

INVESTIGAÇÃO DO POTENCIAL DE GERAÇÃO DE ENERGIA FOTOVOLTAICA NA REGIÃO DE LUZERNA E DA VIABILIDADE DA INSTALAÇÃO DE PLACAS FOTOVOLTAICAS EM EDIFICAÇÕES DO IFC CAMPUS LUZERNA

Hikari Okatani¹, Marcos Fiorin²

¹Bolsista de Pesquisa da Graduação em Engenharia de Controle e Automação - IFC /hiokatani@gmail.com

²Professor Orientador do Instituto Federal Catarinense/marcos.fiorin@ifc.edu.br

Resumo: O presente trabalho apresenta uma análise sobre a viabilidade de implantação de um sistema fotovoltaico no meio-oeste catarinense, tendo como objeto de estudo o Instituto Federal Catarinense- Campus Luzerna. Através da utilização de dados coletados durante os meses de março à junho de quatro placas fotovoltaicas instaladas no Bloco B do instituto, realizou-se um comparativo entre a geração real e a estimada, tendo como base a irradiação solar apresentada pela região, sendo assim possível determinar a economia gerada caso o sistema fosse conectado à rede elétrica com consumo instantâneo de sua produção. Dado os valores de economia favoráveis na fatura mensal do campus, realizou-se a contabilização das áreas passíveis de instalação considerando o sombreamento existente nos Blocos A, B e Administrativo afim de obter uma topologia de instalação de acordo com as condições estruturais e geográficas do local. Para a comprovação da viabilidade da implantação do sistema fotovoltaico de acordo com as topologia ideal encontrada, calculou-se os custos de instalação para o Bloco B do instituto a partir da cotação dos equipamentos fornecida por empresas da região e, de sua produção baseada no rendimento apresentado pelos módulos fotovoltaicos já instalados, resultando em uma economia de até 36% na fatura mensal do campus. Obteve-se ainda, para um sistema de rendimento padrão de 75%, um retorno financeiro em um curto prazo de tempo, comprovando-se a viabilidade de sua implantação.

Palavras-Chave: Energia solar, Placas fotovoltaicas, Payback, Dimensionamento.

1. INTRODUÇÃO

O sistema de geração de energia elétrica brasileiro possui atualmente uma potência instalada de 154 MW, com a predominância de produção de sua fonte hídrica, o qual representa 61% da produção na matriz energética nacional (ANEEL, 2017). Contudo, a partir das mudanças climáticas sofridas ao longo dos anos, a matriz energética sofreu alterações, a qual conta atualmente com uma participação mais sólida da energia fotovoltaica. De acordo a Agência Nacional de Energia Elétrica a energia solar, junto à eólica representa, atualmente apenas 7,39% do montante total de energia elétrica produzida no país, estando este mercado energético nacional em plena expansão.

Segundo o Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito - CRESEB, a incidência solar existente é capaz de produzir 174 mil TW, representando mais do demanda mundial de energia por ano, sendo o Brasil, um país com grande potencial energético dado seu índice solarimétrico. Em razão das condições favoráveis de geração e a implementação da Resolução Normativa ANEEL nº 482, a qual define um sistema de compensação de energia elétrica, o mercado passou a apresentar maior interesse neste meio de produção. Dentre as suas vantagens de implementação estão a exigência de espaço reduzido, não sendo necessário realizar mudanças na

geografia do local e, principalmente o menor impacto ambiental causado, se comparado às hidroelétricas. Contudo, segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), dado que este meio de geração passou a partilhar da matriz energética nacional somente na última década, os equipamentos ainda apresentam baixa eficiência e alto custo dificultando assim, a disseminação e instalação do sistema.

