

AVALIAÇÃO FINANCEIRA E DE DESEMPENHO DE UM SFCR NUMA RESIDÊNCIA TÍPICA DO SUL DO BRASIL

R. Possebon¹, L.J. Rodrigues².

Escola de Engenharia – Universidade Federal do Rio Grande do Sul
Rua Sarmento Leite, 425 – Porto Alegre/RS, Brasil – CEP 90050-170
Tel. 51-33083167 – Fax 51-33083222 e-mail: leticia.jenisch@mecanica.ufrgs.br

Recibido 13/08/16, aceptado 10/10/16

RESUMO: Este trabalho apresenta a avaliação de desempenho de um SFCR - 1,225 kWp com 8,118 m² de área - localizado na cidade de Porto Alegre, Rio Grande do Sul. A aquisição de dados é realizada através do software *System Advisor Model* (SAM). Além da potência e da energia AC, são medidos, também, a irradiação e as temperaturas ambiente e dos módulos, com o objetivo de analisar a influência destas variáveis no sistema. Por fim, é simulada a inserção deste SFCR em uma residência típica, hipotética, da região sul do Brasil. As características de consumo dessa residência são determinadas pela EPE - Empresa de Pesquisa Energética. Os resultados obtidos demonstram que os cinco módulos, que compõem o arranjo, são capazes de prover energia extra, além da demanda, para os meses de novembro a fevereiro. Ademais, o impacto financeiro é significativo, representando uma economia de 55% no período de menor insolação.

Palavras chave: sistema fotovoltaico conectado à rede, SFCR, geração distribuída, microgeração.

INTRODUÇÃO

Nos últimos anos, o crescimento populacional, aliado ao desenvolvimento de novas tecnologias, resultou em um aumento da demanda de energia elétrica que, somado às alterações climáticas tem colocado em questão a confiabilidade dos modelos de geração e distribuição utilizados no Brasil. Esse cenário evidencia a centralização da produção (EPE, 2015b) e, devido à grande participação da energia hidrelétrica na matriz elétrica, o Brasil enfrenta problemas para entregar energia com qualidade, bom preço e segurança em períodos de escassez pluviométrica.

Paralelo à atual dificuldade de suprir a demanda energética está o potencial brasileiro em geração de energia fotovoltaica, acrescido da regulamentação da mini e microgeração distribuída, via Resolução Normativa 687/2015 da ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2015) que estabelece as condições gerais para o acesso de micro e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia a fim de obter compensação de energia elétrica. Sendo assim, é permitida a troca de energia entre o usuário e a rede, ou seja, quando a unidade consumidora gera mais energia que consome são criados créditos que podem ser utilizados para reduzir o valor da fatura.

Para a correta instalação e utilização de SFCR é necessária a avaliação de alguns parâmetros. Nesse sentido, Gasparin e Krenzinger (2016) estudam o desempenho de sistemas fotovoltaicos em diversas cidades brasileiras para diferentes inclinações e orientações. Para a simulação, utilizam a ferramenta SAM (*System Advisor Model*) para a análise de sistemas residenciais de 1500 Wp. Entre as cidades analisadas está Santa Maria, Rio Grande do Sul, a qual possui desempenho anual máximo para inclinações de 20, 25 e 30 graus e orientação Norte. Devido à proximidade dessa cidade com Porto Alegre, onde se encontra o sistema analisado, utiliza-se o valor de 20 graus de inclinação na confecção do suporte do SFV com o objetivo de maximizar a energia gerada anualmente e minimizar efeitos do vento.

¹ Engenheiro de Energia.

² Professora Adjunta do Departamento de Engenharia Mecânica

Pozzobon (2016) simula o desempenho de um SFCR, localizado em Porto Alegre, orientado para o Norte com diferentes inclinações. O valor máximo de energia ao longo do ano é encontrado para 30 graus e são observadas variações inferiores a 1% de geração de energia para as inclinações de 20 e 40 graus. Devido à pequena diferença de produção e visando diminuir a influência do vento, o ângulo de 20 graus escolhido para o sistema fotovoltaico do trabalho em questão é adequado.

Pinho e Galdino (2014) apresentam a evolução da utilização de energia fotovoltaica no Brasil. Além disso, tratam dos cuidados e obrigações ao lidar com sistemas fotovoltaicos. O manual abrange normas, regulamentos, conceitos básicos, tecnologias, elaboração de projetos e de instruções para instalação e para manutenção.

Miranda (2014) analisa a viabilidade financeira de arranjos fotovoltaicos com diferentes potências. Também estuda o dimensionamento dos elementos que constituem os sistemas e a orientação dos módulos. Dentre os arranjos, o caso de maior sucesso é de 3,92 kWp, que obteve TIR de 12,3%, sendo, assim, economicamente viável quando comparado ao rendimento anual oferecido pela poupança.

