

# SIMULAÇÃO DE UM SISTEMA HÍBRIDO FOTOVOLTAICO-DIESEL PARA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA EM COMUNIDADES ISOLADAS

K.L.Z. Glitz, S. Colle e S.L. de Abreu

LABSOLAR, Depto. de Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Santa Catarina  
Campus Universitário, CP: 476 - Trindade , CEP: 88040-900  
Florianópolis SC

**Palavras-chave:** Energia solar, sistemas fotovoltaicos, sistemas híbridos diesel-fotovoltaico, radiação horária.

## RESUMO

Devido ao isolamento de muitas comunidades no norte e nordeste do Brasil, o processo de instalação de linhas de transmissão de eletricidade, com o objetivo de ligar essas localidades à rede elétrica, torna-se inviável. Este trabalho aborda a utilização de um sistema híbrido diesel-fotovoltaico como alternativa para suprir a demanda de energia elétrica em comunidades isoladas.

A geração de energia elétrica nessas comunidades é feita por meio de uma unidade autônoma geradora de energia elétrica utilizando, geralmente, moto-geradores a diesel (MGD). Porém, esta alternativa possui alguns inconvenientes, tais como a poluição devido à queima do óleo diesel e o alto custo do transporte deste combustível até a comunidade, uma vez que este transporte é feito por vias fluviais ou estradas de difícil acesso.

Pensando nestas desvantagens, propõe-se um sistema híbrido de geração de energia elétrica associando-se moto-geradores a diesel (MGDs) a painéis fotovoltaicos, sem a utilização de baterias. Dessa forma, o sistema fotovoltaico diminuiria o consumo de diesel do MGD reduzindo o custo de operação do sistema.

No presente trabalho, trabalha-se com uma demanda constante ao longo do dia e, com a inserção do sistema fotovoltaico, sugere-se que, em um determinado intervalo de horas do dia, a oferta de energia elétrica seja aumentada.

A análise do retorno financeiro durante a vida útil do sistema híbrido diesel-fotovoltaico (*LCS* - Life cycle savings) é feita conforme metodologia descrita em Duffie e Beckman (1991). Esta análise pode ser feita utilizando-se dois modelos: o modelo que leva em conta a radiação solar horária e a que utiliza as médias mensais das radiações diárias. Aqui, será utilizado o modelo horário. A fim de se calcular o *LCS*, vários parâmetros de projeto são considerados, tais como: radiação horária incidente em uma superfície inclinada, preço do litro de diesel ( $C_{F1}$  - US\$/l), preço de venda da eletricidade gerada pelo MGD ( $C_{E1}$  - US\$/kWh), preço de venda da eletricidade gerada pelo sistema PV ( $C_{PV}$  - US\$/kWh), período de análise financeira ( $N$  - anos), taxa de juros do mercado ( $d$ ) e taxa de inflação do combustível ( $e$ ). São desconsiderados os custos de manutenção e operação além do custo de capital do MGD, uma vez que a instalação do sistema PV é proposta em unidades geradoras já existentes.

Devido ao grande número de parâmetros de projeto e à necessidade de analisar a sensibilidade do modelo em relação a alguns deles, fez-se necessário a utilização de programas computacionais para simular diversas situações. Portanto, foram desenvolvidos programas em Fortran que calculam, a partir dos dados de entrada, o *LCS* em função da potência instalada no sistema fotovoltaico, possibilitando a construção de gráficos para a análise da sensibilidade do modelo em relação a parâmetros de projeto, além de possibilitar a determinação do dimensionamento ótimo do sistema PV, para o qual o *LCS* é máximo.

Em Glitz *et al* (2001), faz-se a mesma análise com base nas médias mensais dos totais diários de radiação solar. Este trabalho abordará também o erro da análise mensal em comparação com a análise horária, que é mais precisa.

Na Figura 1, são apresentados os resultados obtidos em uma simulação do sistema na cidade de Florianópolis (27°36' S / 48°30' O). Nela considerou-se que o sistema PV estava inclinado a um valor igual ao da latitude de Florianópolis. O sistema fotovoltaico tem eficiência global de 5,48% e é composto por painéis individuais de 64Wp. O custo por Wp gerado do painel ( $C_W$ ) é de US\$4,52/Wp. O MGD utilizado tem potência nominal de 54 kW e a demanda fora do período de expansão é de 50% da potência nominal. Durante o período de expansão, o acréscimo de potência será de 20% da potência nominal do MGD. Os parâmetros econômicos considerados foram:  $N = 20$  anos,  $d = 8\%$  e  $e = 10\%$ . A expansão de energia elétrica foi feita a partir das 11:00 e teve duração de 4 horas (figura 2).

