

REVISTA BRASILEIRA DE ENERGIAS RENOVÁVEIS

SISTEMA DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICO EM INDÚSTRIAS NA SERRA GAÚCHA – ANÁLISE TÉCNICA E ECONÔMICA¹

ALEXANDRE JOSÉ BÜHLER², FABIANO FROSI², FERNANDO HOEFLING SANTOS²,
IVAN JORGE GABE² & AUGUSTO MASSASHI HORIGUTI²

¹Publicado no Ano de 2019;

²Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Rio Grande do Sul- IFRS, *Campus Farroupilha*. Grupo de pesquisa Aplicada em Energias Renováveis- GPAER, alexandre.buhler@farroupilha.ifrs.edu.br.

RESUMO

A energia solar fotovoltaica tem se tornado gradualmente mais interessante no Brasil devido a questões o uso de combustíveis fósseis e seu impacto no meio ambiente, mas principalmente devido ao aumento no custo da energia elétrica, paga pelos consumidores. Somente no ano de 2015, o custo da energia elétrica residencial no Brasil aumentou cerca de 40%, devido ao aumento do uso das usinas termoeletricas. Considerando que desde 2012 o Brasil possui resolução normativa permitindo a geração de energia pelo consumidor, sistemas fotovoltaicos residenciais e industriais conectados à rede passam a ser uma excelente alternativa de geração. Este trabalho apresenta um estudo de caso para a análise do potencial de geração e do tempo de retorno de um sistema de minigeração que seria instalado em uma empresa distribuidora de frutas na serra do estado do Rio Grande do Sul, Brasil. O sistema é dividido em três subsistemas que juntos passam de 2 MWp de potência instalada. A análise da energia gerada é feita com o software SAM do NREL e o tempo de retorno foi estimado considerando diferentes taxas de amortização supondo que todo o investimento seria financiado. Dependendo do cenário analisado, tempos de retorno de até 5 anos podem ser obtidos.

Palavras-chave: Energia solar fotovoltaica, sistema conectado à rede, tempo de retorno

PHOTOVOLTAIC SYSTEM IN INDUSTRIES IN THE MOUNTAINS REGION OF THE RIO GRANDE DO SUL STATE – A TECHNICAL AND ECONOMIC ANALYSIS

Abstract. Photovoltaic (PV) solar energy is becoming gradually more interesting in Brazil either because issues concerning the use of fossil fuels and its impact in the environment, but mainly because of the raising of the grid energy cost, paid by the consumers. Only in 2015, the residential electricity cost increased by 40% driven by increased use of thermoelectric plants. Taking into account that since 2012 Brazil has a Normative Resolution allowing the consumer generates electric energy for self-consumption, residential and industrial PV systems became an excellent alternative for energy generation. This work presents a case study for the analysis of the generation potential and payback time for a "minigeneration" system that would be installed on the facilities of a fruits distributor company in the mountain region of the Rio Grande do Sul state, Brazil. The system is divided in three subsystems that together would have more than 2 MW of installed power. The analysis of the generated energy is performed with the software SAM developed by NREL and the payback time was calculated considering different depreciation rates. All the cost of the PV system is considered financed. Depending on the scenario, it was found payback times from only 5 years.

Keywords: Photovoltaic solar energy, grid connected systems, payback time

1. INTRODUÇÃO

A preocupação com as mudanças climáticas tem crescido fortemente nos últimos anos, principalmente porque há um consenso científico de que a principal causa é humana. Assim, o uso de fontes renováveis de energia pode ser a única alternativa viável que a humanidade tem de minimizar o impacto que o uso descontrolado de combustíveis fósseis ao longo do último século causou do meio ambiente. Felizmente, a inserção de fontes renováveis de energia tem crescido muito no mundo, principalmente a energia solar fotovoltaica e a energia eólica.

O Brasil possui uma matriz energética elétrica predominantemente hídrica, o que faz com que, em comparação a maioria dos países do mundo, sua matriz possa ser considerada

limpa. Segundo dados do BIG – Banco de Informações de Geração da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL (ANEEL, 2017), cerca de 65% de toda a potência instalada no Brasil é de fonte hídrica. Entretanto, mais de 26 % da energia do país ainda é obtida de termoeletricas, dos quais cerca de 16,7% (27 GW) provém de combustíveis fósseis. A Figura 1 apresenta a participação das diferentes fontes de energia na matriz energética elétrica do Brasil.