De acordo com URBANETZ (2010) um sistema de geração fotovoltaico pode ser dividido em duas formas, sistemas isolados (*Off-grid*) e interligados à rede (*On-grid*). Ambos os sistemas são dependentes da produção energética dos módulos fotovoltaicos, no qual, o sistema isolado consiste no armazenamento da energia produzida através do uso de um banco de baterias, acompanhado de controladores de carga, não havendo conexão com a rede de distribuição. Por outro lado, os sistemas interligados à rede possuem um sistema de compensação o qual toda a produção é injetada na rede instantaneamente através de um inversor CC-CA. De acordo com Shayani (2006), o segundo caso apresenta melhor custo- benefício devido ao rendimento de 4 vezes mais que o sistema *off-grid*, se analisado os custos de manutenção pela produção.

Com o intuito de comprovar a viabilidade de instalação de um sistema fotovoltaico (SFV) interligado à rede, realizou-se o estudo de caso no Instituto Federal Catarinense – *Campus Luzerna*. Deste modo, avaliou-se a capacidade de geração de energia elétrica de quatro placas fotovoltaicas instaladas no *campus*, afim de estimar a eficiência de produção do local e, a partir de então determinar uma topologia de instalação ideal para as superfícies do Bloco B do IFC. Por fim, determinou-se o investimento necessário para uma geração significativa de energia e o retorno financeiro para a instituição ao longo dos anos.

2. DIMENSIONAMENTO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

A partir dos dados fornecidos pelo Atlas solarimétrico (CRESESB, 2006) é possível visualizar a distribuição da incidência solar no Brasil e estimar a viabilidade de geração de energia fotovoltaica de acordo com a região desejada. Sendo a irradiação solar diária incidente sobre um plano inclinado medida de acordo com a latitude do local, não incluindo em seus dados, a topografia específica das cidades, tornando-se assim, necessário um estudo de caso para a determinação da viabilidade de instalação em locais específicos. É indicado, em sua maioria que a instalação de um SFV seja realizada com as placas fotovoltaicas com orientação para o norte, e mesma inclinação da latitude do local a ser instalado, visando a maior captação de irradiação solar.

Segundo as normativas 482/12 e 687/2015 da ANEEL, o dimensionamento dos equipamentos deve ser feito de acordo com a demanda de potência contratada, sendo necessário então a avaliação da área disponível para instalação, idealmente sem sombreamento sobre as placas. Diante destas condições, a instalação de um sistema fotovoltaico varia de acordo com as condições geográficas e estruturais apresentadas pelo local, sendo o dimensionamento do sistema específico para cada caso.

Ao visar a instalação de um sistema interligado à rede, deve-se ainda considerar em seu dimensionamento, o modo de ligação entre os equipamentos de captação, conversão e distribuição da produção. Idealmente, as instalações devem atender o consumo total da edificação, sendo determinada a melhor topologia de ligação entre módulos e inversores de acordo com a corrente e tensão suportada pelo equipamento. Contudo, para grandes consumidores, as concessionárias limitam a instalação de potência instantânea para o valor da demanda contratada, sendo a instalação de potências maiores dependentes da adaptação do sistema, tal como a mudança de contrato.

O modo de tarifação nacional disponibilizado pela PROCEL indica que o cálculo do valor de uma fatura de energia é dada pela Eq.(1). Considera-se nesta cobrança, a demanda contratada pelo local, seu consumo em horário de ponta (período das 18h às 21h) e o consumo em horário fora de ponta e seus respectivos valores tarifários.

$$VF = Demanda + Ponta * C.Ponta + F.Ponta * (C.F.Ponta - P.Placas) \quad (1)$$

Para dimensionar um SFV *on-grid*, deve-se dimensionar o inversor CC-CA, sendo este dependente das características elétricas do módulo, no qual pode-se obter a topologia adequada para o inversor através do uso das Eq.(2) e Eq. (3), responsáveis respectivamente por determinar o número de módulos em série (N_s) e em paralelo (N_p) que podem ser ligados ao inversor de acordo com seus limites de tensão e corrente, disponíveis detalhadamente em Zilles (2012).

