

UMA ANÁLISE ECONÔMICA DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE EM UNIDADES RESIDENCIAIS PARA O ESTADO DE GOIÁS

Sergio Batista da Silva – sergio.silva@ifg.edu.br

Nayara Santana Oliveira – nayarasantana50@yahoo.com.br

Olívio Carlos Nascimento Souto – olivio.souto@ifg.edu.br

Instituto Federal de Goiás - IFG, Curso de Engenharia Elétrica - Campus Itumbiara-GO

Resumo. Este trabalho examina a viabilidade econômica da implantação de micro sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica de baixa tensão para a geração de eletricidade em unidades residenciais no interior do estado de Goiás usando os programas de simulação e otimização HOMER (Hybrid Optimization Model for Electric Renewable) e RETScreen (Clean Energy Project Analysis Software) para análise de retorno financeiro do sistema. O estudo analisa a contribuição da inserção da energia solar fotovoltaica nas faturas mensais de consumidores residenciais na cidade de Itumbiara-GO (CELG-D), avaliando os custos de implantação dos sistemas, o custo da energia após o modelo de compensação de energia adotado no Brasil (net metering). O trabalho também apresenta os resultados quando considera o aumento da tarifa de energia. O custo da energia ou COE (do inglês cost of energy) para os sistemas FV foram analisados. Em todos os casos, o COE ficou menor do que o custo da rede de distribuição, resultando em R\$0,33kWh com um retorno do capital estimado para 6 anos e meio. Com um aumento do custo da tarifa de energia de 28,5%, o retorno do capital estimado resultou em 5 anos e 4 meses.

Palavras-chave: Energia Solar, Geração Distribuída, Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica.

1. INTRODUÇÃO

A disponibilidade e utilização de energia são essenciais para o desenvolvimento social e econômico de uma sociedade e é um recurso essencial para melhorar os padrões e qualidade de vida do ser humano. Com o aumento da população e dos padrões de consumo de bens e serviços tende a aumentar rapidamente a demanda por energia elétrica, e por sua vez, criar a necessidade de aumentar a geração de energia elétrica.

Para atender a essa demanda, o uso de combustíveis fósseis representou cerca de 80% da fonte primária de energia utilizada para geração de eletricidade. No entanto, após a crise energética de 1970, até então tomado como garantido, percebeu-se que as reservas de energia fósseis eram limitadas na terra. Os recursos energéticos fósseis são suficientes apenas para um número limitado de anos, principalmente quando se trata do petróleo. Quando se trata das reservas de carvão, o cenário pode ser favorável para os próximos dois séculos, no entanto, devido às emissões de CO₂ e consequentemente aos problemas ambientais causados pela sua utilização, o seu uso deve ser limitado.

Os aspectos ambientais dos sistemas de energia tem ganhado prioridade com o aumento da consciência ambiental da sociedade. Como resultado, os sistemas de energias renováveis têm sido incluídos nos programas de pesquisas de energia e em políticas energéticas dos governos, principalmente dos países desenvolvidos. Entre as principais tecnologias para aproveitamento dos recursos renováveis, a tecnologia solar fotovoltaica (FV), a qual converte a luz do sol em eletricidade, é uma das tecnologias que mais cresce em aplicação para a produção de eletricidade.

A viabilidade técnica, a confiabilidade operacional e análise econômica realizadas em uma série de estudos mostrou que sistemas conectados à rede, são mais confiáveis e mais econômicos do que os sistemas de energia de fonte única e poderia produzir menos gases de efeito estufa quando comparado com sistemas energéticos baseados em recursos de combustíveis fósseis (Hossam-Eldin *et al*, 2012 e Tang *et al*, 2014).

A capacidade instalada mundial de energia solar fotovoltaica (FV) tem crescido exponencialmente nos últimos anos, conforme se pode observar pela Fig. 1, somente no ano de 2014, foi acrescido, cerca de 40 GW em todo o mundo, um crescimento de 28% entre 2013 e 2014 (REN21, 2015).