Por fim, além da diversificação da matriz elétrica do país, que proporciona maior independência dos recursos hídricos e torna o sistema mais robusto, a implementação da geração distribuída reduz a necessidade de investimentos na área de transmissão, já que a energia é gerada próxima ao centro de consumo (EPE, 2014). A partir dos motivos já mencionados, com ênfase na regulamentação da compensação de energia elétrica, a inserção de SFCR faz-se favorável. Assim, a avaliação de desempenho de SFCRs, bem como seu impacto financeiro para usuários residenciais, torna-se importante.

CASO DE ESTUDO

Este trabalho consiste em analisar o comportamento de um SFCR composto por cinco módulos em série, que resultam em uma potência de pico de 1,225 kW. Com o objetivo de maximizar a energia gerada anualmente e minimizar a ação do vento no arranjo, os módulos são instalados com inclinação de 20 graus, Figura 1. A partir da avaliação dos dados medidos, simula-se o impacto financeiro produzido pelo sistema se o mesmo for instalado em uma residência típica da região sul do Brasil. As características de consumo dessa residência hipotética são fornecidas pela EPE (2015a). O sistema encontra-se instalado no Laboratório de Energia Solar (LABSOL) da Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS). Maiores detalhes sobre o arranjo estão disponíveis em (Possebon, 2016).



Figura 1: Arranjo instalado com 20 graus de inclinação.

Utiliza-se, para a aquisição de dados, o período compreendido entre os dias 17 de maio de 2016 e 15 de junho de 2016, totalizando 30 dias de medições. O tempo de integralização de cada leitura é de 3 minutos. Cabe salientar que os horários de início e de término das medições diárias são função do funcionamento do inversor. Ou seja, o sistema só é acionado com tensão mínima de 120 V no lado CC. Os parâmetros medidos são os seguintes: potência AC, energia gerada, do lado AC, temperaturas ambiente e dos módulos e irradiação. Os parâmetros elétricos são obtidos através da verificação da entrada (corrente contínua) e da saída (corrente alternada) do inversor. Entretanto, para a obtenção dos valores de temperatura e irradiação é necessária a implementação de sensores, PT-100 e célula sensora

fotovoltaica, respectivamente, que são aferidos e disponibilizados pelo LABSOL. Para fins de avaliação, são feitas três análises: uma análise mensal, levando-se em consideração a totalidade dos dados medidos, e duas análises diárias, as quais foram escolhidas em função dos valores de irradiação.

RESULTADOS

Nesta seção são apresentados os resultados obtidos, os quais estão separados em função das três análises explicadas na seção anterior. Por último, é apresentado o impacto na tarifa mensal e a análise de viabilidade financeira no caso de inserção deste SFCR em uma residência típica.

Análise Mensal

A Tabela 1 apresenta os valores diários referentes à energia no lado AC do inversor, E_{ac} , à irradiação, I , à irradiância total observada no sistema fotovoltaico, H , e à média das temperaturas ambiente, T_{amb} , e dos módulos, T_{mod} . Visto que é necessária certa faixa de tensão para a aquisição de dados, T_{amb} e T_{mod} correspondem à média das temperaturas durante o período de funcionamento do sistema, o qual é dado por volta das 7 horas às 17h30min, aproximadamente. A última linha da Tabela 1 ilustra as médias diárias dos parâmetros analisados.

| Dia | E_{ac} [Wh/dia] | I [Wh/m ² /dia] | H [Wh/dia] | T_{amb} média [°C] | T_{mod} média [°C] |
|--------------|-------------------|------------------------------|--------------|----------------------|----------------------|
| 17/mai | 3751 | 3397 | 27581 | 12,5 | 17,2 |
| 18/mai | 4831 | 4491 | 36456 | 13,1 | 20,2 |
| 19/mai | 4065 | 3858 | 31320 | 14,3 | 21,0 |
| 20/mai | 1961 | 1932 | 15684 | 14,3 | 17,2 |
| 21/mai | 1903 | 1781 | 14459 | 16,1 | 19,5 |
| 22/mai | 771 | 806 | 6545 | 14,9 | 15,3 |
| 23/mai | 2870 | 2611 | 21195 | 12,9 | 16,8 |
| 24/mai | 4766 | 4629 | 37580 | 15,7 | 26,1 |
| 25/mai | 3707 | 3516 | 28545 | 13,6 | 18,5 |
| 26/mai | 3560 | 3330 | 27035 | 12,8 | 18,0 |
| 27/mai | 1394 | 1355 | 10997 | 15,6 | 13,9 |
| 28/mai | 3530 | 3387 | 27497 | 19,4 | 26,4 |
| 29/mai | 521 | 607 | 4930 | 18,7 | 16,9 |
| 30/mai | 2525 | 2334 | 18944 | 18,4 | 20,9 |
| 31/mai | 2294 | 2244 | 18220 | 17,3 | 21,3 |
| 01/jun | 4382 | 4167 | 33831 | 15,9 | 23,4 |
| 02/jun | 4136 | 3868 | 31396 | 14,4 | 21,4 |
| 03/jun | 2192 | 2134 | 17321 | 12,3 | 15,7 |
| 04/jun | 3951 | 3710 | 30115 | 11,9 | 15,6 |
| 05/jun | 3292 | 3112 | 25263 | 12,6 | 20,3 |
| 06/jun | 2721 | 2602 | 21123 | 12,7 | 18,8 |
| 07/jun | 4942 | 4569 | 37088 | 12,7 | 18,8 |
| 08/jun | 5513 | 5083 | 41264 | 12,5 | 19,5 |
| 09/jun | 5497 | 5078 | 41220 | 10,5 | 17,4 |
| 10/jun | 2306 | 2118 | 17191 | 9,4 | 13,7 |
| 11/jun | 4987 | 4551 | 36943 | 9,1 | 16,1 |
| 12/jun | 5424 | 4997 | 40562 | 10,3 | 18,4 |
| 13/jun | 5065 | 4870 | 39533 | 13,3 | 25,4 |
| 14/jun | 3733 | 3521 | 28584 | 14,3 | 21,5 |
| 15/jun | 4092 | 4005 | 32512 | 17,1 | 27,7 |
| Média Diária | 3490 | 3289 | 26698 | 13,9 | 19,4 |

