 20 % da capacidade do tanque quente. Nos dias 18 de setembro (Fig. 10c) e 18 de dezembro (Fig. 10d), são observados perfis de geração e armazenamento semelhantes. Nos dois dias, a operação da planta ocorre até a hora 23 e o tanque quente chega a aproximadamente 80 % de seu nível máximo.

7. CONCLUSÕES

Neste trabalho foi analisada a performance anual de uma planta Fresnel na cidade de Bom Jesus da Lapa/BA. Na planta proposta, o vapor é gerado diretamente no campo de coletores e o excedente de energia é destinado a um sistema de armazenamento de energia térmica. Os resultados apontam que a planta é capaz de alcançar uma eficiência anual de 16,7 % e um fator de capacidade de 32,8 % como consequência da introdução do sistema de armazenamento e da elevação da temperatura de saída do vapor no campo solar. Tais resultados mostram que o potencial da tecnologia Fresnel ainda

pode ser melhor explorado e que existe uma tendência de elevação da competitividade dessa tecnologia em relação às outras tecnologias CSP. Assim, é importante que mais estudos sobre este tipo de geração sejam realizados no Brasil.

Agradecimentos

Os autores reconhecem o apoio do CNPq, por meio do projeto 406357/2013-7, aprovado na chamada pública, linha 2, em energia heliotérmica, e da CAPES, que por meio do POSMEC-UFSC tem apoiado pesquisas do LEPTEN na área de concentração heliotérmica.

REFERÊNCIAS

- ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), 2016. Chamada Nº: 021/2016. Projeto estratégico: “Arranjos técnicos e comerciais para a inserção de sistemas de armazenamento de energia no setor elétrico brasileiro”. Brasília-DF.
- Aurousseau, A., Vuillerme, V., Bezian, J. J., 2016. Control systems for direct steam generation in linear concentrating solar power plants – A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 56, 611-630.
- 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.
- Feldhoff, J. F., Schmitz, K., Eck, M., Schnatbaum-Laumann, L., Laing, D., Ortiz-Vives, F., Schulte-Fischedick, J., 2012. Comparative system analysis of direct system generation and synthetic oil parabolic trough power plants with integrated thermal storage. *Solar Energy* 86, 520-530.
- García, I.L., Álvarez, J.L., Blanco, D., 2011. Performance model for parabolic trough solar thermal power plants with thermal storage: Comparison to operating plant data. *Solar Energy* 85, 2443-2460.
- GIZ (Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit), 2014. Fresnel CSP technology. State of the Art and Market Overview.
- IBICT (Instituto Brasileiro de Informação em Ciência e Tecnologia), 2017. Plataforma Online de Energia Heliotérmica. Disponível em: <http://energiaheliotermica.gov.br/pt-br/energia-heliotermica/como-funciona>. Acessado em outubro de 2016.
- IRENA (International Renewable Energy Agency), 2012. Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series. Concentrating Solar Power.
- Kuravi, S., Trahan, J., Goswami, D. Y., Rahman, M.M., Stefanakos, E. K., 2013. Thermal energy storage technologies and systems for concentrating solar power plants. *Progress in Energy and Combustion Science* 39, 285-319.
- Laing, D., Bahl, C., Bauer, T., Lehmann, D., Steinmann, W.-D., 2011. Thermal energy storage for direct steam generation. *Solar Energy* 85, 627-633.
- Montes, M.J., Abánades, A., Martínez-Val, J.M., 2009. Performance of a direct steam generation solar thermal power plant for electricity production as a function of the solar multiple. *Solar Energy* 83, 679-689.
- Novatec Solar. Disponível em: <http://novatecsolar.com/112-1-How-does-it-work.html>. Acessado em: novembro de 2017.
- Pirasaci, T. e Goswami, D. Y., 2016. Influence of design on performance of a latent heat storage system for a direct steam generation power plant. *Applied Energy* 162, 644-652.
- REN21 (Renewable Energy Policy Network for the 21st Century), 2017. Renewables 2017 – Global Status Report. Paris, France.
- Seitz, M., Cetin, P., Eck, M., 2014. Thermal storage concept for solar thermal power plants with direct steam generation. *Energy Procedia* 49, 993-1002.
- SWERA (Solar and Wind Energy Resources Assessment), 2016. Brazil Hourly DNI, GHI and Diffuse Solar Data. Disponível em: <http://en.openei.org/doi-opendata/dataset/brazil-hourly-dni-ghi-and-diffuse-solar-data>. Acessado em outubro de 2016.
- Zarza, E., Valenzuela, L., León, J., 2004. Solar Thermal Power Plants with Parabolic-trough collectors. International Conference on Solar Power from Space. Granada, Spain.

MODELING OF A CSP-FRESNEL PLANT WITH DIRECT STEAM GENERATION AND THERMAL ENERGY STORAGE

Abstract. *The proposal of this paper is to evaluate the annual performance of a Fresnel plant in the city of Bom Jesus da Lapa / BA. Ebsilon Professional® software was used to simulate the model, consisting of three subsystems: (a) solar field, where steam is generated directly at 550 ° C and 107 bar; (b) thermal energy storage system and (c) 30 MW power block. The annual efficiency and thermal generation profiles of the plant were obtained. The results revealed that the plant can generate up to 84.6 GWh, with a solar-electric conversion efficiency of 16.7% and a capacity factor of 32.8%. The highest level of efficiency is observed in October, while the highest generation index is recorded in September.*

Key words: *Concentrating solar power, Fresnel technology, Thermal energy storage*