No caso brasileiro, a participação de fontes renováveis na matriz elétrica é bem favorável, a qual, em 2014, contribuiu com aproximadamente 75% de participação. Somente a geração hidráulica, representou mais de 60% de participação na matriz elétrica em 2014, contudo, devido às condições hidrológicas desfavoráveis o aumento da geração térmica principalmente por derivados do petróleo representou um aumento de 43,4% em relação ao ano anterior (Brasil, 2015).

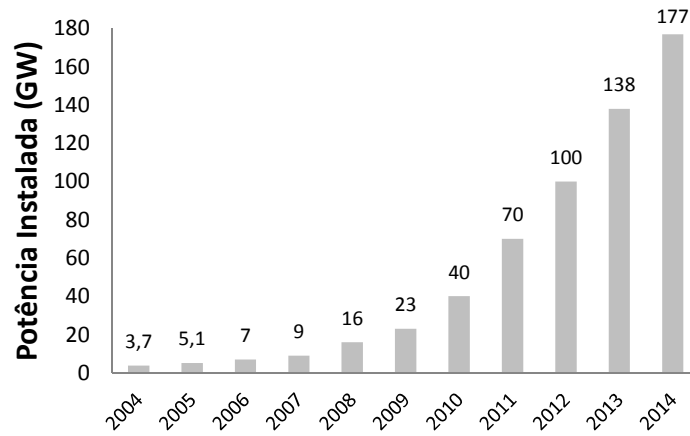


Figura 1- Capacidade instalada de sistemas fotovoltaico global. Fonte REN21(2015)

Apesar da boa disponibilidade de radiação solar disponível, a qual possui uma média diária de radiação solar entre 1500 kWh/m²/ano e 2200 kWh/m²/ano (Martins,2008), podendo alcançar valores na ordem de 2400 kWh/m²/ano, a aplicação de tecnologia solar FV ainda é recente e insignificante na participação da matriz elétrica, correspondendo a pouco mais de 0,0144% (ANEEL, 2015).

Somente a partir de Abril de 2012, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), publicou a regulação para sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição, associado às unidades consumidoras, definida pela publicação da Resolução Normativa n° 482/2012, que trata da micro e mini geração distribuída, correspondendo, respectivamente, às potências iguais ou inferiores a 100 kWp, e superiores a 100 kWp até 1 MWp. A regulamentação prevê o sistema de compensação de energia elétrica, de acordo com o qual é feito um balanço entre a energia consumida e a gerada pela unidade consumidora (modelo *net metering*) (ANEEL, 2012).

A capacidade de sistemas FV instalados no Brasil é apresentada na Fig. 2. Até outubro de 2015, foram registrados pouco mais de 1000 microssistemas fotovoltaicos conectados à rede, segundo a ANEEL (2015). No entanto, pode observar que houve um acréscimo superior a 100% de sistemas instalados, destes sistemas, destacam a entrada em operação da Usina Fotovoltaica (UFV) Cidade Azul de 3 MWp, localizada na cidade de Tubarão, no sul de Santa Catarina e das duas UFV instaladas na cidade de Tacaratu, na região do São Francisco de Pernambuco, com capacidade instalada total de 10 MWp.

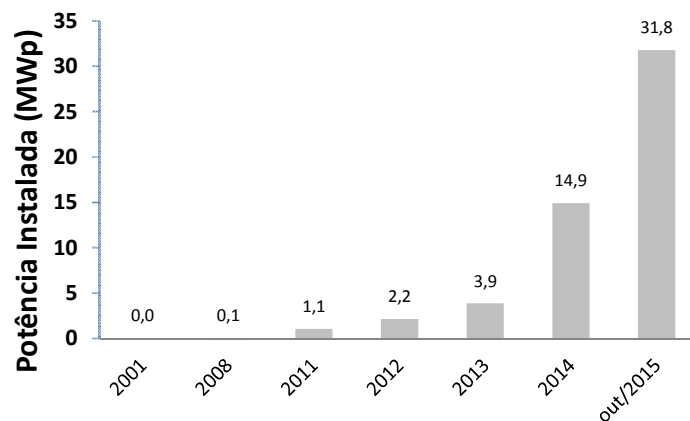


Figura 2- Capacidade Instalada de Sistemas Fotovoltaicos no Brasil. Fonte: ANEEL (2015) adaptado.

