

A BASE DE DADOS SWERA COMO SUPORTE PARA ANÁLISES TÉCNICO-ECONÔMICAS DE PLANTAS TERMO-SOLARES

José M. Cardemil – jose.cardemil@lepten.ufsc.br

Sérgio Colle – colle@emc.ufsc.br

LEPTEN – Laboratórios de Engenharia de Processos de Conversão e Tecnologia de Energia
Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Santa Catarina - www.lepten.ufsc.br

Resumo. O projeto SWERA (Solar and Wind Resource Assessment) visa promover a inserção das energias renováveis na matriz energética dos países em desenvolvimento, através do levantamento de dados confiáveis que assistam ao processo de avaliação técnica e econômica de projetos solares e eólicos. No presente trabalho realiza-se o exercício de avaliar a instalação de uma central heliotérmica de concentração no semi-árido nordestino, tomando como referência a planta SEGS VI localizada no deserto de Mojave (USA). Os resultados desta análise são comparados com os obtidos por outros autores, onde dados meteorológicos diferentes à base de dados SWERA são considerados. Uma análise econômica permite quantificar, em função do LCOE (levelized cost of energy), as diferenças entre o presente trabalho e o reportado na literatura técnica especializada. O exercício é complementado com análises econômicas para uma planta operando com sistema de aquecimento auxiliar e outra com sistema de armazenamento térmico. Essas análises permitem avaliar o intervalo no qual deve se fixar o valor normativo para que a tecnologia de coletores solares cilíndrico-parabólicos (CCP) represente uma alternativa economicamente viável na matriz elétrica brasileira.

Palavras-chave: Energia Solar, SWERA, Coletor Cilíndrico-Parabólico, LCOE, Solar Advisor Model

1. INTRODUÇÃO

O último painel intergovernamental sobre mudanças climáticas tem confirmado que o processo de aquecimento global está acontecendo, manifestado pelo incremento da temperatura global, o derretimento de grandes reservatórios de neve e gelo, entre outras evidências (IPCC, 2007). Esse fenômeno é relacionado diretamente com a emissão de gases de efeito estufa, uma vez que mudanças na concentração destes gases alteram o balanço energético do planeta. A atividade humana é em grande parte responsável por esse processo, principalmente pelo uso indiscriminado dos denominados combustíveis fósseis. Como a utilização de combustíveis fósseis apresenta sérios impactos no meio ambiente, as mudanças climáticas poderiam ser minoradas através da substituição por outras fontes de energia. Dentro das fontes de energia renovável, a energia solar térmica de concentração (CSP) apresenta-se como uma alternativa economicamente viável para geração de eletricidade, conforme demonstram os 669 MW de potência instalada no mundo (EERE, 2009).

Por ser um país localizado em sua maior parte na região intertropical, o Brasil apresenta grande potencial para aproveitamento da energia solar (Colle e Pereira, 1998). Contudo, o planejamento energético a médio e longo prazos requer informação confiável sobre os recursos energéticos disponíveis. Usualmente, se não existem informações de qualidade, os investidores e produtores independentes de energia reduzem seus interesses em investimentos, até para evitar riscos inerentes às incertezas agregadas aos dados de recursos renováveis. Desta forma, o maior obstáculo para implantação de projetos de geração termo solar em países em desenvolvimento é a falta de informação quanto à radiação solar incidente. Assim, a avaliação do recurso solar em conjunto com a quantificação dos índices de variabilidade e outros fatores (como o clima, topografia e impactos ambientais) resultam essenciais para o desenvolvimento de projetos que visem à utilização de energia solar.

O programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente (UNEP) conjuntamente ao Fundo Global para o Meio Ambiente (GEF) financiaram o projeto SWERA (Solar and Wind Resource Assessment), com o objetivo de promover a inserção das energias renováveis na matriz energética dos países em desenvolvimento, através do levantamento de uma base de dados confiável e de alta qualidade. No Brasil os principais produtos gerados a partir do projeto SWERA são mapas de irradiação solar (Pereira *et al.*, 2006), geração de séries temporais horárias e a construção de diferentes cenários aproveitamento da energia solar (Martins *et al.*, 2008).

No presente trabalho é estudado um caso ilustrativo com o objetivo de avaliar parâmetros básicos de projeto e econômicos associados à instalação de uma planta de geração solar térmica no semi-árido nordestino. O estudo foi levado a efeito com dados da base de dados do projeto SWERA (<http://swera.unep.net>). Os resultados são comparados aos obtidos por Cavalcanti e Petti (2008), que representa a única referência bibliográfica onde se considera a instalação de uma planta solar de concentração no Brasil. A configuração de planta considerada por estes autores segue as características da planta SEGS VI (Califórnia). As diferenças encontradas nos resultados são explicadas, em parte, uma vez que os dados meteorológicos utilizados no trabalho de Cavalcanti e Petti correspondem a uma composição de quatro anos de medições de superfície em três localidades diferentes, apresentando uma diferença de 4,4% com a base de dados SWERA desenvolvida com dez anos de dados de satélite e validada com medições terrestres.

No Brasil os contratos de compra e venda de energia elétrica estabelecem valores normativos às tarifas de fornecimento segundo a fonte de energia primária (ANEEL, 2002). Como atualmente não existem projetos CSP no Brasil, também não existe um valor normativo para essa fonte energética. Por conseguinte, além da comparação das

avaliações de desempenho, avalia-se também o Custo Nivelado de Energia (LCOE), para diferentes configurações de planta, a fim de estimar o intervalo para o qual o valor normativo permitiria viabilizar projetos CSP.