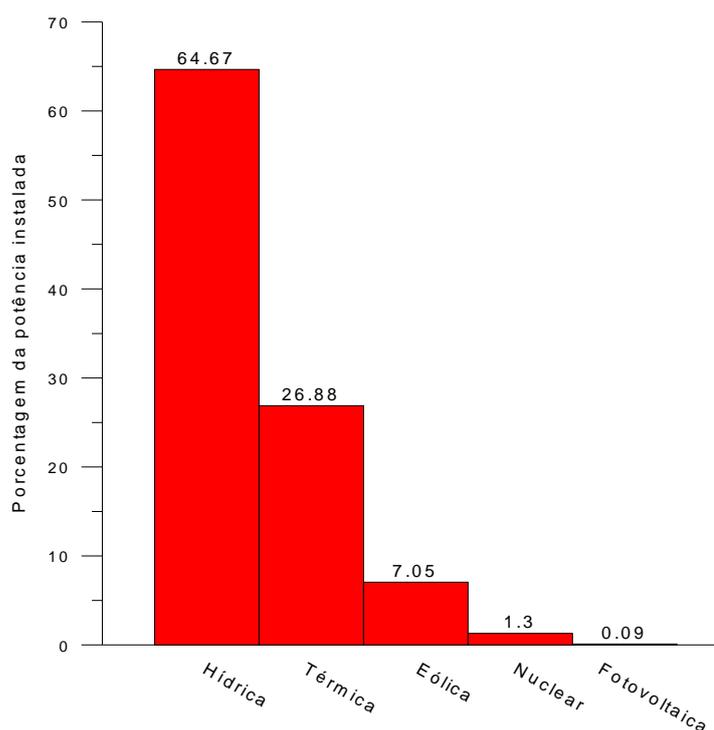


Figura 1: Contribuição de cada fonte energética na matriz energética elétrica brasileira.

Observando a Figura 1, nota-se que a participação da energia fotovoltaica ainda é muito pequena, representando apenas 0,09% da matriz brasileira (aproximadamente 144 MW de 152,7 GW de potência). Por outro lado, existem empreendimentos em construção no momento em um total de 1,06 GW e empreendimentos ainda não iniciados totalizando cerca de 1,79 GW. Pode-se dizer que a fotovoltaica vem se destacando no mercado nacional, principalmente depois da Resolução Normativa N° 482 da ANEEL, que foi atualizada para a Resolução Normativa N° 687 em 2015 (ANEEL, 2015). Segundo esta normativa, existem duas formas de acesso pelo consumidor para a geração de energia elétrica: sistemas de microgeração (até 75 kW) e minigeração (de 75 kW até 5 MW ou 3 MW para fonte hídrica). Do total de

empreendimentos cadastrados na Aneel até o momento, a grande maioria corresponde a sistemas fotovoltaicos de geração.

Segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2014), somente em 2013 o Brasil obteve um aumento de 6,16% no consumo de energia elétrica na classe residencial. Além disso, como a matriz energética brasileira é predominantemente hidráulica com complementação térmica, caso os regimes de chuvas não sejam suficientes, centrais térmicas são acionadas. Isto faz com que o custo da energia para o consumidor suba, já que o custo de geração dessas centrais é muito maior do que das hidrelétricas. Ressalta-se que desde o final de 2012, o setor elétrico brasileiro se insere em um contexto de condições hidrológicas desfavoráveis, com uma diminuição ano após ano da energia gerada (Nakabayashi, 2015). Por essa razão, a complementação térmica impactou diretamente no aumento do preço da energia e em alguns estados, houve um aumento de até 41% no preço da energia elétrica em 2015 (AES, 2015).

Considerando o aumento do custo da energia elétrica, muitas empresas têm estudado a possibilidade de gerar parte de sua energia aproveitando a RN 687. De acordo com essa Resolução, ao final de cada mês, se o sistema fotovoltaico gerar mais energia que a demanda da instalação consumidora, a energia excedente é entregue à rede elétrica e o consumidor é creditado; créditos estes que retornam para a concessionária de energia após 60 meses. O contrário ocorre quando a edificação consome mais energia que a gerada pelo sistema, fazendo com que o medidor registre o fluxo no sentido contrário. Como o mercado de componentes para sistemas fotovoltaicos é relativamente novo no Brasil, ainda existem muitas dúvidas principalmente com relação ao tempo de retorno desses investimentos.

Este trabalho apresenta uma análise do potencial de geração de energia em uma empresa distribuidora de frutas na serra do estado do Rio Grande do Sul, Brasil. Para atender a demanda da empresa o sistema simulado é dividido em três subsistemas que juntos passam de 2 MWp de potência instalada. A análise do potencial de geração é feita com software SAM (System Advisor Model) e o tempo de retorno foi estimado considerando diferentes taxas de amortização supondo que todo o investimento seja financiado.

2. PERFIL DE CONSUMO DE ENERGIA E LOCAL DE INSTALAÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

Este trabalho está focado no estudo de um sistema de geração fotovoltaica para uma empresa que trabalha com comércio de frutas (transporte nacional/internacional). A empresa possui 29 câmaras frigoríficas e uma área total construída de quase 30.000 m². Como a empresa necessita armazenar uma grande quantidade de frutas, existe um consumo considerável de energia elétrica mensal, principalmente devido ao condicionamento térmico em câmaras frigoríficas.

Todo o consumo de energia elétrica da empresa é faturado em três contas separadas. Duas destas se enquadram no padrão rural, o que acarreta em um preço mais baixo da energia da rede, cerca de U\$ 0,11/kWh. Estas duas contas de energia estarão associadas a duas unidades consumidoras chamadas neste trabalho de Unidade 1 e Unidade 2. A terceira conta de energia, que estará associada a Unidade 3, não se enquadra no padrão rural. Por esta razão, possui um custo mais elevado, cerca de U\$ 0,17/kWh. O perfil de consumo entre os meses de janeiro de 2015 e julho de 2016 e o valor médio para o consumo de energia elétrica das Unidades 1, 2 e 3 são apresentados nas Figuras 2, 3 e 4.