Tabela 1: Valores diários medidos durante o período de 30 dias.

Ao longo do período, são produzidos, aproximadamente, 105 kWh de energia. A irradiação média diária é de 3,3 kWh/m², a qual está próxima dos valores obtidos utilizando-se os Softwares Radosol 2 e SWERA, 3,69 kWh/m² e 3,16 kWh/m², para os meses de maio e junho, respectivamente, para a cidade de Porto Alegre com a orientação e inclinação características do sistema.

Análises Diárias

Num segundo momento, são definidas as datas para as análises diárias, em função da irradiação. Ou seja, escolhe-se o dia que apresenta a máxima irradiação diária, caracterizando um dia de céu limpo, e o dia com irradiação diária similar à média obtida na análise mensal, caracterizando o que se denomina de “dia típico” para o período. A irradiação diária máxima no período é medida no dia 08 de junho, cujo valor é de 5,083 kWh/m². As curvas de energia gerada no lado AC e de irradiação, ao longo do dia, são apresentadas na Figura 2a.

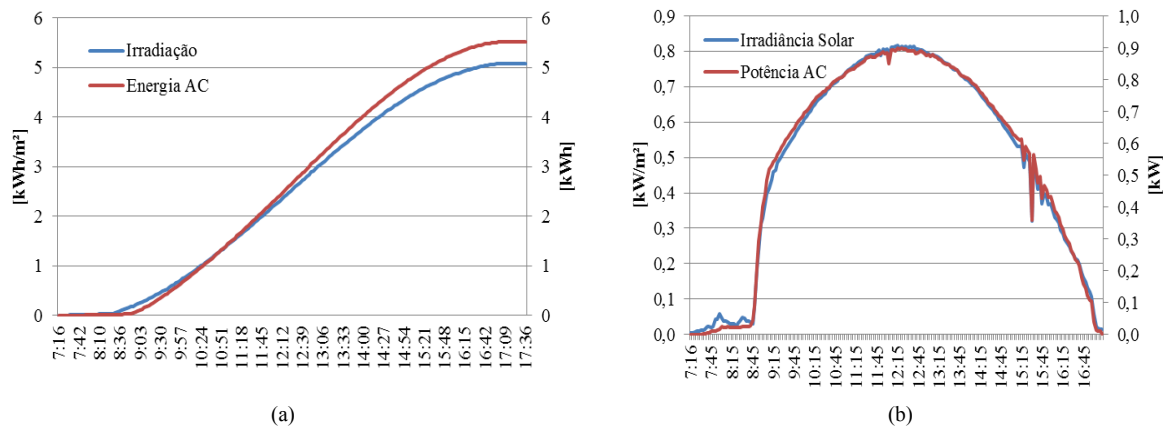


Figura 2: (a) Energia e irradiação para dia de céu limpo. (b) Potência e irradiância para dia céu limpo.

A Figura 2b ilustra o comportamento das curvas de potência instantânea, no lado AC do inversor, e de irradiância. Os valores foram medidos entre 07h16min e 17h36min. O comportamento suave das curvas evidencia um dia de céu limpo, livre de grandes variações em quase toda a sua totalidade. A exceção são as flutuações observadas no período inicial, que se devem às árvores próximas ao local de instalação do sistema, e as pequenas variações, entre as 15h03min e 15h42min, evidenciando a presença de nuvens. O valor máximo da irradiância foi de 0,816 kW/m², às 12h15min. Em ambos os gráficos, Figuras 2a e 2b, é possível observar a relação direta dos parâmetros avaliados.

Dia Típico

O “dia típico”, no qual a irradiação diária é de 3,33 kWh/m², é 26 de maio. Esta irradiação está associada ao período compreendido entre 07h26min e 17h33min. As curvas de energia gerada no lado AC e de irradiação, ao longo do dia, são apresentadas na Figura 3a.