2. AVALIAÇÃO DE UMA PLANTA SOLAR

A seguir realiza-se o exercício de avaliar técnica e economicamente a instalação de uma planta CSP no Brasil. Como modelo considera-se a central SEGS VI, a qual forma parte do conjunto de nove centrais com tecnologia de coletores solares cilíndrico-parabólicos (CCP), no deserto de Mojave no estado de Califórnia, Estados Unidos. A escolha desta planta deve-se ao fato de contar com um único tipo de coletor, o LS-2, de melhor desempenho que outros utilizados nas plantas de Kramer Junction, conseqüentemente, a planta SEGS VI apresenta menor área de abertura que as plantas adjacentes. Uma avaliação da planta SEGS VI possibilita também comparar os resultados com a única referência bibliográfica de sistemas CSP no Brasil (Cavalcanti e Petti, 2008), onde os dados meteorológicos utilizados diferem da base de dados SWERA.

2.1 Sítios potenciais e dados meteorológicos

Conforme reportado por Cordeiro, P. (1998) a região do Brasil com maiores índices de radiação solar incidente é a bacia do rio São Francisco, semi-árido nordestino, onde a média diária de radiação direta normal é da ordem de 6,11 kWh/m². No presente trabalho considera-se a localidade de Bom Jesus da Lapa (Latitude 13,25°S, Longitude 43,42° W), localizada no oeste do estado da Bahia, a 483 m de altitude. A base de dados do projeto SWERA fornece para esta localidade a série TMY (*typical meteorological year*), desenvolvida com base em observações meteorológicas de longa duração, disponibilizadas pelo NREL, e ajustadas com dados derivados de modelos físicos baseados em dados de satélite. Segundo a série TMY da base de dados SWERA, a média anual de radiação direta normal em Bom Jesus da Lapa é 2198,5 kWh/m², isto representa uma diferença de 4,4% em relação aos 2102 kWh/m² estimados por Cavalcanti e Petti (2008), com base em um ano de observações na localidade do estudo mais quatro anos de observações em duas localidades vizinhas. Marion e Urban (1995) recomendaram um histórico de 30 anos para construção de séries de previsões meteorológicas (TMY), desta forma pode-se assegurar a incorporação da variabilidade climática da localidade na série gerada. Embora as séries TMY mencionadas anteriormente não foram validadas com base no histórico consistente de dados medidos, de acordo com as recomendações estabelecidas nas publicações técnicas afins, os autores recomendam a base de dados SWERA como referência disponível, uma vez que a metodologia de mapeamento de dados solares utilizada é baseada no método reportado por Stuhlmann *et al* (1989) e Colle *et al* (1999). Os dados publicados foram validados contra dados de estações de superfície de qualidade existente na Europa central e África do Norte. É digno de nota que o modelo utilizado no projeto SWERA para o Brasil, tem sido utilizado na avaliação do recurso solar no Oriente Médio (Rehman e Ghori, 2000), no sudeste asiático (Janjai *et al*, 2009) e também no Chile como parte de um projeto CONICYT (Comisión Nacional de Investigación Científica y Tecnológica), este último, em andamento, no contexto de um projeto de cooperação internacional, de parceria com o CPTEC-INPE, o LEPTEN-UFSC e a PUC-Chile.

2.2 Modelagem

No exercício apresentado neste trabalho, avalia-se a instalação e operação de uma planta solar de tecnologia CCP no Nordeste Brasileiro, utilizando um projeto conceitual de planta baseado nas características operacionais da planta SEGS VI. O modelo de simulação utilizado para avaliar a planta solar é o *Solar Advisor Model* (SAM - NREL, 2009), que se constitui numa robusta ferramenta para analisar os aspectos financeiros, econômicos e de desempenho de diferentes tecnologias de energia solar. O algoritmo de suporte do SAM, baseado na metodologia desenvolvida por Price (2003), permite-nos combinar um modelo de simulação detalhado (sub-rotinas TRNSYS) com as ferramentas de avaliação econômica. Destaque-se que essa ferramenta foi validada para as plantas SEGS VI e SEGS IX, incluindo-se também as bibliotecas com as configurações padrões destas plantas.

Tabela 1: Características do coletor LS-2

CARACTERÍSTICAS	
Área de abertura	235 m ²
Abertura	5 m
Razão de concentração	71
Refletividade do espelho	0,935
Tubo Absorvedor	Solel UVAC
Comprimento tubo absorvedor	4 m
Transmissividade envelope	0,96
Absortividade tubo	0,96
Eficiência óptica	0,755

A potência instalada da planta SEGS VI é de 30 MW, para uma área de abertura de 18,8 ha. O modelo de coletor (SCA) utilizado nessa planta, o LS-2, possui características conforme apresentado na Tabela 1.

O fluido térmico que circula pelo tubo absorvedor é o Therminol VP-1, um óleo sintético que apresenta estabilidade térmica até 400 °C. Por essa razão o sistema de controle do campo solar deve garantir uma temperatura máxima de saída igual a 391 °C. Considerando-se que o ponto de solidificação desse óleo é de 12 °C, a temperatura do fluido no circuito deve permanecer acima dessa temperatura durante os períodos sem insolação.

O ciclo de potência é constituído de um ciclo Rankine regenerativo, para o qual a pressão do vapor na entrada da turbina é de 100 bar. A eficiência do ciclo de potência nas condições nominais de operação é de 37,5 %, mas quando a usina é operada através de um sistema de aquecimento auxiliar (combustível fóssil), observa-se um incremento na eficiência até 39,5 %.