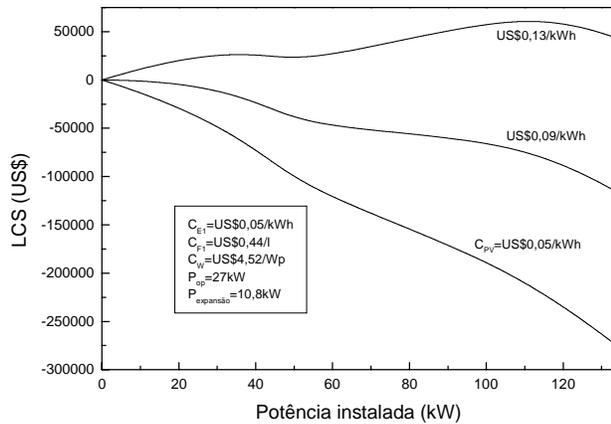


Figura 1: LCS em função da potência instalada do sistema PV para diferentes valores de  $C_{PV}$ .

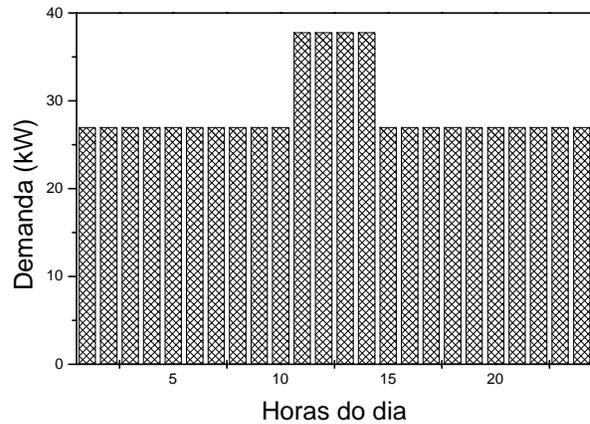


Figura 2: Demanda simulada.

Na Figura 1, verifica-se que, para o valor normativo de venda de energia fotovoltaica determinado pela ANEEL ( $C_{PV} = US\$0,13/kWh$ ), o LCS máximo (aproximadamente US\$60.000,00) é atingido com uma potência instalada do sistema PV igual a 111,05 kWp. Observa-se também que o sistema só é viável para o valor normativo atual do  $C_{PV}$ . Porém, a tendência observada de barateamento da tecnologia fotovoltaica indica que no futuro o sistema será viável para baixos valores de  $C_{PV}$ .

Uma comparação entre os modelos mensal e horário com os mesmos valores dos parâmetros de projeto da simulação anterior é apresentada nas Figuras 3 e 4.

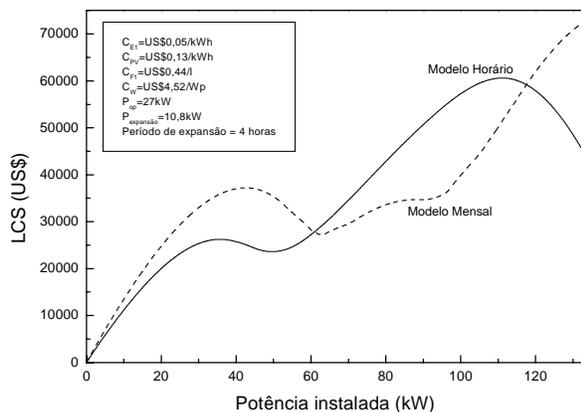


Figura 3: Comparação dos valores do LCS obtidos nos modelos horário e mensal.

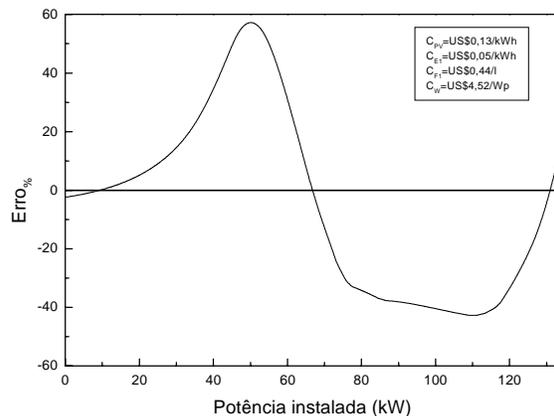


Figura 4: Erro percentual entre os modelos mensal e horário.