O objetivo deste trabalho é investigar a viabilidade econômica de um sistema solar fotovoltaico conectado à rede (SFCR) localizado no estado de Goiás, considerando a otimização do sistema por meio do programa computacional HOMER pro e RETScreen.

2. MATERIAIS E MÉTODOS

2.1 Localização

Para este estudo, foi considerada a cidade de Itumbiara-GO, localizada na região Centro-Oeste do Brasil, latitude: 18° 25' ao Sul e longitude: 49° 13' ao Oeste, com uma altitude de 448m sob o nível do mar. A Tab. 1 apresenta a média

mensal da radiação solar diária para a localidade mais próxima com dados disponíveis pelo programa SunData - CRESESB, já no plano horizontal e inclinado igual a latitude local.

Tabela 1 - Irradiação solar diária média mensal [kWh/m².dia]

JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	MÉDIA	Plano
5,44	5,56	4,92	4,69	4,67	4,33	4,75	5,06	4,83	5,61	5,56	5,39	5,07	<i>Horizontal</i>
5,00	5,32	4,99	5,12	5,51	5,30	5,76	5,73	5,03	5,47	5,16	4,90	5,27	<i>Inclinado</i>

No entanto, as médias mensais da radiação solar no plano horizontal utilizadas pelo programa HOMER pro utiliza os dados extraídos do banco de dados da NASA para as coordenadas locais da cidade de Itumbiara-GO, os quais foram utilizadas neste estudo. A Fig. 3 apresenta as médias mensais da radiação solar global para a cidade de Itumbiara-GO.

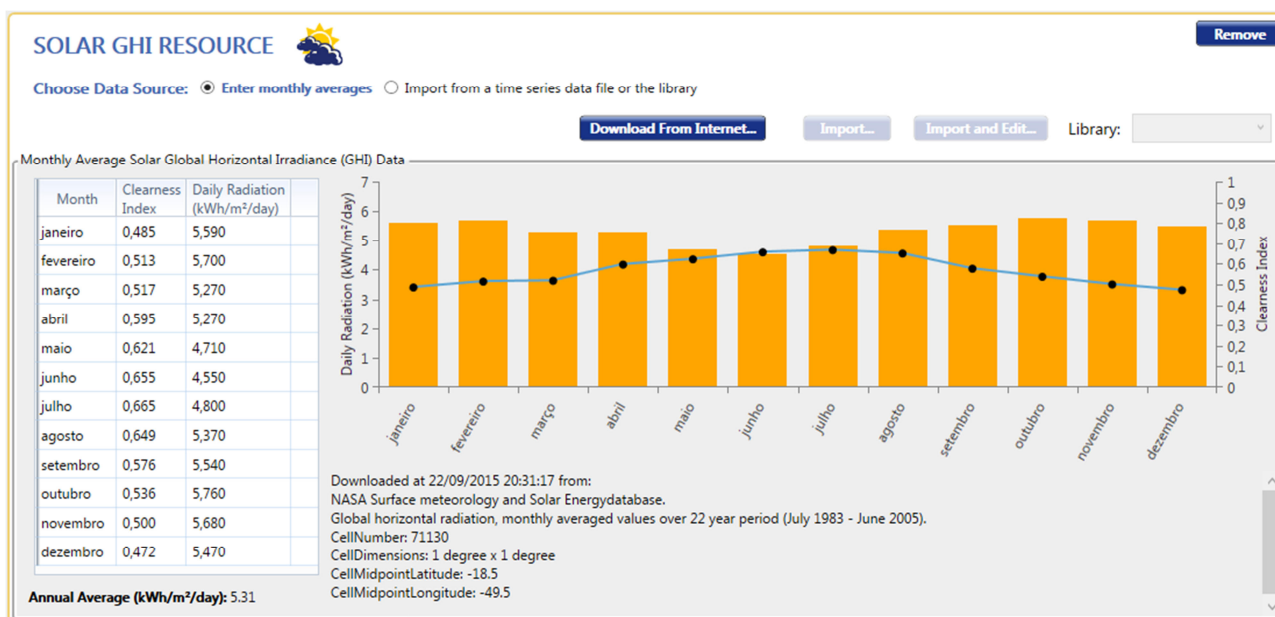


Figura 3- Média mensal da radiação solar global diária para a cidade de Itumbiara-GO.