A operação em carga parcial é modelada considerando o polinômio de eficiência apresentado por Patnode (2006), conforme segue:

$$\eta_{cp} = \eta \left[F_4 \left(\frac{\dot{Q}_{CR}}{\dot{Q}_{CRd}} \right)^4 + F_3 \left(\frac{\dot{Q}_{CR}}{\dot{Q}_{CRd}} \right)^3 + F_2 \left(\frac{\dot{Q}_{CR}}{\dot{Q}_{CRd}} \right)^2 + F_1 \left(\frac{\dot{Q}_{CR}}{\dot{Q}_{CRd}} \right) + F_0 \right] \quad (1)$$

onde η e η_{cp} são as eficiências bruta e de carga parcial respectivamente. \dot{Q}_{CRd} é a energia térmica requerida pelo ciclo Rankine em condições de projeto, \dot{Q}_{CR} é a energia térmica fornecida ao ciclo de potência em condições de carga parcial e os fatores F_i são constantes empíricas, as quais para o caso particular do ciclo Rankine SEGS VI são obtidas da biblioteca padrão do SAM. Considera-se também um consumo de energia-parasita específico (em função da produção ou da área) segundo a biblioteca do SAM, definida para a planta de referência, que no presente caso é de 4,93 MWe.

2.3 Simulação e dimensionamento

Em uma primeira análise dimensiona-se a área necessária para o acionamento do ciclo de potência utilizando somente energia térmica proveniente do campo solar. Denomina-se múltiplo solar à razão entre a energia térmica obtida pelo campo solar sob condições de projeto e a carga térmica requerido pelo ciclo de potência na condição nominal, assim:

$$MS = \frac{\dot{Q}_{CS}}{\dot{Q}_{CR}} \Big|_{\text{condições de projeto}} \quad (2)$$

onde \dot{Q}_{CS} é a energia térmica proveniente do campo solar e \dot{Q}_{CR} é a energia térmica necessária no ciclo de potência.

A energia fornecida pelo campo solar sob condições de projeto pode ser calculada através da seguinte equação:

$$\dot{Q}_{CS} = A_{CS} (\dot{Q}_{RSD} \eta_{opt} - \dot{Q}_{PTA} - \dot{Q}_{PTB}) \quad (3)$$

onde A_{CS} é a área do campo solar, \dot{Q}_{RSD} é a radiação solar direta na condição de referência, η_{opt} é a eficiência óptica do coletor, \dot{Q}_{PTA} representa as perdas térmicas do tubo absorvedor e \dot{Q}_{PTB} as perdas térmicas nas tubulações e conexões do campo solar. No sentido de avaliar os parâmetros considerados, faz-se necessária a definição de uma condição climática de referência, a qual é caracterizada por três variáveis, a saber, temperatura ambiente, velocidade do vento e radiação solar direta incidente. Normalmente utilizam-se as médias anuais na temperatura ambiente e na velocidade do vento como condições de referência, que no caso de Bom Jesus da Lapa correspondem a 26,1 °C e 1,6 m/s respectivamente. Alguns autores fixam a referência da radiação normal incidente igual à radiação observada no meio dia solar do solstício de verão (Montes, *et. al.*, 2009). Entretanto no NREL (2009b) recomenda-se utilizar o valor de radiação correspondente a 95% da frequência acumulada de radiação incidente, conforme mostrado na Figura 1 para a localidade de Bom Jesus da Lapa. Nesse caso o nível de radiação de referência corresponde a 850 W/m². Na alternativa de escolher-se a radiação correspondente ao meio dia solar do 21 de Junho (solstício de verão), o valor de referência é de 775 W/m².

Como na planta SEGS VI não se considera sistema de armazenamento térmico, o múltiplo solar é considerado igual a unidade por conseguinte, a área necessária do campo solar é dimensionada para atender a demanda energética do ciclo de potência. Pelo exposto combinando-se as equações (2) e (3), resulta para área do campo solar a equação que segue.

$$A_{CS} = \frac{\dot{Q}_{CR}}{(\dot{Q}_{RSD} \eta_{opt} - \dot{Q}_{PTA} - \dot{Q}_{PTB})} \quad (4)$$

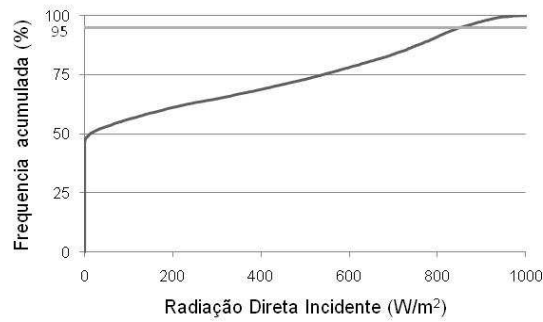


Figura 1 - Função de distribuição acumulada de radiação direta normal em Bom Jesus da Lapa

Para as condições climáticas de referência e o modelo de coletor considerado, obtém-se uma área do campo solar de 15,3 ha, do que resulta numa diferença de 0,8 ha em relação à área obtida por Cavalcanti e Petti (16,1 ha). O ciclo de potência simulado por esses autores, qual seja um ciclo de Rankine não regenerativo e não reaquecido, apresenta uma eficiência bruta de 30,1%, enquanto que o ciclo da planta de referência em operação apresenta uma eficiência bruta de 37,49 % (Richter, 2009). No presente estudo adota-se a eficiência bruta real da planta, a fim de agregar coerência na modelagem, com base nas informações fornecidas pela biblioteca do SAM. As discrepâncias dos dados climáticos (TMY), tanto quanto as diferenças de modelagem, explicam as diferenças resultantes da simulação, conforme nos mostra a Figura 2. Observe-se que como resultado de menor área de abertura, no modelo simulado no ambiente SAM, menor quantidade de radiação total incidente é considerada. Entretanto por causa da maior eficiência do ciclo de potência, maior produção de eletricidade é obtida.