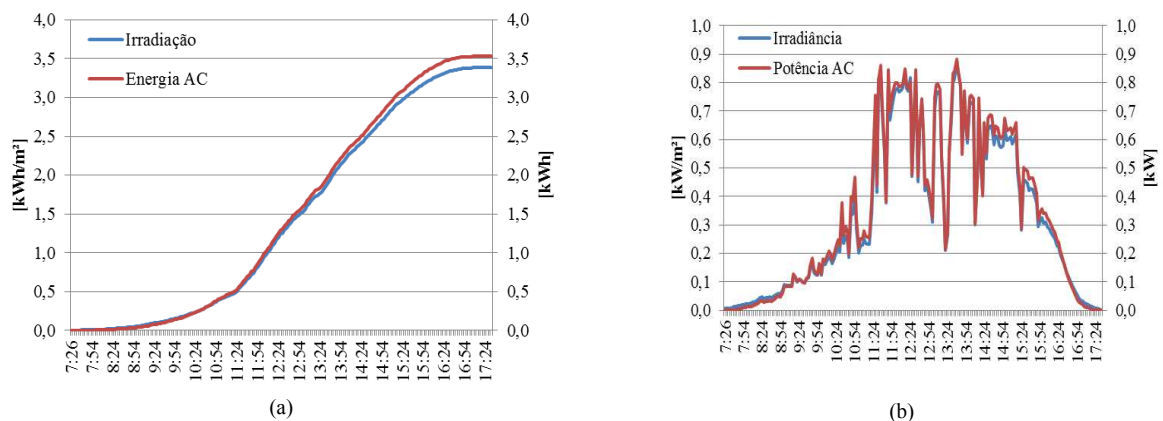


Figura 3: (a) Energia e irradiação para o “dia típico”. (b) Potência e irradiância para o “dia típico”.

A Figura 3b apresenta as curvas de potência do lado AC e de irradiância para o “dia típico”. As curvas possuem diversas variações ao longo do dia, as quais são intensificadas por volta das 12 horas. Diferentemente do dia ensolarado, o “dia típico” não possui comportamento suave, devido à presença de nuvens. Nesse dia, o pico de irradiância foi de 0,875 kW/m² às 13h39min. É interessante notar que o pico de irradiância evidenciado no “dia típico” é superior ao do dia ensolarado, fato que é possível devido ao dia de máxima geração estar mais próximo do solstício de inverno. Sendo assim, durante alguns períodos livres de interferências provocadas por nuvens é possível observar uma irradiância maior no segundo caso, mesmo obtendo uma menor produção diária de energia.

Avaliação da potência AC em função da temperatura dos módulos e da irradiância

Para a avaliação da potência AC em função da temperatura dos módulos são utilizados dados de irradiância, de potência do lado AC do inversor e de temperatura do módulo. Para a determinação do coeficiente de avaliação são selecionados os valores de irradiância próximos de 800 W/m², valor que corresponde à operação NOCT - Condições Nominais de Temperatura de Funcionamento de Célula. Uma vez que no presente trabalho não é possível fixar a irradiância e variar a temperatura do módulo durante a operação, utiliza-se uma faixa de valores de irradiância próximos ao valor de 800 W/m², entre 795 W/m² e 805 W/m². Dentro dessa faixa são localizadas 18 medidas, as quais possuem diferentes temperaturas de módulo e potências AC. Devido à indisponibilidade de medidas com o mesmo valor de irradiância, os valores são normalizados a partir da razão entre potência medida na saída do inversor, em W_{AC}, e o respectivo valor de irradiância multiplicado pela área total e pela eficiência do sistema fornecida pelos fabricantes, em W.

A Figura 4 apresenta a curva de ajuste e os dados experimentais. O coeficiente de avaliação, ou coeficiente angular negativo da linha de tendência, retrata a diminuição da potência em função do aumento da temperatura do painel fotovoltaico, conforme esperado. O acúmulo de alguns pontos na faixa entre 25 e 30 graus retrata a temperatura comum dos painéis fotovoltaicos para a faixa de irradiância escolhida no período de maio a junho. É razoável esperar que a temperatura dos módulos aumente para períodos de maior temperatura ambiente. Já a dispersão dos pontos pode ser justificada devido às diferentes velocidades de vento nas amostras escolhidas, parâmetro que deveria ser fixado em 1 m/s para a condição NOCT.

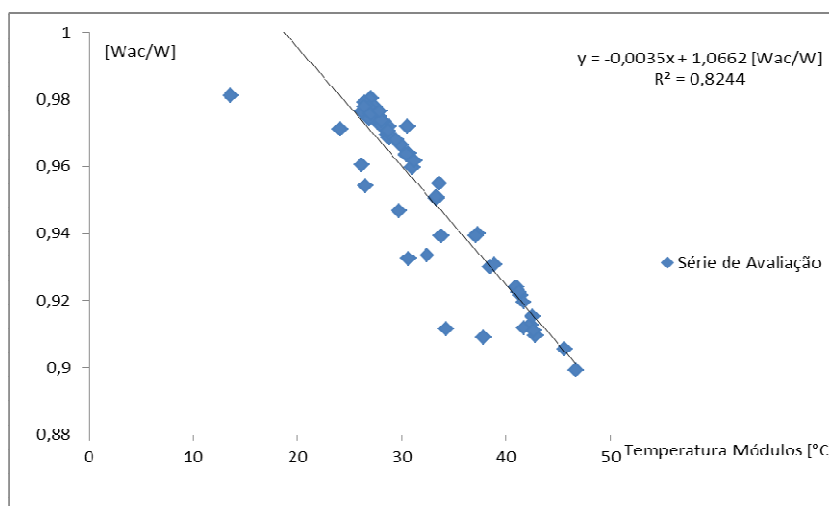


Figura 4: Avaliação da razão da potência AC pela irradiância em função da temperatura dos módulos.