2.2 Perfil de Consumo

O perfil da potência ativa consumida diariamente é apresentado na Fig. 4. Os registros foram obtidos a partir de medições realizadas em uma unidade residencial com consumo de energia médio de 4250 kWh/ano. Importante ressaltar que esta unidade consumidora utiliza sistema solar para aquecimento d'água para banho.

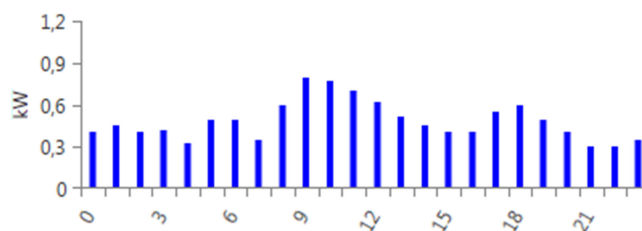


Figura 4- Perfil de consumo médio, de uma unidade residencial, com aquecedor solar.

2.3 Otimização do SFCR

Neste trabalho a ferramenta de otimização computacional HOMER pro v3.4.2.0 foi utilizada para otimizar as capacidades dos diferentes componentes dos SFCR, levando em consideração as características técnicas de operação do sistema e a minimização do valor presente líquido ao longo da vida útil do SFCR. O diagrama esquemático do SFCR é apresentado na Fig. 5. A vida útil do projeto foi considerada de 25 anos. As taxas de juros e inflação foram consideradas respectivamente os valores de 14% e 10% respectivamente. Nas simulações foram considerados módulos fotovoltaicos da tecnologia de silício policristalinos.

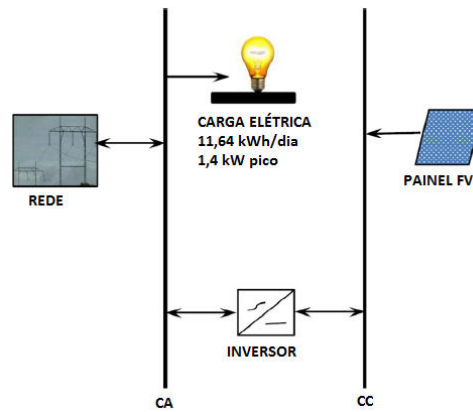


Figura 5- Diagrama esquemático do SFCR é apresentado.

Entre os programas computacionais disponíveis para otimização de sistemas, o *HOMER pro* é um dos mais utilizado, principalmente, devido as muitas combinações possível de sistemas de energias renováveis e capacidade de executar a otimização e análise de sensibilidade que torna mais fácil e mais rápido para avaliar as muitas configurações de possíveis sistemas (Bernal-Agustin JL, Dufo-Lopez, 2009).

Descrição detalhada deste programa é apresentado por Lambert *et al* (2006). A potência de saída do gerador FV pode ser calculada a partir da Eq. (1) e das especificações FV:

$$P_{FV} = Y_{FV} \cdot f_{FV} \cdot \left(\frac{\overline{G_T}}{G_{T,STC}} \right) \cdot [1 + \alpha_p (T_c - T_{c,STC})] \quad (1)$$

Em que, Y_{FV} é a potência de saída do arranjo FV sob condições de testes padronizados em kW; f_{FV} , é um fator de perdas (%); $\overline{G_T}$, é a radiação solar incidente sobre o arranjo fotovoltaico em um determinado instante (kW/m^2); $G_{T,STC}$ é a radiação solar sob condições de testes padronizados (1 kW/m^2); α_p é o coeficiente de temperatura de potência (% / °C); T_c é a temperatura da célula FV em tempo atual (°C) e $T_{c,STC}$ é a temperatura das células FV em condições normais de ensaio (25°C).