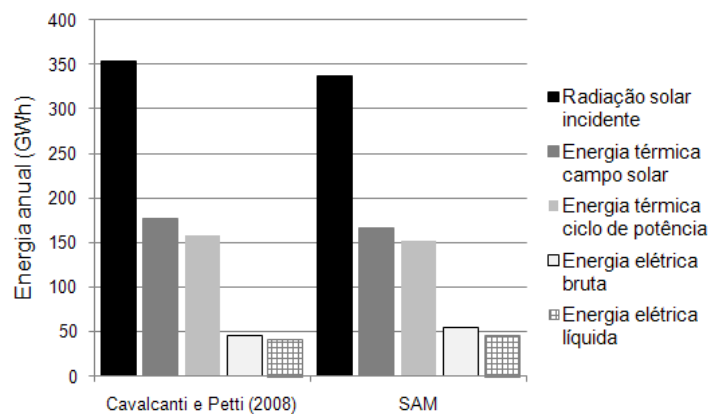


Figura 2 – Comparação da energia em base anual em uma planta termo solar de 30 MW.

Pelo exposto torna-se difícil discriminar, que divergências apresentadas são produto dos dados meteorológicos e que divergências resultam das simplificações introduzidas pelos autores do trabalho anterior, do modelo de simulação utilizado ou da limitação da base de dados utilizada. Uma vez que os resultados se diferenciam quanto a eficiência global da planta (diminui de 16,3 % para 13,8 %) e no fator de capacidade (incrementa de 13,2 % para 16,8 %), faz-se necessário realizar uma avaliação econômica das duas configurações para quantificar os efeitos dessas divergências no custo nivelado da energia (LCOE, levelized cost of energy).

2.4 Avaliação econômica

A avaliação econômica é baseada no cálculo do custo nivelado de energia elétrica (LCOE), que é o custo da energia elétrica para o qual o valor presente da receita líquida produzida com a planta é nula. O LCOE é calculado conforme a equação a seguir (NREL, 2009b):

$$LCOE = \frac{\sum_{i=1}^N \frac{C_i}{(1 + d_n)^i}}{\sum_{i=1}^N \frac{E_i}{(1 + d_r)^i}} \quad (5)$$

onde C_i é o custo líquido do projeto no ano i , E_i é a energia elétrica gerada no ano i , d_r é a taxa de desconto real para do projeto e d_n é a taxa de desconto nominal, a qual é avaliada como segue.

$$d_n = (1 + d_r)(1 + e) - 1 \quad (6)$$

onde e é a taxa de inflação. Para avaliar os custos anualizados calcula-se o fluxo de caixa do projeto conforme os custos específicos e parâmetros financeiros apresentados na Tabela 2. Considera-se uma taxa de desconto de 12 %, atendendo o custo do capital e aos os índices de risco do setor energético brasileiro. Já a inflação considerada é a média observada nos últimos cinco anos no Brasil, 5 %. Considera-se também uma taxa de imposto de renda conforme a alíquota de pessoa jurídica, 15 %, calculada utilizando depreciação linear ao longo da vida útil dos equipamentos.

Tabela 2: Custos específicos e parâmetros financeiros utilizados na avaliação econômica (valores em dólares americanos)

INVESTIMENTO	
Campo solar	US \$350/m ²
Fluido Térmico	US \$50/m ²
Ciclo de potência	US \$1000/kWe
Contingência	15 %
OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO	
Custo fixo por capacidade	US \$70/kW-ano
Custo variável por geração	US \$ 3/MWh
PARÂMETROS FINANCEIROS	
Período de análise	30 anos
Inflação	5 %
Taxa de desconto	12 %
Imposto de renda	15 %

Fonte: Montes *et al*, 2009

O custo inicial do investimento na planta (específico), segundo as considerações da Tabela 2 é de 4.370 \$/kW (dólares por quilowatt). Considerando os parâmetros apresentados anteriormente avalia-se os custos anualizados do projeto. A avaliação é baseada na Demonstração de Resultados do Exercício (DRE), que consiste na formulação de um fluxo de caixa do projeto, considerando-se os parâmetros apresentados na Tabela 2 constantes. Através das equações (5) e (6) calcula-se o LCOE do sistema. Para a planta em estudo, obtém-se um valor de LCOE igual a 32,75 ¢/kWh (centavos de dólar por quilowatt hora). Entretanto se for considerado um sistema adotando-se a configuração abordada no trabalho utilizado como referência, o LCOE resulta em 37,83 ¢/kWh.

O LCOE é fortemente sensível as condições de financiamento do projeto. Na presente análise não se considera as fontes de capital para o investimento. Todavia, com o intuito de analisar o efeito das diferentes condições de mercado e/ou de financiamento sobre o LCOE, este indicador é calculado, considerando-se a variação da taxa de desconto entre 8 e 16 %. Os resultados são ilustrados na Figura 3.