Simulação da inserção do sistema em residência típica

A seguir, analisa-se o impacto na tarifa de energia elétrica considerando-se a inserção do SFCR em uma residência típica do sul do Brasil. Para a análise em questão, foram utilizados os dados experimentais de 17 de maio de 2016 a 15 de junho de 2016, apresentados anteriormente. Como os

valores obtidos são de um período que possui histórico de baixa irradiação, quando comparado com outros períodos do ano, é razoável afirmar que a redução obtida na tarifa mensal será uma das menores ao longo de um ano “típico”. O valor do consumo médio de residências localizadas na região sul do Brasil é obtido no Anuário Estatístico de Energia Elétrica (EPE, 2015a). Devido à EPE fornecer valores médios anuais e o setor residencial não possuir altas variações relativas à sazonalidade, é considerado o mesmo valor de consumo mensal para todos os meses do ano, fixado em 190,3 kWh/mês, referente ao ano base de 2014.

Para o cálculo das tarifas anterior e posterior à implantação do SFCR utiliza-se a equação e os valores de tarifa disponibilizados pela CEEE-D - Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica, responsável pela distribuição de energia elétrica na região da residência hipotética em questão. São considerados os valores de R\$ 0,483170/kWh (sem impostos) para a bandeira verde, de 30% para a alíquota de ICMS - Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços, e a média dos 12 últimos valores da soma de impostos, PIS - Programa de Integração Social e COFINS - Contribuição para Financiamento da Seguridade Social, de 4,98%, conforme a Tabela 2. O preço final para o consumidor é obtido através de (CEEE-D, 2016a)

$$PF = \frac{PH}{1 - PIS - COFINS - ICMS} \quad (1)$$

na qual *PF* corresponde ao preço final da energia elétrica, em R\$, *PH* é o preço homologado da energia elétrica, em R\$ e *PIS*, *COFINS* e *ICMS* são os respectivos impostos.

| PIS + COFINS [%] | | | | | | | | | | | | |
|------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|-------|
| jan | fev | mar | abr | mai | jun | jul | ago | set | out | Nov | dez | Média |
| 5,70 | 5,96 | 6,76 | 7,51 | 5,66 | 5,32 | 3,27 | 3,17 | 4,54 | 4,71 | 3,20 | 3,92 | 4,98 |

Tabela 2: Soma mensal dos impostos PIS e COFINS e média anual.
Valores obtidos em (CEEE-D, 2016b)

Tendo em vista a adesão do Rio Grande do Sul ao Convênio ICMS 157 do CONFAZ - Conselho Nacional de Política Fazendária no final de 2015, o qual autoriza a isenção do ICMS nas operações internas relativas à circulação de energia elétrica para o Sistema de Compensação de Energia Elétrica, a cobrança do imposto dá-se apenas no consumo excedente de energia (CONFAZ, 2015). Sendo assim, são encontrados os valores totais para as tarifas de energia elétrica de pré e pós-inserção do sistema fotovoltaico de R\$ 141,41 e R\$ 63,62, respectivamente, proporcionando uma redução de 55% no valor da tarifa. Esta redução é observada em um dos períodos de piores índices históricos de irradiação do ano, como é possível observar nos valores ilustrados na Figura 5 para a irradiação média no plano com inclinação de 20 graus e orientação Norte para a cidade de Porto Alegre.

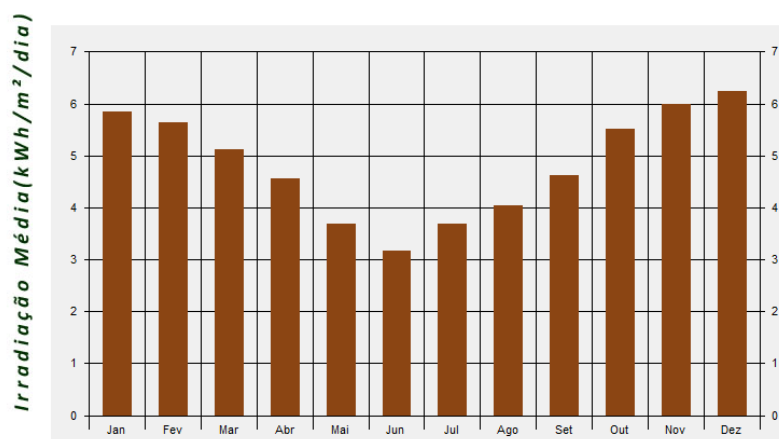


Figura 5 – Irradiações médias mensais obtidas com o software Radasol 2.