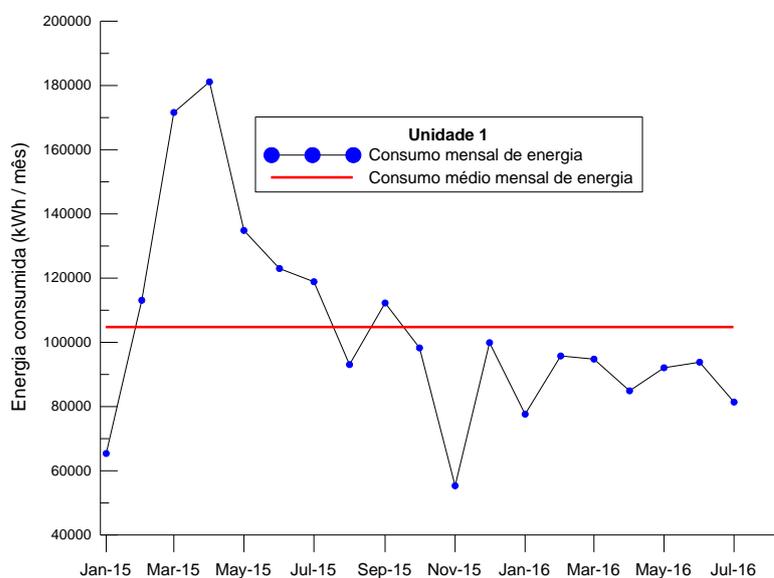


Figura 2: Perfil de consumo e consumo médio mensal para a Unidade 1 entre janeiro de 2015 e julho de 2016.

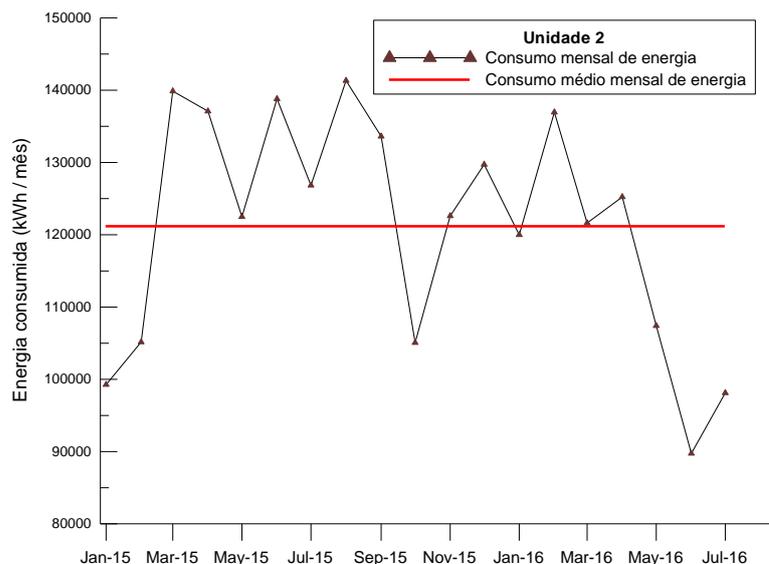


Figura 3: Perfil de consumo e consumo médio mensal para a Unidade 1 entre janeiro de 2015 e julho de 2016.

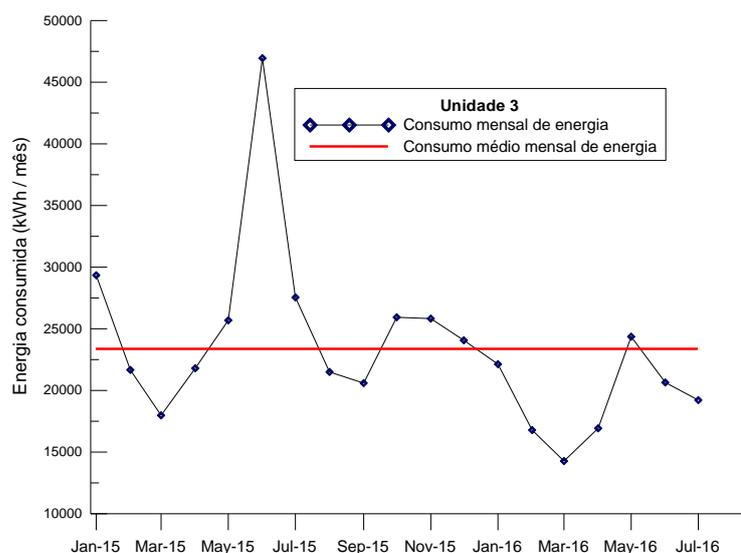


Figura 4: Perfil de consumo e consumo médio mensal para a Unidade 1 entre janeiro de 2015 e julho de 2016.

Durante o período analisado o consumo médio e o custo mensal para a demanda de energia de cada unidade consumidora foi o seguinte. Unidade 1: 104.854 kWh, U\$ 11.573,23; Unidade 2: 121.102 kWh, U\$ 13.265,42 e Unidade 3: 23.237 kWh, U\$ 3.967,91.

3. DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA CADA UNIDADE CONSUMIDORA

Cada unidade consumidora da empresa, onde o sistema fotovoltaico seria instalado, possui um prédio próprio. Todos os prédios possuem 35 m de largura. O prédio da Unidade 1 possui comprimento de 115 m, já as Unidades 2 e 3 possuem, respectivamente, 125 m e 65 m de comprimento. Os três prédios possuem telhados em duas águas com orientação norte-sul e ângulo de inclinação de 5,4°.