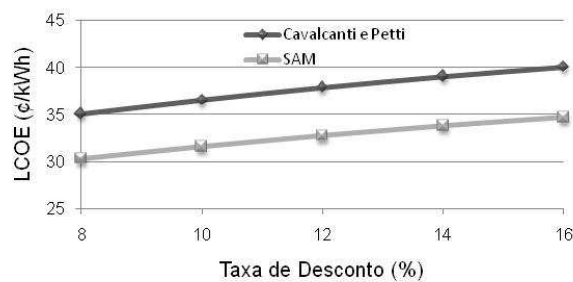


Figura 3 - Sensibilidade do LCOE com a taxa de desconto

Na Figura 3 observa-se que as diferenças nos dados de entrada e no modelo de simulação, produzem um significativo aumento no LCOE. Considerando que o custo do campo solar representa aproximadamente 52 % dos custos totais de instalação, dados solarimétricos não qualificados podem induzir erros no dimensionamento do campo solar e, conseqüentemente, afetar o LCOE, desencorajando o investimento em projetos de geração termo-solar. Neste contexto, em se tratando de geração fotovoltaica, a referência Colle *et al* (2001) nos mostra, por exemplo, que o valor presente do custo total da planta no ciclo de vida (LCS) é tanto mais sensível com as incertezas dos dados solarimétricos, quanto maior for o custo unitário do painel. Pelas razões anteriores faz-se necessário o estabelecimento de uma referência de dados climáticos qualificada, de modo que a realização de estudos de viabilidade técnica e econômica sejam realizados a luz dessa base. Com efeito, os autores recomendam a utilização da base de dados

SWERA tanto pelo fato de que essa base é internacional reconhecida, quanto pelo fato de que a metodologia que le deu origem é bem fundamentada pelas razões apresentadas na seção 2.1.

3 AQUECIMENTO AUXILIAR E ARMAZENAMENTO TÉRMICO

Com o intuito de complementar as análises desenvolvidas anteriormente, a seguir são apresentadas avaliações de sistemas solares com aquecimento auxiliar (combustível fóssil) e com sistema de armazenamento térmico (TES). Essas análises permitem avaliar o LCOE em relação às concepções mais comuns no mercado da energia solar. O presente estudo tem por objetivo avaliar o impacto dessas concepções sobre o LCOE, portanto não se analisa as duas modalidades simultaneamente na concepção da planta.

3.1 Planta com aquecimento auxiliar

Uma alternativa amplamente utilizada para diminuir o LCOE em plantas solares é aumentar o fator de capacidade da planta, hibridizando-a através um sistema de aquecimento auxiliar, onde nos períodos com insolação insuficiente a fonte de energia provém da queima de um combustível fóssil. Neste caso a instalação do queimador auxiliar resulta em um custo específico da planta igual a 4500 \$/kW de potência instalada.

É digno de nota que a hibridização das plantas solares na Califórnia é restrita a um máximo de 25 % da energia gerada, ou seja, a energia gerada com aquecimento auxiliar não pode exceder 25 % do total anual. Embora não existam restrições desse tipo no mercado elétrico brasileiro, considera-se a mesma porcentagem máxima de hibridização para manter as condições de referência e poder comparar o LCOE de uma planta operando no Brasil com as localizadas na Califórnia.

Adotando-se a configuração apresentada na seção 2.3 e considerando-se a limite de hibridização anterior, o fator de capacidade da planta alcança 23%. A Figura 4 ilustra as diferentes quantidades totalizadas de energia (*energy flow*) resultantes para o caso analisado.

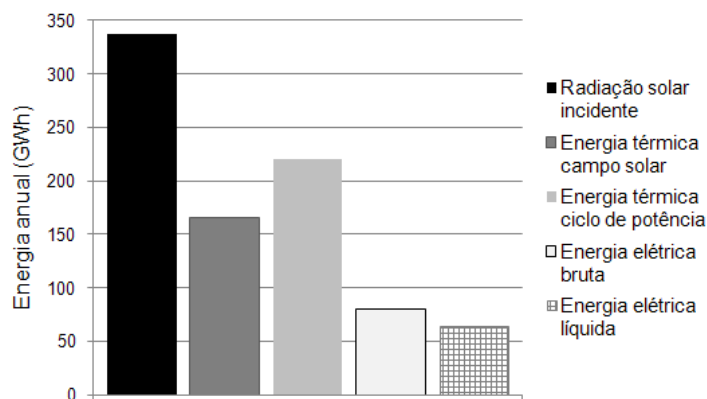


Figura 4 - Energia em base anual para planta com aquecimento auxiliar

A Figura 5 ilustra dados de comparação da energia gerada na base mensal, referente aos casos de plantas com e sem aquecimento auxiliar. Observa-se que o aumento na energia exportada é limitado a porcentagem de hibridização. Plantas de geração que obedecem a restrição estabelecida pelo estado da Califórnia são subsidiadas com tarifa diferenciada, com objetivo de incentivar a utilização de fontes renováveis.

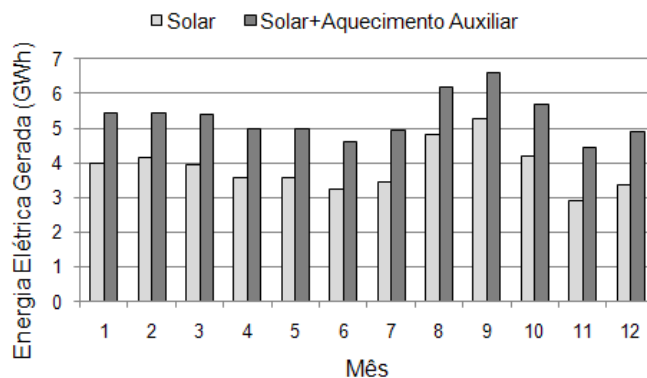


Figura 5 - Geração de eletricidade em base mensal

Na avaliação dos custos anuais de operação de uma planta híbrida, considera-se a utilização de gás natural no aquecedor auxiliar, conforme a configuração da planta de referência. Definindo o custo do combustível igual ao preço de mercado, 5 \$/MMBTU, obtém-se um LCOE igual a 26,75 ¢/kWh, 27 % menor que o calculado para uma planta não híbrida.