Viabilidade financeira

A análise econômica tem como objetivo verificar a viabilidade financeira para o projeto em questão. Visto que os dados experimentais obtidos para o sistema fotovoltaico são referentes a 30 dias, são utilizados os valores médios ilustrados na Figura 5, os quais são obtidos para um SFV localizado na cidade de Porto Alegre com inclinação de 20 graus e orientação Norte. A Figura 6 é confeccionada a partir dos dados utilizados, evidenciando o comportamento do SFV e da residência ao longo do ano.

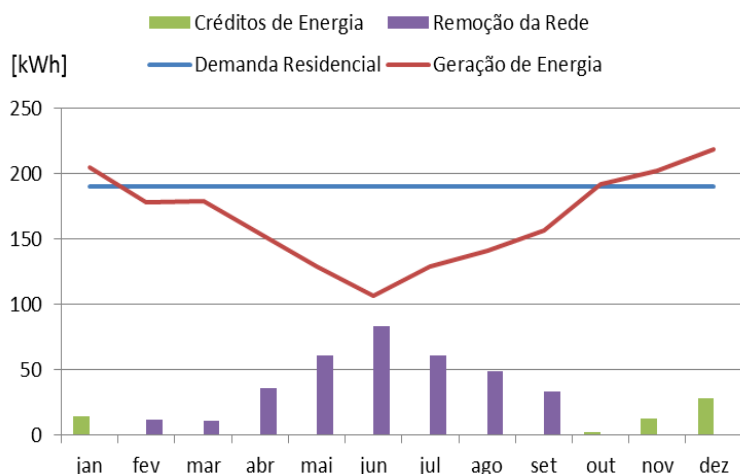


Figura 6 – Comportamento anual do sistema fotovoltaico e da residência.

O custo do SFCR é estimado através do estudo realizado em (IDEAL, 2015), no qual são obtidos valores médios de sistemas fotovoltaicos em função do nível de potência de pico e da região do Brasil em que é adquirido. A Figura 7 ilustra o valor de R\$ 9,51/Wp para a região de interesse. Sendo assim, o investimento necessário para a implementação do sistema seria em torno de R\$ 12.000,00. A ABINEE - Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica considera, para sistemas fotovoltaicos, os valores de depreciação de 0,5% ao ano e de custo para operação e manutenção em torno de 1% ao ano (ABINEE, 2015). Neste trabalho, esses valores são desconsiderados.

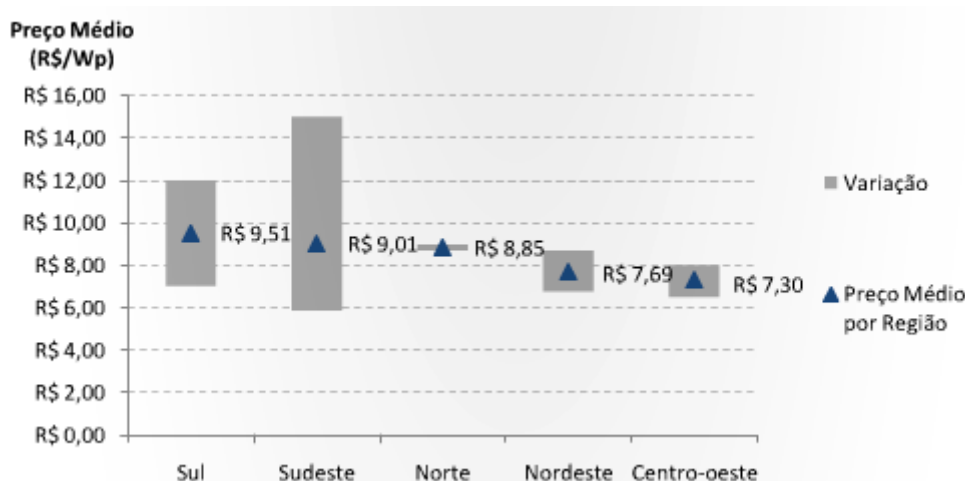


Figura 7 – Valor médio em R\$/Wp para sistemas fotovoltaicos por região do Brasil (IDEAL, 2015)

Visto que a análise de viabilidade financeira exige a definição de parâmetros como a taxa mínima de atratividade do investimento e o reajuste da tarifa de energia, neste trabalho ela é avaliada com base nos cenários denominados otimista, pessimista e intermediário. Os dados econômicos são disponibilizados pelo BCB - Banco Central do Brasil (BCB, 2016a; 2016b; 2016c).

As seguintes considerações, cujos valores são obtidos em (CEEE-D, 2016a; 2016b), são utilizadas nos três casos:

- alíquota de ICMS de 30% para residências com consumo maior de 50 kWh;
- custo de disponibilidade do sistema elétrico (mínimo faturável) para uma residência bifásica, 50 kWh;
- fixado o valor de PIS + COFINS, relativo à média dos últimos 12 valores fornecidos pela empresa distribuidora de 4,98 %, Tabela 2;
- os créditos de energia obtidos são utilizados nos meses de maio, junho e julho;
- são desconsiderados custos extras de instalação, manutenção e limpeza do SFCR;
- a depreciação do SFCR é desconsiderada;
- a economia mensal é dada pela subtração das tarifas energéticas anterior e posterior à instalação do SFCR.