Este trabalho abordará duas possibilidades de instalação para as três unidades geradoras. A primeira opção é dividir cada sistema fotovoltaico na unidade geradora em dois subsistemas, cada um deles com os módulos fotovoltaicos instalados sobre o telhado. Como o telhado é de duas águas com orientação norte-sul, um subsistema terá um ângulo de azimute de 0° (voltado para o Norte) e o outro de 180° (voltado para o Sul). Todos os subsistemas terão inclinação 5°, que é aproximadamente a inclinação do telhado. A energia gerada ao longo do tempo para cada um dos sistemas e subsistemas é então comparada com a opção dois que consiste em módulos instalados sobre uma estrutura inclinada de 30°. Esta inclinação corresponde a latitude da cidade onde a empresa está situada, Farroupilha – RS. Como é amplamente conhecido na literatura sistemas com ângulo de inclinação iguais ao da latitude são os que, em geral, geram a maior quantidade de energia ao longo do tempo. Essa comparação será feita com o objetivo de determinar a quantidade de energia que o sistema geraria a menos em comparação com a melhor situação.

O primeiro passo para o dimensionamento do sistema é determinar a radiação solar disponível no local. Foi utilizado o software Radiasol 2 (Labsol, 2016) desenvolvido pelo Laboratório de Energia solar da Universidade Federal do Rio Grande do Sul para a determinação do valor médio diário de irradiação no pano desejado. Este software utiliza o banco de dados do projeto SWERA (SWERA, 2016) e permite o cálculo da radiação solar disponível para o ângulo de azimute e de inclinação do módulo desejado e para qualquer local do território brasileiro. Os valores encontrados para a radiação solar disponível nas diferentes situações são apresentados na Tabela 1.

Tabela 1 – Valores de irradiação média mensal para três diferentes orientações de módulos

Inclinação dos módulos (°)	Azimute (°)	G_D (kWhm ⁻² /dia)
30	0	4,68
5	0	4,35
5	180	4,13

De posse dos dados de radiação inclinada e do consumo médio é possível calcular a potência a ser instalada para atender a demanda de cada unidade consumidora através da Eq. (1):

$$P_M = \frac{C}{tG_D PR} \quad (1)$$

onde o C é o consumo mensal em kWh/mês, P_M é a potência da instalação, G_D é a irradiação disponível em kWh/m²/dia, t é o tempo em dias de geração (30 dias se o consumo for mensal) e PR é a taxa de desempenho do sistema (do inglês, Performance Ratio). O índice PR nada mais é do que a razão entre a energia produzida em um intervalo de tempo pela máxima energia teórica produzida. Este índice pode variar conforme as especificações do sistema instalado como localização, distribuição espectral da irradiância do local, tecnologia de módulo empregada no sistema. Outros fatores também podem influenciar na produção da energia fotovoltaica, como acúmulo de poeira sobre os módulos ou perdas por conexão. Matematicamente o índice PR é definido pela Eq. (2).

$$PR = \frac{E(T)}{\frac{P_M}{G^*} \int_T G(t) dt} \quad (2)$$

onde: $E(T)$ é a energia real gerada pelo sistema no tempo T , P_M é a potência pico instalada, $G(t)$ é a irradiância incidente no sistema fotovoltaico e G^* é a irradiância de referência (1000 W/m²).

Determinando o consumo de mensal em kWh, considerando a radiação disponível por meio de um mapa solarimétrico ou software adequado é possível dimensionar o sistema para gerar energia suficiente para atender a demanda de cada unidade. O dimensionamento do sistema passa ainda pela escolha dos módulos e do inversor, sendo que as máximas tensão e corrente geradas pelo sistema devem estar dentro dos limites do inversor escolhido.

A Tab. 2 apresenta os dados do módulo escolhido para a simulação e a Tab. 3 apresenta os dados dos inversores escolhidos. O inversor de menor potência foi escolhido para a Unidade 3 e o outro inversor para as Unidades 1 e 2.

Tabela 2 – Dados técnicos do módulo escolhido para a simulação

<i>TECNOLOGIA</i>	<i>MC-SI</i>
MARCA	Yingli Energy
MODELO	YL260P-29b
P_M [W]	260
EFICIÊNCIA [%]	16,01
V_{oc} [V]	44,6
I_{sc} [A]	8,0
DIMENSÕES [M]	1,0 x 1,6

Tabela 3 – Dados técnicos dos inversores escolhidos para a simulação

<i>FABRICANTE</i>	<i>FRONIUS</i>	<i>FRONIUS</i>
MODELO	CL 44.4 Delta240	CL 60.0 WYE277
POTÊNCIA NOMINAL	44,4 kW	60 kW
POTÊNCIA FV RECOMENDADA	37,8 – 52 kW	51 – 70,2 kW
TENSÃO DE ARRANQUE*	245 V	245 V
TENSÃO DE OPERAÇÃO DO MPPT	230 V – 500 V	230 V – 500 V
MÁXIMA TENSÃO DE ENTRADA	600 V	600 V
MÁXIMA CORRENTE DE ENTRADA	205,4 A	277,5 A
FASES	3	3