Na Figura 6 são mostrados os resultados da análise de sensibilidade do LCOE em relação à potência da planta, em que fica evidente a diminuição do LCOE com o aumento da potência. Esta análise, não pode ser extrapolada a potências maiores que as apresentadas, posto que os polinômios de desempenho utilizados na presente análise são válidos apenas para o intervalo de potência considerado.

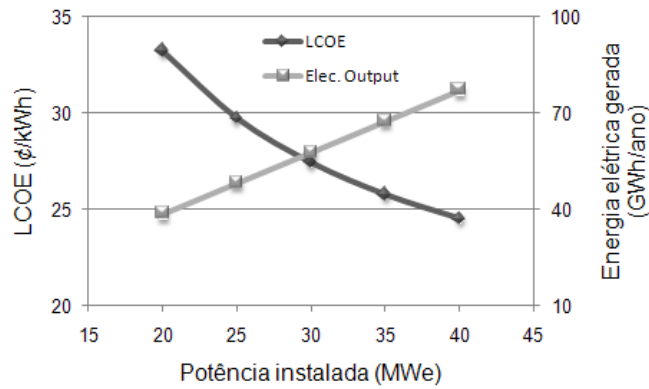


Figura 6- LCOE em função da potência da planta

3.2 Planta com armazenamento térmico

Uma das alternativas utilizadas pelas plantas solares para aumentar o fator de capacidade, além de gerenciar a despacho de energia são os sistemas de armazenamento térmico (TES). Através destes sistemas é possível corrigir assimetrias entre a oferta e demanda de energia elétrica. No caso particular do mercado elétrico brasileiro, onde não é praticada tarifa diferenciada em relação ao tempo, o armazenamento térmico somente trará benefícios para a planta, se for aumentado o fator de capacidade. Diferentemente, em mercados como o da Califórnia, plantas são premiadas quando geram energia elétrica durante o pico de demanda, tornando-as mais competitivas.

O aumento da capacidade de geração da planta pode ser conseguido através do dimensionamento do campo solar e do sistema de armazenamento térmico. O dimensionamento do campo solar é função do múltiplo solar conforme a Equação 2. Diferentemente, o dimensionamento do sistema de armazenamento é determinado por um parâmetro denominado de *horas de armazenamento equivalentes* (HAE), o qual é definido como a energia de armazenamento necessária para assegurar a energia de operação do ciclo de potência durante uma hora, para as condições nominais de projeto.

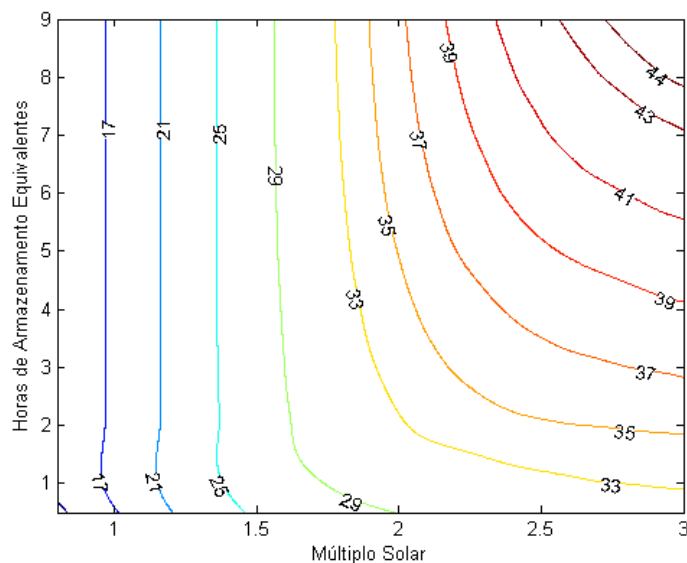


Figura 7 - Fator de capacidade em função do múltiplo solar e da capacidade de armazenamento

Um estudo paramétrico do fator de capacidade de uma planta com TES, considerando-se a variação do HAE e do múltiplo solar é também levado a efeito. Define-se uma planta com TES operando sob a configuração denominada internacionalmente de *configuração de dois reservatórios*. O fluido de armazenamento é um sal de composição conhecida, composto de 60% NaNO_3 e 40% KNO_3 . Na presente análise não são consideradas perdas térmicas nos reservatórios. A Figura 7 ilustra as curvas de fator de capacidade para o caso analisado.

A Figura 7 nos mostra que quanto maior o valor numérico de HAE e do múltiplo solar, maior é o fator de capacidade. Todavia, como o TES e campo solar representam o maior custo de investimento, sistemas de grande dimensão podem resultar no aumento do LCOE. Por essa razão, o estudo paramétrico anterior é levado a efeito, desta vez analisando-se o comportamento da função LCOE, na situação particular para a qual o custo específico do sistema de armazenamento é igual a 50 \$/kWh (Montes *et al.*, 2009). A Figura 8 ilustra as curvas de valor constante do LCOE, para o caso de uma planta de 30 MWe. O valor mínimo do LCOE é 27,11 ¢/kWh. O ponto de mínimo do LCOE corresponde ao múltiplo solar igual a 1,6 e HAE igual a 1,5, enquanto que o fator de potência resulta igual a 28,51 %.