$$N_s = \frac{V_{m\acute{a}x,inv}}{V_{oc} * (1 - \Delta T * R^{\theta} C V_{oc})} \quad (2)$$

$$N_p = \frac{I_{m\acute{a}x,inv}}{I_{m\acute{a}x,m\acute{o}d}} \quad (3)$$

No dimensionamento deve-se considerar também as influências climáticas na produção do módulo, dado que na maioria dos casos não apresentam as condições de teste, ocasionando uma baixa na eficiência de produção, já que maior temperatura no módulo não implica em maior produção. Para tais situações, os valores da variação de temperatura e do coeficiente de temperatura

em circuito aberto são inclusos nas equações, dadas por ΔT e $R^{\circ}Cv_{oc}$, respectivamente. Ainda assim, com o intuito de obter o melhor desempenho, os inversores incluem o rastreador do ponto de potência máxima (MPPT), capaz de condicionar a operação do inversor para a faixa de tensão recebida para gerar maior potência possível.

3. METODOLOGIA

Com base nas vantagens apresentadas por um SFV interligado à rede, o estudo visa comprovar a viabilidade de sua instalação na cidade de Luzerna através de uma análise quantitativa da geração de energia das placas fotovoltaicas instaladas no Instituto Federal Catarinense - *Campus Luzerna*.

A partir da ferramenta fornecida pela CRESESB e das coordenadas geográficas do local de instalação, determinou-se os valores de irradiação solar diária média mensal, durante o período de junho de 2016 à maio de 2017, das quatro cidades mais próximas da cidade de Luzerna. Os valores obtidos são comparados no Gráfico 1.

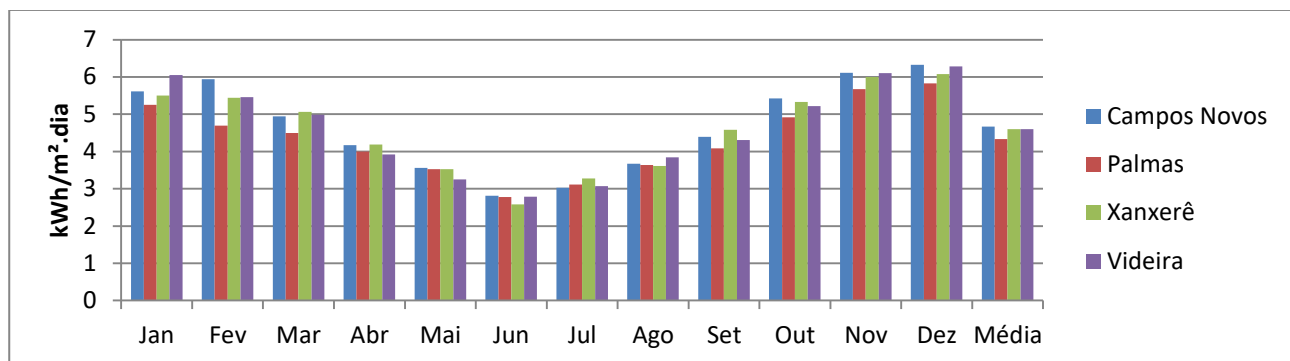


Gráfico 1-Irradiação solar diária média mensal.

Fonte: Adaptação de CRESESB (2017).

Uma vez que a cidade de Campos Novos apresenta a menor distância do local analisado, tomou-o como base para a construção da Tabela 1, construído a partir dos valores de irradiação de acordo com a inclinação da superfície de medição. Estes valores foram utilizados para determinar o posicionamento ideal das placas fotovoltaicas, como sua orientação e ângulo de inclinação, afim de obter o melhor desempenho possível do sistema. Deste modo, tem-se que uma das topologias de instalação mais eficiente para a cidade de Luzerna caracteriza-se pelo posicionamento dos módulos estáveis voltados para o norte geográfico, com a inclinação de 23°.