Os parâmetros que diferenciam cada cenário, intermediário, otimista e pessimista, respectivamente, são os seguintes:

- o tipo de tarifa (amarela, vermelha e verde);
- a taxa mínima de atratividade;
- a meta de inflação anual.

Os dados do sistema, bem como as considerações monetárias, para cada cenário avaliado, são sumarizados na Tabela 3. O valor da fatura de energia é calculado através da Equação 1. A análise financeira dos cenários é feita através do *Payback* Descontado, considerando o valor do dinheiro no tempo.

| Dados do sistema e considerações monetárias | Cenários | | |
|---|---------------|----------|------------|
| | Intermediário | Otimista | Pessimista |
| Investimento Sistema (R\$) | 11650 | 11650 | 11650 |
| Consumo Mensal (kWh) | 190,3 | 190,3 | 190,3 |
| ICMS (%) | 30 | 30 | 30 |
| Área do Sistema (m ²) | 8,12 | 8,12 | 8,12 |
| Eficiência Sistema (%) | 13,9 | 13,9 | 13,9 |
| Tarifa Mínima (R\$) | 24,16 | 24,16 | 24,16 |
| Tarifa de Energia (R\$/kWh) | 0,498 | 0,513 | 0,483 |
| Inflação (% ao ano) | 6,5 | 10,7 | 4,5 |
| Taxa Mínima de Atratividade (% ao ano) | 11,15 | 8,15 | 14,15 |

Tabela 3: Caracterização dos três cenários avaliados.

A comparação dos três cenários é apresentada na Figura 8. As análises possuem grandes variações no tempo de retorno do investimento, obtendo-se valores entre 7,4 e 15,7 anos. É possível notar a diferença do comportamento da curva para o cenário otimista, devido ao valor da taxa mínima de atratividade deste cenário ser inferior ao reajuste da tarifa energética imposto pela inflação. Já as duas outras curvas possuem o retorno financeiro amortizado ao longo dos anos, comportamento esperado para análises financeiras. Além disso, a análise das curvas demonstra que os três cenários são economicamente viáveis, tendo em vista que o tempo de retorno, em todos os casos, é inferior à vida útil de 25 anos do sistema fotovoltaico, indicado pelo fabricante.

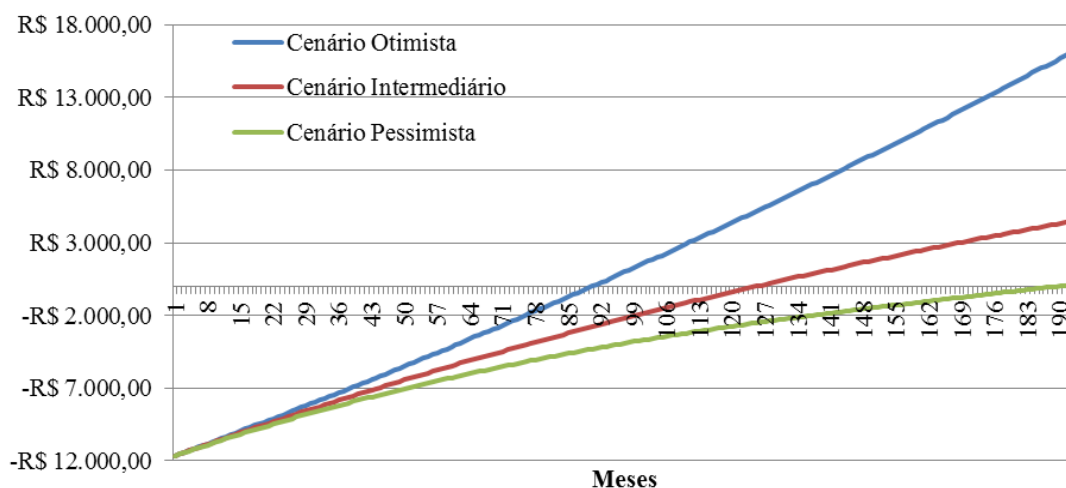


Figura 8: Comparação dos somatórios de VPL - valor presente líquido dos cenários

A fim de verificar a influência do custo do SFV é realizada a variação do valor de investimento para o cenário intermediário. A variação é dada através da Figura 7, utilizando os valores inferior e superior dos SFV observados na região sul do país de R\$ 7,30/Wp e R\$ 12,00/Wp, respectivamente. Sendo assim, para o sistema são obtidos os valores de aproximadamente R\$ 9.000,00 e R\$ 14.700,00 para as variações, cujos retornos de investimento são dados em 91 e 169 meses e evidenciados na Figura 9, a qual ilustra a comparação dos somatórios de VPL para o cenário em questão.