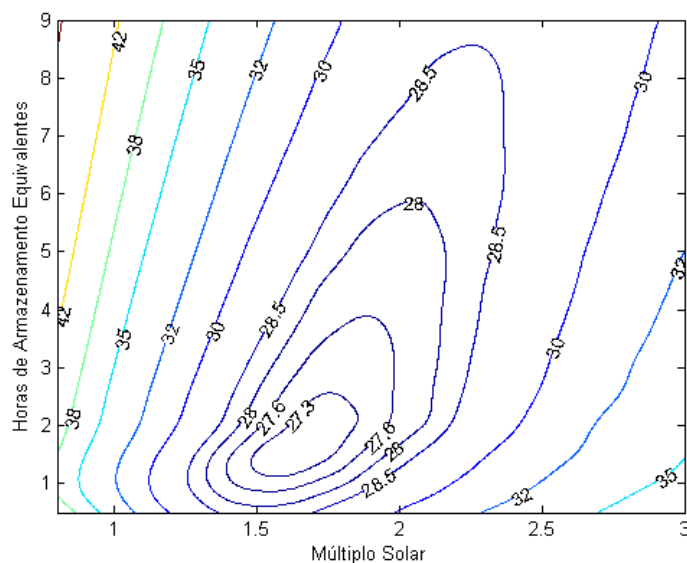


Figura 8 - Curvas de LCOE para diferentes capacidades de armazenamento e múltiplo solar

O LCOE de uma planta solar com TES apresenta baixa sensibilidade frente à potência bruta de geração, devido ao alto custo de instalação. Por exemplo, considerando o caso em estudo, se a potência instalada for 40 MW o LCOE diminuiria apenas 2 ¢/kWh.

4 VALOR NORMATIVO

As análises anteriores nos mostram que o LCOE oscila entre 26,75 e 37,83 ¢/kWh, valores coerentes com os reportados pelos fabricantes (S&WE, 1/2010). O mínimo valor do LCOE é alcançado sob uma configuração híbrida, para maiores índices de hibridização, além do que menores níveis de LCOE. Entretanto esse estudo deveria considerar também as externalidades devidas ao maior consumo de combustível fóssil, que não são consideradas no presente trabalho. Ganhos financeiros tais como incentivos fiscais e créditos de abatimento de impostos, comuns no mercado elétrico norte-americano, não são considerados, visto que não refletem a realidade brasileira. Por essa razão, o estudo de uma planta solar térmica CCP deve ser realizado no contexto do marco regulatório atual, que prevê valores normativos, por fonte de energia, conforme apresentado na Tabela 3, considerando-se a taxa de câmbio de Março de 2010, 1,8 R\$/US\$.

Tabela 3 - Valores normativos por fonte referidos a Janeiro de 2010

FONTE	VN (¢/kWh)
Competitiva	8,45
Termelétrica carvão	8,75
Pequena central hidrelétrica - PCH	9,26
Termelétrica Biomassa e resíduo	10,50
Usina Eólica	13,11
Usina Solar Fotovoltaica	30,86

Fonte: ANEEL

Na Tabela 3 pode-se constatar que uma planta solar térmica não mostra-se competitiva em relação as usinas de geração convencionais instaladas no Brasil. Entretanto a planta termo-solar mostra-se competitiva com plantas fotovoltaica. Essa desvantagem decorre fundamentalmente do fato de a geração hidroelétrica, significativamente mais barata que outras modalidades de energias renováveis, ser dominante na matriz energética brasileira. Por outro lado deve-se considerar que a oferta de geração hidroelétrica é fortemente modulada pelo clima e, por conseguinte, sazonalmente variável. A geração termo-solar poderá vir a ser uma alternativa de energia renovável estrategicamente interessante como fonte complementar de energia elétrica, nos períodos sazonais desfavoráveis a geração hidroelétrica

5 CONCLUSÕES

Neste trabalho foi levado a efeito um estudo de avaliação técnica e econômica da instalação de uma central heliotérmica com CCP, escorado na base de dados SWERA. A adoção de dados meteorológicos da base mencionada e do modelo consolidado SAM, nos mostra que os resultados das análises consideradas são coerentes com os dados reportados pelos fabricantes (S&WE, 1/2010). Os resultados obtidos na presente análise foram comparados com aqueles apresentados nas referências consideradas que utilizaram dados meteorológicos de outras fontes que não a base de dados SWERA. As diferenças dos resultados obtidos decorrem tanto das diferenças dos dados das bases utilizadas, quanto da diferença entre as abordagens.

Os estudos mostram que é presentemente necessária a adoção de uma única base de dados climáticos de referência, para a avaliação técnica e econômica de tecnologias de energia solar no Brasil. Por conseguinte, os autores indicam a base de dados SWERA como referência nacional, mesmo porque a base de dados SWERA é a única que contempla o contínuo aperfeiçoamento através da utilização de modelos físicos avançados de cálculo de radiação solar baseada em dados de satélite, tanto quanto a avaliação das incertezas com base nos dados coletados da rede SONDA (<http://sonda.cptec.inpe.br>). Essa infra-estrutura de monitoração climática foi instalada no território brasileiro, com recursos advindos do CT-Energ, com o objetivo de suprir deficiências históricas no tocante a dados atmosféricos para climatologia e pesquisadores de energia renovável

As análises econômicas aqui apresentadas mostram que a tecnologia CCP não é competitiva com as modalidades de energia renovável consideradas no parque de geração brasileiro, segundo o marco regulatório existente. Uma política energética consistente que premie a despachabilidade de energia nos horários de pico, através de incentivos fiscais específicos pode resultar numa substancial redução do LCOE. A incorporação desses incentivos, além do que uma correta avaliação das externalidades produzidas pela operação de centrais térmicas e/ou hidroelétricas de grande porte, tanto quanto a penalidade pela emissão de gases de efeito estufa, contribuirá para inserir a geração termo-solar na matriz de energia elétrica brasileira.