Contudo, de acordo com o manual de engenharia para Sistemas Fotovoltaicos (GTES, 2014), o melhor ângulo de inclinação para a instalação dos módulos fotovoltaicos é dada pela

latitude do local avaliado, neste caso, 27° N. Ao analisar os valores fornecidos pelas duas angulações, percebe-se que apresentam valores similares, sendo assim, afim de seguir o padrão de instalação, considera-se como topologia ideal, que os módulos estejam voltados para o Norte com a angulação de 27°.

Tabela 1 - Irradiação solar diária média mensal em Campos Novos.

Campos novos													
Irradiação média [kWh/m ² /dia]													
Inclinação	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média
23° N	4,82	4,54	4,7	4,65	4,58	3,72	4,11	4,4	4,42	4,87	5,26	5,25	4,61
27° N	4,73	4,48	4,68	4,69	4,67	3,81	4,2	4,45	4,45	4,83	5,16	5,14	4,6

Fonte: Adaptação CRESESB (2017).

Para a avaliação da eficiência do sistema fotovoltaico, considerou-se apenas as áreas de cobertura dos blocos A, B e administrativo do *campus* que são voltadas para o norte, sendo a área com sombreamento desconsiderada. Para isso, determinou-se a área sombreada utilizando o *software* Sketchup®, onde o modelo tridimensional permite simular o sombreamento de acordo com a posição solar em determinados horários e dias do ano.

A partir dos modelos tridimensionais das edificações, foram obtidas as áreas de sombreamento médio nos edifícios. Dado que a avaliação do sombreamento em todos os dias do ano é onerosa, foram utilizados como dias base, o solstício de verão (22/12) e inverno (22/06), e o equinócio da primavera (22/09), que caracterizam a mudança das estações e portanto, indicam as diferentes inclinações da Terra. Na sequência, a Figura 1 ilustra o modelo tridimensional desenvolvido, e a Tabela 2 apresenta as áreas totais e adequadas das superfícies de cada um dos blocos.



Figura 1 - IFC Campus Luzerna.
Fonte: Próprio Autor (2017).

Tabela 2- Áreas de instalação disponíveis no IFC Campus Luzerna.

	Área total [m ²]	Área sombreada [m ²]	Área de instalação [m ²]
Área Bloco A	342,64	119,43	223,21
Área Bloco B	501,00	112,57	388,43
Área Bloco Administrativo	194,98	110,21	84,77

Fonte: Próprio Autor (2017).

De acordo com Shayani (2006), a partir dos dados de irradiação e a possível área de instalação, é possível estimar os valores de produção (Eq.(4)). Afim de realizar um comparativo entre a geração de energia através de seu potencial energético e a eficiência real do sistema, coletou-se os valores de tensão produzidos pelas placas solares instaladas no local de estudo, resultando no potencial apresentado na seção 4.

$$P \text{ instalada} * \text{Irradiação média anual} * \text{Rendimento} = P. \text{média em kWh/dia} \quad (4)$$

Para o dimensionamento adequado do investimento para o sistema em estudo, utilizou-se valores comerciais referentes ao mês de agosto de 2017, informados por 2 fornecedores da região. Com o intuito de dimensionar os custos para o pior caso, optou-se pelos maiores custos apresentados para os módulos fotovoltaicos, inversores e suportes. Os custos relativos a mão de obra foram desconsiderados para os cálculos de investimento por ser muito específico às características das instalações e por seus valores não serem fornecidos precisamente pelos fornecedores consultados.

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Para este estudo de caso, instalou-se um *datalogger* no laboratório localizado no bloco B capaz de registrar dados a cada 4 segundos, afim de coletar os valores de tensão fornecidos por quatro módulos fotovoltaicos instalados no telhado do bloco B do IFC. Os módulos totalizam uma potência nominal de 960 Wp, tensão máxima de 30 Vcc e corrente de 32 A. Dado que a entrada do instrumento de medição possui tensão máxima de 10 Vcc, utilizou-se um circuito divisor de tensão junto a resistores de potência (2 x 200 W) para condicionar a entrada de tensão de acordo com os valores apresentados pelos módulos fotovoltaicos.