* Mínimo valor de tensão a partir do qual o inversor entra em operação

Aplicando a Eq.(1) para o cálculo das potências a serem instaladas para atender a demanda de energia de cada unidade encontram-se os seguintes valores: Unidade 1 – 970,4 kW, Unidade 2 – 838,0 kW e Unidade 3 – 207,7 kW. Esses valores foram calculados supondo um de PR de 0,77, valor que pode ser estimado por simulações com o software SAM para o sul do Brasil. A partir dessas potências pode-se estimar a área necessária para cada sistema, simplesmente dividindo a potência total pela área de cada módulo (1,6 m² para o módulo escolhido neste trabalho). O sistema da Unidade 3 requer 1280 m² para 800 módulos. Esta área é compatível com 2275 m² disponíveis na Unidade 3. Entretanto, na Unidade 1 que possui 4375 m² seriam necessários 5969 m² para um total de 3730 módulos. O mesmo problema ocorre na Unidade 2 que possui 4025 m², mas que precisaria de 5157 m² para um total de 3223 módulos. Para esta situação optou-se por dimensionar o sistema da Unidade 3 baseado em sua demanda de energia, mas dimensionar os sistemas das Unidades 1 e 2 pela área disponível.

Um detalhe muito importante no projeto da instalação dos módulos no telhado é prever um espaço para circulação de pessoal técnico. Isso facilita eventuais tarefas de reparos e limpeza no sistema. Por essa razão os sistemas das Unidades 1 e 2 foram redimensionados. A

Unidade 1 ficaria com 1250 módulos por água do telhado (2500 módulos no total, equivalente a 650 kW) e teria uma área coberta por módulos fotovoltaicos de 4000 m². A Unidade 2 ficaria com 1150 módulos (2300 módulos no total, equivalente a 598 kW) com uma área coberta por módulos fotovoltaicos de 3680 m².

A partir dos dados analisados, e com a potência de cada unidade consumidora definida, utilizou-se o software SAM (System Advisor Model) para a simulação de cada sistema e subsistema a fim de se obter uma estimativa da energia gerada ao longo dos anos por cada sistema. Foi considerada uma taxa de degradação do sistema de 0,78% ao ano conforme Jordan e Kurtz (2013). Essa degradação é válida para sistemas fotovoltaicos de silício multicristalino.

A Tab.4 apresenta as principais características de cada um dos sistemas simulados no SAM.

UNIDADE	1	2	3
POTÊNCIA FV	650,125 kW	598,115 kW	196,078 kW
NÚMERO DE MÓDULOS	2500	2300	754
ÁREA NECESSÁRIA	4060m ²	3735,2 m ²	1224,5 m ²
MÓDULOS POR STRING	10	10	13
NÚMERO DE INVERSORES UTILIZADOS	10	10	4
STRINGS EM PARALELO	25	23	14, 14, 15, 15
PR	0,80	0,80	0,79
ENERGIA NO PRIMEIRO ANO (30°)	911.771 kWh	838.781 kWh	272.703 kWh
ENERGIA NO PRIMEIRO ANO (SOBRE O TELHADO)	840.623 kWh	773.214 kWh	251.202 kWh

Entende-se por *string* o conjunto de módulos ligados em série. Para cada inversor um número de *strings* é conectado em paralelo, obedecendo a máxima corrente de entrada tolerada pelo inversor. Pode-se verificar que em todos os casos este requisito é respeitado.

Como o software utilizado para a simulação dos sistemas fotovoltaicos utiliza dados climáticos para um ano típico, a simulação fornece o perfil de produção mês a mês. O perfil de produção para o primeiro ano da Unidade 3 é apresentado na Fig. 5, tanto para o caso do sistema com módulos instalados a 30° quanto para o caso dos módulos estarem sobre o telhado.