Diferentes capacidades para o arranjo fotovoltaico e inversores foram utilizados para definir a combinação ótima do SFCR, a qual é classificada de acordo com o Custo da Energia Produzida (COE). O HOMER auxilia no calculo COE por meio da Eq. (2)

$$COE = \frac{C_{total_anual}}{E_{prim_CA} + E_{prim_CC} + E_{total_consumida_rede}} \quad (2)$$

Em que, C_{tot_anual} representa o custo total anualizado do sistema (R\$/ano); E_{prim_CA} representa a energia elétrica consumida por um período de tempo de um ano pelo somatório de cargas primárias em corrente alternada CA (kWh/ano); E_{prim_CC} representa a energia elétrica consumida por um período de tempo de um ano pelo somatório de cargas primárias em corrente contínua CC (kWh/ano), e $E_{total_consumida_rede}$ representa a energia elétrica total consumida da rede (kWh/ano) (Lambert *et al* (2006).

Na análise do projeto, foi utilizado como ferramenta de apoio complementar, o programa *RETScreen*, o qual dá suporte à tomada de decisões no setor de energia limpa. Este é um software livre de custos disponibilizado pelo Governo do Canadá como resultado do reconhecimento, por parte deste país, da necessidade de adotar uma abordagem integrada no tratamento das alterações climáticas e na redução da poluição. (RETSCREEN, 2015). Neste trabalho o *RETScreen* foi utilizado como ferramenta complementar de apoio.

Com o programa *RETScreen* pode-se fazer uma estimativa de geração de energia elétrica, bem como o estudo de retorno financeiro de um sistema solar fotovoltaico. Neste trabalho, os mesmos parâmetros utilizados pelo programa *HOMER* foram exportados ao *RETScreen*. A associação desses dois programas fornece maiores detalhes na análise final do projeto.

3. RESULTADOS E DISCUSÕES

De acordo com os resultados do processo de otimização do SFCR, para o perfil de carga proposto, a melhor configuração compreende em um arranjo FV de 3 kWp e inversor de 2,5 kW. A Tab. 2 apresenta os resultados da simulação e otimização pelo *HOMER* para o perfil de carga apresentado. Para esse sistema, o custo do Wp incluindo mão de obra foi de R\$ 8.300,00.

Tabela 2 - Resultados da simulação e otimização

FV (kWp)	Inv. (kW)	COE (R\$/kWh)	Custo Inicial (R\$)	Prod. Energia (kWh)	Energia Comprada (kWh)	Energia Vendida (kWh)	Frac. Ren (%)
3,0	2,5	0,33	28.600,00	4.380	2.192	2323	100
2,5	2	0,39	23.560,00	3.650	2.259	1660	86
2,5	2,5	0,41	25.200,00	3.650	2.259	1660	86

Pode-se observar pela Tab. 2, que apenas o sistema de 3 kWp, é capaz de suprir a demanda de energia anual, com uma capacidade de produção total de energia equivalente a 4.380 kWh/ano. A média mensal da energia produzida pelos componentes do SFCR é apresentada na Fig. 6.

Verifica-se ainda, que o COE resultou no menor valor (R\$0,33/kWh) para o sistema de 3,0 kWp, apesar dos custos iniciais serem os mais elevados.