Ao processar os valores de tensão medidos durante o período de 4 meses, foi possível verificar as influências dos fenômenos naturais na geração de energia das placas fotovoltaicas. Sendo que, no Gráfico 2 evidencia-se a diferença de produção de energia em dias chuvosos (08/06) e dias ensolarados (10/06). Pode-se observar também que a produção a partir da irradiação solar é

praticamente instantânea, ilustrado pelos valores apresentados no dia 09/06, em que a manhã apresentou tensões baixas devido ao clima nublado, enquanto durante a tarde, houve significativo aumento devido à melhora nas condições climáticas.

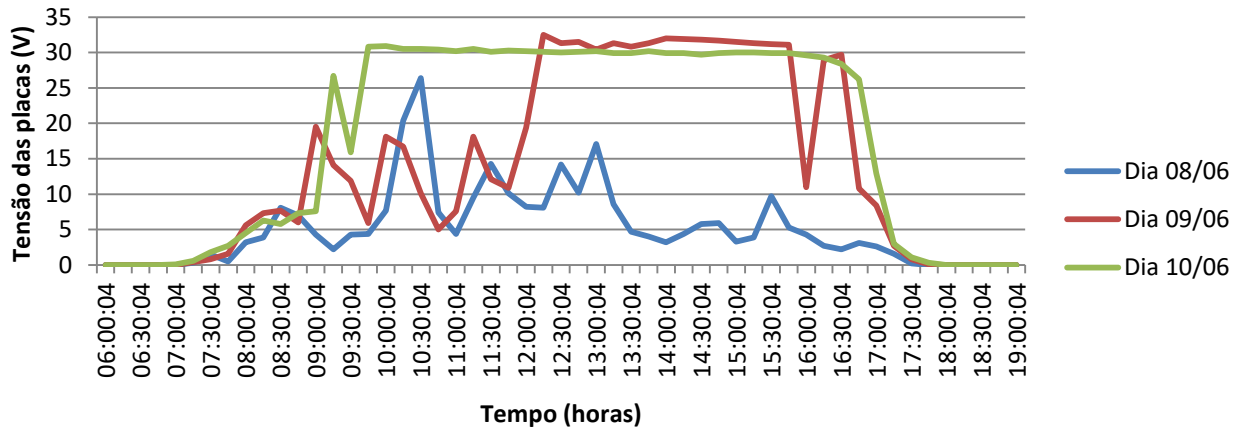


Gráfico 2-Tensão gerada pelas placas fotovoltaicas do IFC campus Luzerna.
Fonte: Próprio autor (2017).

A partir das grandezas coletadas pelo *datalogger*, selecionou-se a potência média mensal das placas em intervalo de tempo de 1h entre as medições e por fim, através da soma destas potências, obteve-se a energia gerada em Wh (*Watt-hora*) para cada dia do mês, sendo a sua média considerada para o dimensionamento do SFV.

De acordo com os dados obtidos, a Tabela 3 apresenta os valores de potência mensal média produzida entre os meses de março e julho de 2017. Para fins comparativos, ao utilizar a Eq.(4), com um rendimento de 75% do sistema, obteve-se uma produção de 3,3 kWh/dia, considerando-se uma irradiação solar durante 12h/dia. Portanto, têm-se a produção de 39,6 kWh/dia, e a produção mensal média de 297 kWh/mês. Afim de seguir os dias de cobrança da fatura mensal do IFC, a contagem da geração inicia-se no dia 15 de cada mês e finda no dia 13 do próximo.

Tabela 3- Potência gerada pelas placas fotovoltaicas instaladas no IFC.

Meses	Energia [kWh]	Energia por placa [kWh]
Mar/Abr	234,58	58,64
Abr/Mai	226,01	56,50
Mai/Jun	159,52	39,88
Jun/Jul	215,71	53,93
P. ideal	297,00	74,25

Fonte: Próprio Autor (2017).