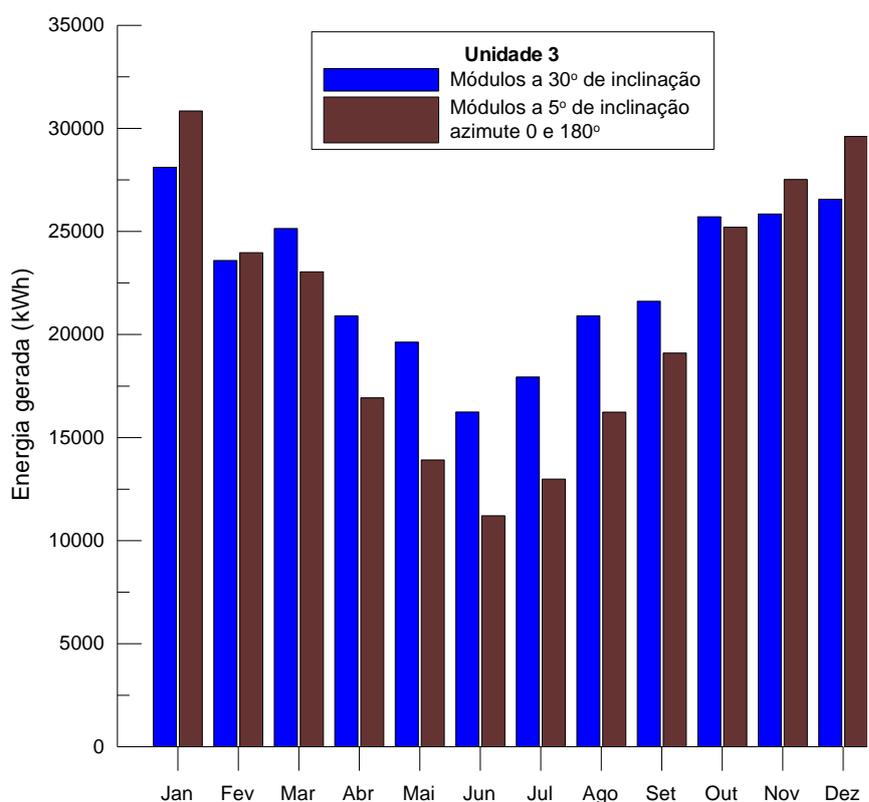


Figura 5 - Perfil de produção mensal de energia para a Unidade 3 nas duas possibilidades estudadas:

Como esperado para um local de latitude de 30°, o sistema simulado com os módulos inclinados no valor da latitude produz maior energia ao ano. Para o caso estudado, no primeiro ano de produção seriam esperados 272.703 kWh. Por outro lado, se os módulos fossem instalados sobre o telhado, tendo então 5° de inclinação o sistema produziria 251.202 kWh. Vale lembrar que nesta configuração metade do sistema estaria voltada para o Norte e a

outra metade para o Sul. A diferença de produção de energia entre as duas opções seria de 8%, mesmo valor que seria encontrado para as Unidades 1 e 2.

4. ANÁLISE DE TEMPO DE RETORNO DO SISTEMA

Em muitos casos, uma análise de tempo de retorno simplificada pode levar a conclusões errôneas com relação ao tempo de retorno. Em Gomes e Gasparin (Gomes e Gasparin, 2016), por exemplo, é apontado que sistemas fotovoltaicos com tempos de retorno que são usualmente estimados entre 5 a 7 anos, podem chegar a 14 anos dependendo de uma série de valores, entre eles a taxa de juros e tempo de amortização do sistema. Tempos de retorno menores geralmente decorrem de análises que levam em conta que o interessado pague todo o investimento com recursos próprios, o que muitas vezes é impossível ou inviável. De fato, analisar com um maior grau de precisão o tempo de retorno de um sistema é muito importante para avaliar se um sistema fotovoltaico é mesmo rentável, do ponto de vista de investimento. Em sistemas residenciais, devido ao valor do investimento não ser muito elevado, não é incomum que o investidor pague todo o sistema sem recorrer a um empréstimo bancário. Porém em sistemas que visem gerar energia para indústrias, os valores tipicamente envolvidos são muito maiores. Nestes casos, o envolvimento de um financiamento bancário é muito mais provável.

Para a elaboração de um estudo de tempo de retorno em um sistema fotovoltaico com o custo totalmente financiado por um agente financeiro é necessário uma avaliação do cenário financeiro atual e levar em conta diversas variáveis no processo de financiamento disponível como a taxa de juros empregada, o método de amortização da dívida e o aumento da energia elétrica por parte da concessionária da rede.

Na análise realizada neste trabalho, foi levado em conta um sistema onde o valor da parcela de financiamento equivale a economia mensal de energia. Em outras palavras, o valor médio mensal que deixaria de ser pago para a concessionária devido a geração de energia do sistema fotovoltaico é igual ao valor pago pelo empréstimo. Para este cenário foi considerado um aumento médio anual de 6,38% na tarifa de energia elétrica, correspondente ao aumento médio dos últimos 10 anos (ANEEL, 2016). Outra variável no sistema que altera o estudo de viabilidade é o preço pago pela instalação do sistema. Neste estudo foram considerados valores que variam de U\$ 1,29/Wp a U\$ 2,35/Wp de potência instalada. Esses valores

representam aproximadamente o mínimo possível a ser pago por um sistema fotovoltaico no Brasil (dependendo evidentemente de uma serie de fatores) e um valor máximo aceitável.

Atualmente, ainda não existem amplas linhas de crédito específicas para geração de energia distribuída, estando o mercado restrito à apenas algumas instituições que praticam taxas de juros de diferentes valores. Neste estudo foram consideradas taxas anuais de juros entre 3% a 12%, abrangendo assim grande parte dos financiamentos disponíveis no mercado brasileiro. O tempo de retorno é alcançado quando a soma dos valores da energia gerada pelo sistema se equivale ao montante pago pelo financiamento levando em conta a taxa de juros e o aumento tarifário anual. Ainda nesta análise foi definido um limite de 20 anos como sendo o tempo máximo de retorno para que o sistema seja financiado, uma vez que este prazo é bastante comum entre agentes de financiamentos. Em todos os cenários analisados foi adotado sistema de Tabela Price.

Como as unidades 1 e 2 possuem valor de tarifa energética menor que a unidade 3, foi realizada uma análise em separado para as estas unidades. A figura 6 mostra um gráfico com um comparativo entre o maior e menor custo de instalação.