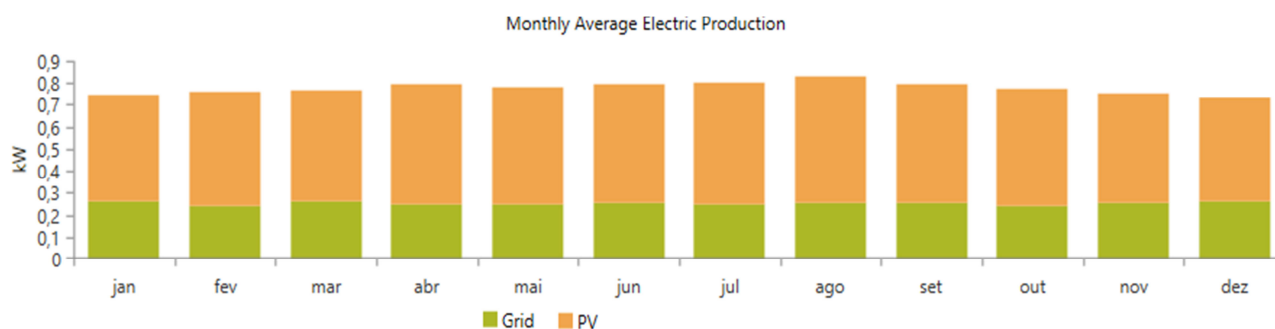


Figura 6- Média mensal da produção de eletricidade pelo SFCR.

O preço da tarifa adotado para a CELG-D foi de R\$700,00/MWh, incluindo os impostos, além de todas as características do SFCR requeridos, o RETScreen realiza a estimativa de retorno do capital pode ser visto na Fig. 7.

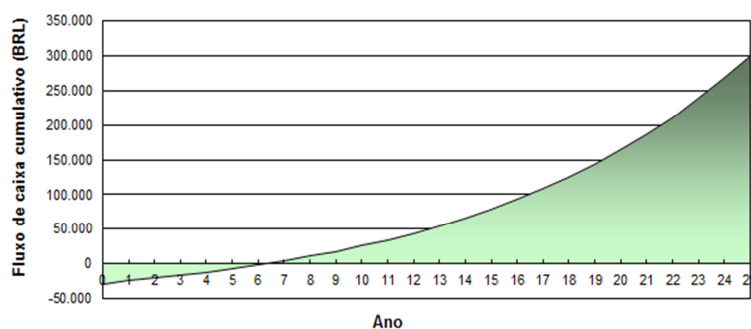


Figura 7- Gráfico do fluxo de caixa acumulativo.

De acordo com o programa, o retorno do capital próprio se dá em aproximadamente 6 anos e meio. Ao fazer uma projeção de aumento do preço da tarifa paga a concessionária, considerando um aumento do custo da tarifa de energia de cerca de 28,5%, o valor de R\$900,00/MWh já cobrado pela CEMIG (incluindo impostos), o tempo de retorno do capital resultou em 5,3 anos.

4. CONCLUSÕES

A crescente demanda por energia, consequência do aumento populacional acentuado em um cenário mundial de preocupação com o meio ambiente leva ao incentivo de uso de fontes renováveis, em especial a energia solar fotovoltaica conectada à rede elétrica vem se destacando de forma exponencial nos países desenvolvidos e em desenvolvimento. A energia solar fotovoltaica tem sido bastante explorada e vem recebendo grandes investimentos, registrando um aumento de 96% da capacidade instalada mundial de 2011 para 2013, quase dobrando sua quantidade. (BP, 2014).

No Brasil, a evolução dessa tecnologia conectada à rede ainda é muito recente, sendo efetivamente iniciada a comercialização após a resolução 482/2012 da Aneel, a qual entrou em vigor oficialmente em dezembro de 2012. Desde a publicação da Resolução em 2012 até outubro deste ano, já foram instaladas 1.285 centrais geradoras, sendo 1.233 (96%) com a fonte solar fotovoltaica (Aneel, 2015b). A energia solar é uma fonte de energia inesgotável, limpa, podendo ser usada na forma descentralizada.

Este estudo examinou a viabilidade econômica da inserção da energia solar fotovoltaica conectada à rede elétrica da CELG-D na cidade de Itumbiara-GO. Para essa análise, os programas HOMER *pro* e RETScreen foram utilizados.