Seguindo-se a análise de valores apresentados pela Eq. (1) e, de acordo com os dados coletados, a economia que pode ser proporcionada por um sistema interligado à rede, considerando-se um consumo instantâneo de sua produção é de até 0,9% na fatura mensal paga pelo Instituto.

Com o intuito de maximizar a economia com energia elétrica, projetou-se um SFV interligado à rede através do dimensionamento dos componentes necessários e seus custos. Para tal, considerou-se a eficiência do sistema de acordo com as medições realizadas e, a instalação de placas em toda extensão com orientação para o Norte do Bloco B do IFC.

Afim de realizar o dimensionamento adequado do sistema, optou-se por especificar a potência dos módulos de serem utilizados em 320 Wp, e inversores de 20 kW. Os dados técnicos são apresentados na Tabela 4, os quais foram utilizados para especificar as quantias necessárias para a implantação do SFV.

Tabela 4- Dados técnicos do módulo fotovoltaico e inversor.

Placa de 320 Wp							
$P_{Máx}$ [Wp]	Comp.[m]	Larg.[m]	Prof.[m]	Peso[kg]	A[m ²]	$I_{máx}$ [A]	$V_{máx}$ [V]
320	1,956	0,992	0,040	25,000	1,940	8,700	45,020
Inversor de 20 kW							
$P_{Máx}$ [W]	Eficiência[%]	Tensão[V]	Freq. [Hz]	THD[%]	V_{ca} [V]	$I_{máx}$ [A]	$V_{cc máx}$ [V]
20.000	97,5	500-800	60	<3	380	20	1000 V

Fonte: Adaptação Manual dos fabricantes RISEN e RENOVIGI (2017).

O dimensionamento das placas e inversores resultou em uma configuração de instalação do inversor com 2 *strings*, com 23 módulos fotovoltaicos cada, totalizando 46 módulos ligados em um único inversor CC-CA. Considerando-se somente a área instalável do Bloco B, o qual permite a implantação de mais módulos, optou-se por utilizar dois inversores com esta configuração, resultando em uma potência de 29.444 Wp, seguindo a normativa 482/12, não ultrapassando a potência de pico máxima permitida, dado que a demanda contratada junto a concessionária de energia é de 130 kW. Para o investimento apresentado na Tabela 5, ao considerar uma eficiência média de 60% do sistema, estimou-se a geração de energia fotovoltaica dada uma área de 388,43 m² (Tabela 2), seguindo-se a metodologia apresentada na seção 3.

Obteve-se então um investimento inicial de R\$96.844,00 nos equipamentos, não estando incluso os valores de mão de obra, cabos e projeto. Para tal, estima-se uma economia anual de R\$ 39.416,07 na fatura de energia elétrica do *campus* Luzerna, que representa uma redução de 36 % em relação ao custo anual de 2016 em energia elétrica. Estes resultados podem ser vistos no Gráfico 3 que apresenta o valor da fatura e o valor a ser descontado, caso o sistema seja interligado à rede ao longo dos meses.

Tabela 5-Valores dos equipamentos do SFV.

Materiais	Bloco B[pç]	Custo Unit. [R\$]	Custo [R\$]
Inversor 20kW	2,00	9.000,00	18.000,00
Módulos	92,00	767,00	70.564,00
Suporte 2 placas	46,00	180,00	8.280,00
Custo Total [R\$]			96.844,00

Fonte: Próprio Autor (2017).