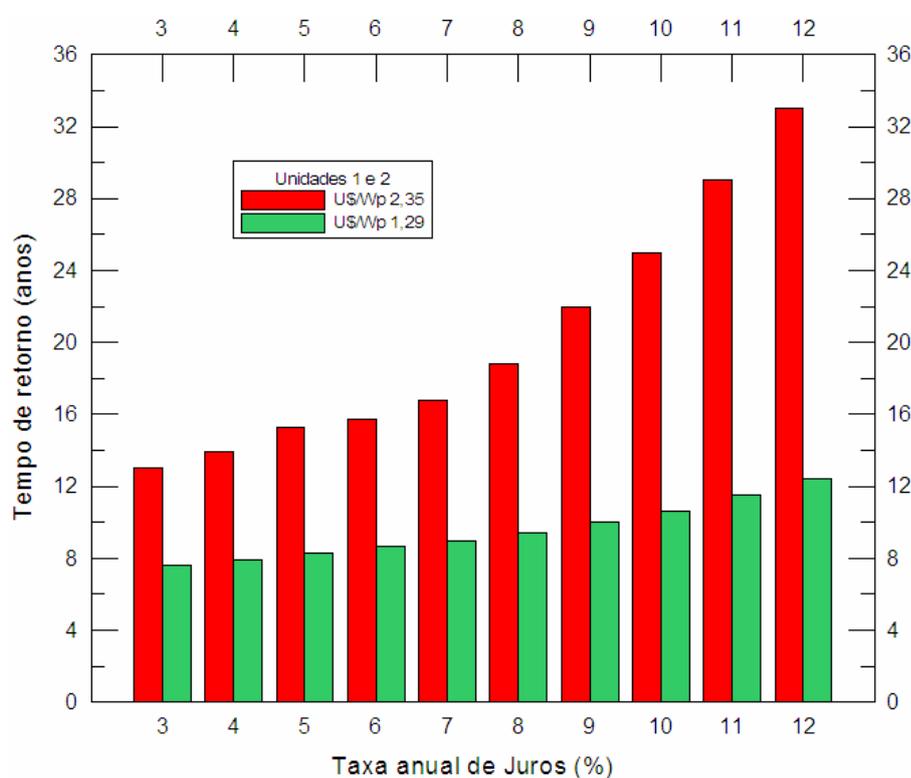


Figura 6 – Análise do tempo de retorno para diferentes taxas de juros para as unidades 1 e 2

Esta análise se mostra relevante quando comparadas as taxas de juros e o tempo de retorno, podendo avaliar a melhor escolha de acordo com o preço pago pela instalação de cada sistema. Neste comparativo, para um custo de instalação de U\$ 1,29 e uma taxa de juros de 3% o tempo de retorno se estabelece entre 7 e 8 anos. Para uma taxa de 12%, o tempo de retorno é alcançado entre 12 e 13 anos. Por outro lado, este mesmo tempo de retorno de 12 a 13 anos, é estabelecido para uma taxa de 3% para o maior custo de instalação analisado. O prazo de 20 anos de amortização ocorre com uma taxa de aproximadamente 8% ao ano, sendo que para taxas maiores o tempo de retorno ultrapassa o limite estabelecido de 20 anos.

Por outro lado, um cenário mais otimista é encontrado quando a análise é realizada para a unidade 3, resultado que já era esperado, pois possui tarifa energética maior que as demais. A figura 7 mostra um gráfico com o comparativo do tempo de retorno para o maior e menor custo de instalação para valores tarifários correspondentes à unidade 3.

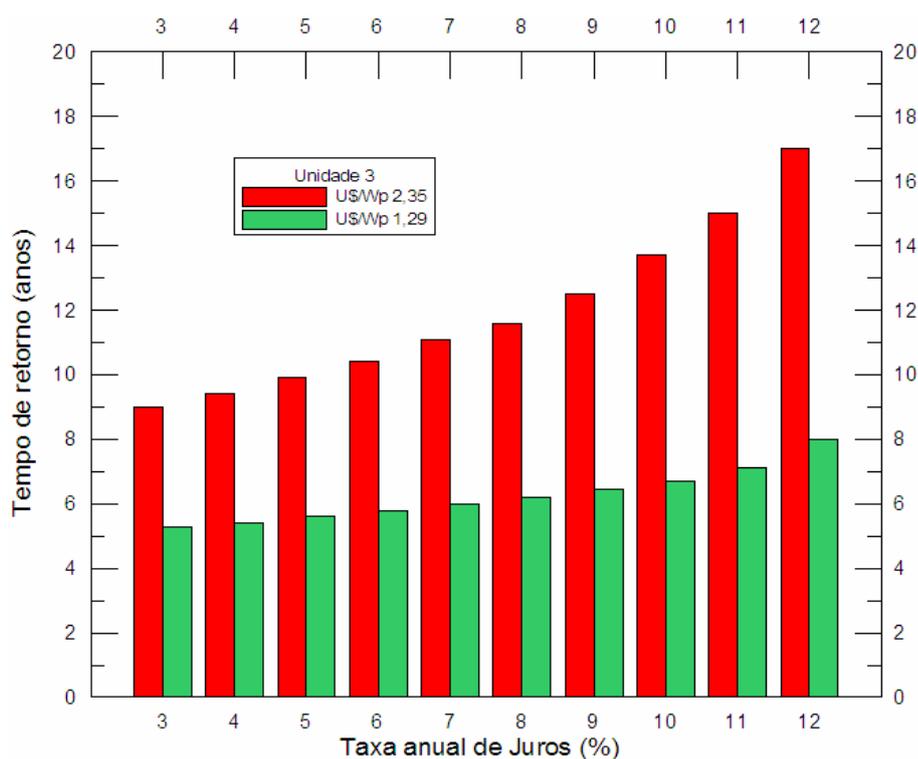


Figura 7 – Análise do tempo de retorno para diferentes taxas de juros para a unidade 3.