Uma alternativa que merece estudos posteriores no tocante a hibridização, particularmente interessante para o Brasil, poderia ser a inserção de plantas termo-solares híbridas conjugadas a plantas de etanol. O bagaço é importante fator de armazenamento de energia solar e poderia substituir conceitualmente os reservatórios térmicos. Entretanto, uma necessidade a considerar nesse contexto, é a falta de estudos consistentes de correlação entre o potencial solar e o potencial agrícola de produção de cana-de-açúcar, tanto quanto o fator de integração das usinas a rede de linhas de transmissão do Brasil.

REFERÊNCIAS

- ANEEL, 2002. Resolução N° 488. url: www.aneel.gov.br.
- Cavalcanti, E.S.C., Petti, A.C.G., 2008. Assessment of SEGS-Like power plants for the Brazilian northeast region, *Journal of Solar Energy Engineering*, vol. 130, n. 1.
- Colle, S., Abreu, S. L., Rüther, R., 2001. Uncertainty in Economic Analysis of Solar Water Heating and Photovoltaic Systems. *Solar Energy*, v.70, p. 131-142.
- Colle, S., Abreu, S. L., Couto, P., Mantelli Neto, S.L., Pereira, E.B., Rashke, E., Stuhlmann, R., 1999. Distribution of Solar Irradiation in Brazil Derived from Geostationary Satellite Data. *Proceedings ISES - International Solar Energy Society 1999 Solar World Congress*.
- Colle, S., Pereira, E.B., 1998. Atlas de irradiação solar do Brasil – 1ª versão para irradiação global derivada de satélites e validada na superfície, Instituto Nacional de Meteorologia.
- Cordeiro, P., 1998. START Mission to Brazil, SolarPACES report No.2/98.
- Duffie, J. A., Beckman, W. A., 2006. *Solar Engineering of Thermal Processes*, John Wiley & Sons.
- EERE, 2009. *Renewable Energy Databook*.
- IPCC, Fourth Assessment Report (AR4), *Climate Change 2007: Synthesis Report*.
- Janjai,S., Pankaew, P., Laksanaboonsong, J., 2009. A model for calculating hourly global solar radiation from satellite data in the tropics, *Applied Energy*, vol. 86, n. 9, pp. 1450-1457.
- Marion, W., Urban, K., 1995: *User's Manual for TMY2s Typical Meteorological Years*. US Department of Energy Technical Report, Contract Number: DE-AC36-83CH10093.
- Martins, F.R., Pereira, E.B., Silva, S.A.B., Abreu, S.L., Colle, S., 2008. Solar energy scenarios in Brazil, Part one: Resource assesment, *Energy Policy*, vol. 36, n. 8, pp. 2853-2864.

- Montes, M.J., Abánades, A., Martínez-Val, J.M., Valdés, M., 2009. Solar multiple optimization for solar –only Power plant, using oil as heat transfer fluid in the parabolic trough collectors, *Solar Energy*, vol. 83, n. 12, pp. 2165-2176.
- NREL, 2009. SAM – Solar Advisor Model v. 2009.10.13. www.nrel.gov/analysis/sam.
- NREL, 2009b. Solar Advisor Model reference manual for CSP trough systems. www.nrel.gov/analysis/sam/support.
- Patnode A, 2006. Simulation and Performance Evaluation of Parabolic Trough Solar Power Plants. Master of Science Thesis. University of Wisconsin-Madison
- Pereira, E.B., Martins, F.R., Abreu, S.L., Rütther, R., 2006. Atlas Brasileiro de Energia Solar, INPE.
- Price, H., 2003. A parabolic trough solar Power plant simulation model, Proceedings of the ISES 2003: International Solar Energy Conference.
- Rehman, S., Ghorri, S.G., 2000. Spatial estimation of global solar radiation using geostatistics, *Renewable Energy*, vol. 21, n. 3-4, pp. 583-605.
- Richter, C., 2009, SolarPACES annual report 2008.
- Stuhlmann, R., Rieland, M., Raschke, E., 1989. An improvement of the IGMK model to derive total and diffuse solar radiation at the surface from satellite data. *Journal of Applied Meteorology*. 29 pp. 586–603.
- Sun and Wind Energy, 1/2010. pp. 68-69. www.sunwindenergy.com.

SWERA DATABASE AS SUPPORT FOR TECNO-ECONOMIC ANALYSIS OF SOLAR ENERGY TECHNOLOGIES

Abstract. *The SWERA project (Solar and Wind Resource Assessment) aims at fostering the insertion of renewable energy in the energy matrix of developing countries, through assembling high quality information to support technical and economic evaluations of solar and wind energy projects. This work shows the exercise of evaluating the installation of a parabolic trough power plant at the northeast region of Brazil, using the SEGS VI plant configuration as reference. The results are compared to other studies found in literature, which do not use the SWERA database. Through an economic analysis it is possible to quantify the differences found in terms of LCOE (Levelized cost of energy). This exercise is complemented with two additional analyses, where the hybridization by a fossil fuel and thermal storage are considered. All these analysis allows estimate the interval where the normative value of electricity from parabolic trough should be defined, in order to be economically feasible.*

Key words: Solar Energy, SWERA, Parabolic Trough, LCOE, Solar Advisor Model