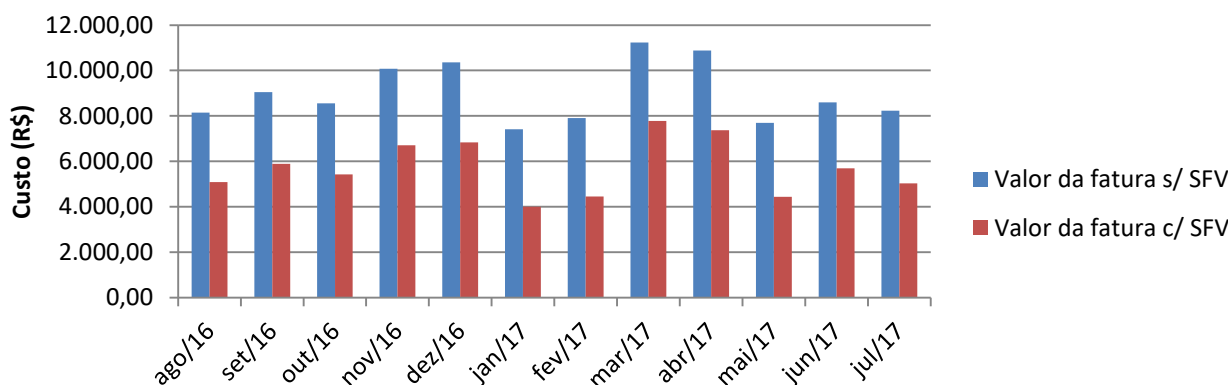


Gráfico 3-Economia gerada pelo SFV projetado.
Fonte: Próprio Autor (2017).

Ao analisar o investimento inicial e a capacidade de geração de energia do SFV, estima-se um retorno financeiro simples, sem impostos e aumentos tarifários, de aproximadamente 2 anos e 5 meses. Afim de reafirmar os valores encontrados, dimensionou-se o sistema através da ferramenta *Sunearthtools* para o cálculo do *payback*. O *site* considera juros, impostos e aumento das taxas, e o tempo estimado foi de 4 anos, comprovando-se assim o *payback* encontrado na análise simplificada realizada.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

A partir dos dados coletados pelo equipamento, foi possível uma análise detalhada do desempenho real de um sistema fotovoltaico em diferentes condições de atuação. O sistema medido possui um rendimento de até 78% comparado a sua produção calculada de acordo com a irradiação local. Mesmo com o rendimento diferente do ideal, a geração de energia produzida apresenta valores promissores, sendo a ampliação do sistema uma alternativa válida.

Dado que dimensionamento do SFV realizado somente para o Bloco B apresentou um tempo de retorno financeiro curto, indicando um investimento de cunho favorável para a instituição, tem-

se como trabalho futuro, o dimensionamento das demais áreas disponíveis (Bloco A e Administrativo), afim de estimar a maior potência instalável no *Campus*, seus custos e *payback*. Sendo o valor pago às concessionárias passível de reversão em investimentos para os demais setores do *campus*.

AGRADECIMENTOS

Fonte de Financiamento: Edital 12/2016 - Apoio a Projetos de do IFC *Campus* Luzerna.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL. **Agência nacional de energia elétrica**. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em 20 maio de 2017.

CRESESB. Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito. **Energia Solar: Princípios e Aplicações**. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/>>. Acesso em: 20 maio de 2017.

PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Antonio (Org.). **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: Cepel - Cresesb, 2014. 530 p. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf>. Acesso em: 30 julho 2017.

SHAYANI, Rafael Amaral. **Comparação do custo entre Energia Solar Fotovoltaica e Fontes Convencionais**. Brasília: 16 p. Disponível em: <https://edisciplinas.usp.br/pluginfile.php/3427159/mod_resource/content/1/solar.pdf>. Acesso em: 05 de set de 2017

SUNEARTHTOOLS. **Retorno fotovoltaica**. Disponível em: <https://www.sunearthtools.com/pt/solar/payback-photovoltaic.php#txtPB_4>. Acesso em: 28 ago 2017.

URBANETZ, Jair Jr.; CASAGRANDE, Eloy F. J.; TIEPOLO, Gerson. M. **Acompanhamento do Desempenho do Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica do Escritório Verde da UTFPR**. IX CBPE. Florianópolis, 2014.

ZILLES, Roberto. et al. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica**. São Paulo: Oficina de textos, 2012. 208 p.