A análise dos resultados mostrou a combinação otimizada para o SFCR capaz de suprir a demanda de energia consumida pela carga. O custo de geração de energia pelo SFCR resultou em R\$0,33/kWh. Além disso, a produção de energia elétrica média mensal foi obtido. O retorno do capital para a instalação do sistema de acordo com as tarifas aplicadas pela concessionária local alcançaram 6 anos em meio. Esse tempo, reduziu em aproximadamente 1 ano e 2 meses, quando aplica-se as tarifas de energia adotadas pela CEMIG.

Em síntese, os resultados deste estudo claramente levam à conclusão de que com o aumento dos custos das tarifas de energia a viabilidade da aplicação de sistema de energia renovável, do tipo solar fotovoltaica torna-se cada vez mais favorável no Brasil. No entanto, os elevados custos de investimento ainda impedem a uma quantidade maior de instalação de sistemas conectados à rede. Estima-se, entretanto, que nos próximos anos, essa tecnologia esteja cada vez mais presente nos lares dos cidadãos brasileiros.

REFERÊNCIAS

- ANEEL. BIG - Banco de Informações de Geração - Capacidade de Geração do Brasil. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 01 out 2015a.
- _____. ANEEL amplia possibilidades para micro e minigeração distribuída. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticias.cfm?Identidade=8955&id_area=90>. Acesso em: 27 nov 2015b.
- _____. RESOLUÇÃO NORMATIVA N_ 482. Brasil: Agência Nacional de Energia Elétrica; 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/bren2012482.pdf>> Acesso em: 01 out. 2015.
- Bernal-Agustin JL, Dufo-Lopez R. Simulation and optimization of stand-alone hybrid renewable energy systems. Renew Sustain Energy Ver 2009.
- Brasil. Empresa de Pesquisa Energética. Balanço Energético Nacional 2015 – Ano base 2014: Relatório Síntese Rio de Janeiro: EPE, 2015
- CRESESB - Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sergio Salvo Brito. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/potencial_solar.htm> Acesso em: 02 out. 2015.
- Hossam-Eldin A, El-Nashar AM, Ismaiel A. Investigation into economical desalination using optimized hybrid renewable energy system. Int J Electr Power Energy Syst 2012
- Lambert T, Gilman P, Lilenthal P. Micropower system modeling with HOMER. In: Farret FA, Simões MG, editors. Integration of alternative sources of energy. John Wiley and Sons; 2006.
- Martins FR, Ruther R, Pereira EB, Abreu SL. Solar energy scenarios in Brazil. Part two:photovoltaics applications. Energy Policy 2008
- REN21 - RENEWABLE ENERGY POLICY NETWORK FOR THE 21st CENTURY. Disponível em <http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2015/07/GSR2015_KeyFindings_lowres.pdf> Acesso em: 11 set. 2015
- RETSCREEN INTERNATIONAL, 2013. Disponível em: <http://www.etscreen.net/pt/what_is_etscreen.php> Acesso em: 28 de out. 2015.
- Tang J, Ye B, Lu Q, Wang D, Li J. Economic analysis of photovoltaic electricity supply for an electric vehicle fleet in Shenzhen, China. Int J Sustain Transport, 2014;

AN ECONOMICAL ANALYSIS OF GRID-TIE RESIDENTIAL PHOTOVOLTAIC SYSTEM IN GOIAS STATE

Abstract. *This work examines the technical and economic feasibility of implementing grid-tie photovoltaic systems in residential units in the state of Goiás using simulation and optimization programs link Hybrid Optimization Model for Electric Renewable (HOMER) and Clean Energy Project Analysis Software (RETScreen) for financial return analysis system. The study analyzes the contribution of the insertion of solar PV in monthly bills of residential customers in the city of Itumbiara-GO (CELG-D), evaluating the systems deployment costs, the cost of energy after power compensation model adopted in Brazil (net metering). The work also presents the results when considering the increase in power tariff. The cost of energy (COE) for PV systems was analyzed. In all cases, the COE was less than the cost of the distribution network, resulting in R\$ 0,33kWh with a return on capital estimated for 6 ½ years. With a rising cost of 28.5% power tariff, the estimated return on capital resulted in 5 years and 4 months.*

Key words: Solar Energy, Distribute Generation, Grid-Tie Photovoltaic Systems