Para o menor custo de instalação e uma taxa de juros de 3% ao ano o tempo de retorno está entre 6 e 7 anos e para uma taxa de 12% o tempo de retorno se encontra entre 7 e 8 anos. Neste cenário, é oportuno observar que o tempo de retorno não sofre grande variação de acordo com o aumento da taxa de juros, fator que se deve ao baixo custo do sistema

(U\$/Wp) e a maior tarifa de energia elétrica. De outra forma, para um custo de U\$ 2,35/Wp nesta unidade, o tempo de retorno fica entre 10 e 11 anos para a menor taxa de juros analisada e entre 16 e 17 anos para a maior taxa analisada. Isto significa que, devido ao custo pago pela energia na Unidade 3, em qualquer cenário analisado seria válido um financiamento, desde que observada a relação ideal entre taxa de juros e tempo de amortização.

5. CONCLUSÕES

Foi realizado um estudo de caso para dimensionamento e análise do tempo de retorno para três sistemas fotovoltaicas em uma empresa de comércio nacional e internacional de frutas na serra gaúcha. Cada sistema seria instalado no telhado de um prédio distinto, mas todos com telhado com 5° de inclinação a duas águas (uma voltada para o norte e uma para o sul). Devido a falta de área suficiente no telhado dos prédios da empresa, dois sistemas foram dimensionados de acordo com a área disponível, enquanto o terceiro foi dimensionado de acordo com a demanda de energia. Os três sistemas são considerados de minigeração e tiveram as seguintes potências de dimensionamento: Unidade 1 – 650,125 kW, Unidade 2 – 598,115 kW, Unidade 3 – 196,078 kW. Estes dimensionamentos levaram em conta que os sistemas seriam instalados diretamente sobre o telhado, o que acarretou em 8% a menos de energia gerada ao longo ano em relação a um sistema com orientação ótima para o local (30° de inclinação dos módulos e azimute 0°).

A análise do tempo de retorno foi feita considerando que todo o investimento seria pago com a economia de energia, e totalmente pago via financiamento. Foram consideradas taxas de juros de 3% a 12% ao ano e estimado um tempo máximo de amortização de 20 anos. As conclusões encontradas para os quatro cenários avaliados, com relação ao tempo de retorno do investimento e relação taxa de juros - tempo de amortização, podem ser expressas pelos seguintes itens:

a - Para as Unidades 1 e 2 (custo de energia da rede de U\$ 0,11/kWh), considerando o menor custo para o sistema fotovoltaico, taxas de juros anuais de até 12% são praticáveis, acarretando em um tempo de amortização de 13 anos.

b - Também para as Unidades 1 e 2, considerando o custo mais alto do sistema fotovoltaico, taxas de juros de até 8% são praticáveis, ocasionando, para esta taxa de juros, uma amortização com o tempo limite estipulado de 20 anos.

c - Para a Unidade 3 (custo de energia da rede de U\$ 0,17/kWh), tanto para o custo mais baixo ou mais alto do sistema fotovoltaico, taxas de juros de até 12% são praticáveis. Com juros de 12% ao ano, o sistema fotovoltaico com o menor custo seria amortizado em 8 anos, enquanto o sistema fotovoltaico com o maior custo precisaria de 17 anos.

Agradecimentos

Os autores agradecem o apoio financeiro do Instituto Federal do Rio Grande do Sul (IFRS) e da empresa Silvestrin Frutas para a realização deste trabalho.

REFERÊNCIAS

- AES Eletropaulo- Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo, (2015), Disponível em: www.aeseletropaulo.com.br, Acesso em: Junho/2015.
- ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica (2016). Relatório de tarifa Média por Classe de Consumo e por Região. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/relatorios-tecnicos>, Acesso em: Dezembro/2016.
- ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica (2017). BIG - Banco de Informação de Geração. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>. Acesso em julho de 2017.
- ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica (2017). RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 687. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>
- EPE (2014)- Empresa de Pesquisa Energética- Disponível em www.epe.gov.br- Acesso em junho/2015.
- GOMES, L. A. E GASPARIN, F. P., 2016. Análise de casos para amortização do financiamento de um sistema fotovoltaico conectado à rede. Anais do VI Congresso Brasileiro de Energia Solar – Belo Horizonte.
- JORDAN, D. C. AND KURTZ, S. R. (2013), Photovoltaic Degradation Rates – an Analytical Review. Prog. Photovolt: Res. Appl, 21:12-29.
- LABORATÓRIO DE ENERGIA SOLAR DA UFRGS – Labsol (2016). Radasol 2. Disponível em: <http://www.solar.ufrgs.br/#ensino>
- NAKABAYASHI, R., Geração Fotovoltaica no Brasil: Viabilidade Econômica, Instituto de Energia e Ambiente da USP, Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos, São Paulo, 2015.

PROJETO SWERA (2016). Disponível em: <https://maps.nrel.gov/swera>