Por meio da Figura 3, pode-se observar que a diferença entre os dois modelos é considerável e que, neste caso, os resultados obtidos com o modelo mensal não representam a realidade, implicando um erro na análise financeira. Porém, para baixas potências PV instaladas, as diferenças entre os modelos são pequenas.

A Figura 4 ilustra o erro obtido com o modelo mensal, tomando o modelo horário como padrão uma vez que este é mais preciso. O erro máximo atingido pelo modelo mensal foi de aproximadamente 58%.

Além de ser mais preciso, o modelo horário pode simular demandas de energia mais complexas como, por exemplo, a demanda real de energia elétrica. O modelo mensal se restringe a apenas uma expansão fixa em horas consecutivas. A Figura 5 mostra um perfil de demanda real que foi simulado. A figura 6 apresenta o gráfico do *LCS* em função da potência instalada do sistema PV para a demanda apresentada na figura 5 e para os mesmos valores dos parâmetros de projeto utilizados na simulação anterior.

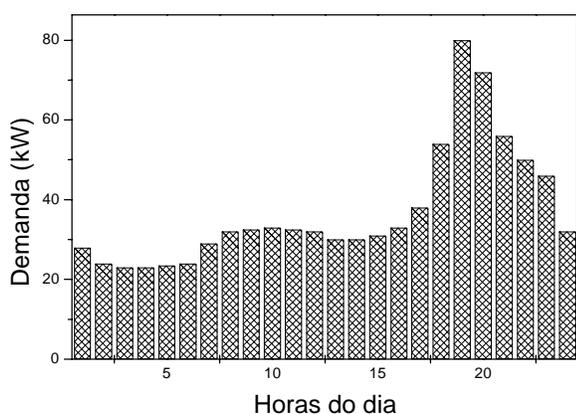


Figura 5: Demanda com perfil real simulada.

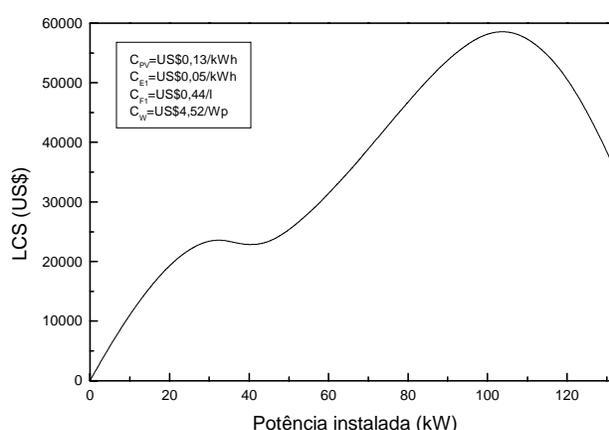


Figura 6: *LCS* em função da potência instalada para a demanda da figura 5.

Como os dados de radiação utilizados eram para Florianópolis, cidade cuja incidência de radiação solar é baixa em relação a cidades do norte e nordeste do país, pode-se esperar resultados melhores para cidades dessas regiões do Brasil.

Este modelo de análise apresenta resultados mais próximos aos resultados reais do que o modelo mensal. Uma vez que é possível simular diversas situações para diferentes valores de parâmetros, esta metodologia pode ser muito útil na definição de políticas de incentivo ao uso de fontes alternativas de energia. Constata-se também que, para os valores atuais dos parâmetros de projeto, o sistema híbrido diesel-fotovoltaico é viável e proporciona um retorno financeiro satisfatório.

#### REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS:

- Duffie, J.A. e Beckman, W.A. – *Solar Engineering of Thermal Processes*, 2<sup>nd</sup> Edition, Wiley-Interscience, USA, 1991.
- Abreu, S.L. *et al* – *Qualificação e recuperação de dados de radiação solar medidos em Florianópolis-SC*, ENCIT, Porto Alegre, 3 a 6 de outubro de 2000.
- Iqbal, M. – *An Introduction to Solar Radiation*, Academic Press, 1983.
- Colle, S. *et al* – *Uncertainty in Economical Analysis of Solar Water Heating and Photovoltaic Systems*, Solar Energy Vol. 70, No. 2, pp. 131-142, 2001.
- Glitz, K.L.Z. *et al* – *Simulação computacional de um sistema híbrido diesel-fotovoltaico*, CREEM, Salvador, 20 a 24 de agosto de 2001.