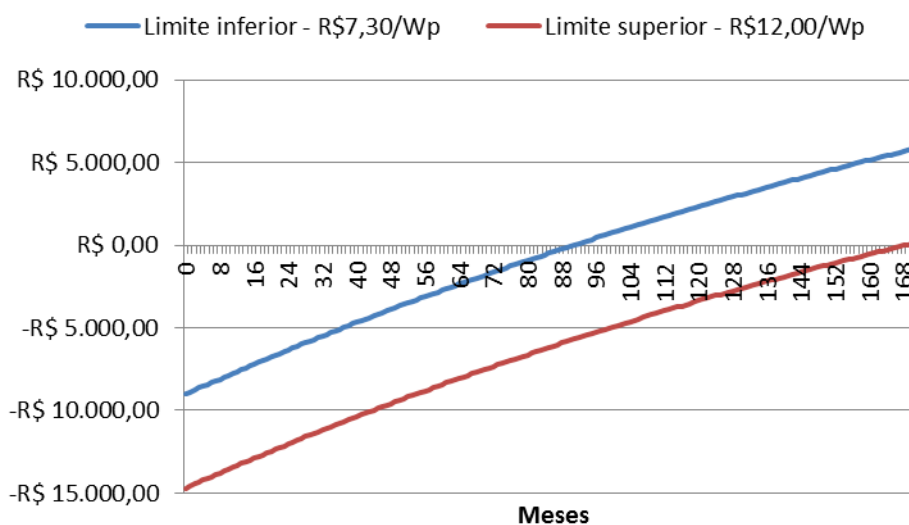


Figura 9: Comparação dos somatórios de VPL para a variação do custo de investimento para o cenário intermediário.

É importante ressaltar que o cenário econômico atual do Brasil possui muitas incertezas para parâmetros que são essenciais para a análise de viabilidade financeira desse sistema, como a inflação do último ano que ficou próxima do dobro do valor esperado pelo BCB. Outro ponto importante é que não há produção significativa de painéis fotovoltaicos no território brasileiro, assim, flutuações da economia tem um impacto significativo no preço de importação da tecnologia, e, conseqüentemente, na viabilidade financeira.

CONCLUSÃO

Foram obtidos resultados experimentais condizentes com o esperado, tanto no que se refere aos valores medidos, comparados aos valores históricos no período, quanto na análise do comportamento

do SFCR para diferentes valores de irradiação e de temperatura dos módulos. A avaliação do impacto da implantação do SFCR em uma residência típica demonstrou significativa redução na tarifa energética, mesmo ao se utilizar valores de um período de baixa irradiação. Na análise financeira, a inserção do SFCR mostra-se economicamente viável, mesmo ao utilizar o cenário pessimista para o retorno do investimento.

Além de resultar em economia para o consumidor, a inserção de painéis fotovoltaicos contribui para a redução de perdas e de necessidade de ampliação dos sistemas de transmissão devido à geração de energia próxima à carga. Estes fatores trazem benefícios ao sistema, de modo a influenciarem diretamente na concessão de incentivos fiscais que, nos últimos anos, tornaram esse tipo de investimento mais atraente. Aliado aos incentivos fiscais está o desenvolvimento da tecnologia brasileira na área, que ao longo dos anos tende a reduzir o custo dos sistemas.

A obtenção dos dados experimentais foi feita durante 30 dias, apenas, em um período de baixa irradiação. Assim, considera-se que seria interessante realizar uma análise para um período maior.

REFERÊNCIAS

ABINEE – Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica (2015). Microgeração Fotovoltaica no Brasil: Viabilidade Econômica – Edição de março de 2015. Disponível em: <http://www.abinee.org.br/informac/arquivos/mifoto.pdf>. Acesso em 04/06/2016.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica (2015). Resolução Normativa N°687/2015. Brasil. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>. Acesso em 14/06/2016

BCB – Banco Central do Brasil (2016a). Histórico de Metas para a Inflação no Brasil. Disponível em: <http://www.bcb.gov.br/Pec/metas/TabelaMetaseResultados.pdf>. Acesso em 15/06/2016.

BCB – Banco Central do Brasil (2016b). Relatório de Inflação. Disponível em: <http://www.bcb.gov.br/htms/relinf/direita.asp?idioma=P&ano=2015&acaoAno=ABRIR&mes=12&acaoMes=ABRIR>. Acesso em 16/06/2016.

BCB – Banco Central do Brasil (2016c). Remuneração dos Depósitos de Poupança. Disponível em: <http://www4.bcb.gov.br/pec/poupanca/poupanca.asp>. Acesso em 15/06/2016.

CEEE-D – Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica (2016a). Custos e Tarifas. Disponível em: http://www.ceee.com.br/pportal/ceee/Component/BTFormService_PisCofins.aspx. Acesso em 15/06/2016.

CEEE-D – Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica (2016b). Tarifas e Custos dos Serviços. Disponível em: http://www.ceee.com.br/pportal/ceee/archives/Tarifas/Tarifas_Grupo_B_2016.pdf. Acesso em 15/06/2016.

CONFAZ – Conselho Nacional de Política Fazendária (2015). Convênio ICMS 157. Disponível em: https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2015/CV157_15. Acesso em 04/06/2016.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética (2014). Nota Técnica DEA 19/14: Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil – Condicionantes e Impactos. Disponível em: [http://www.epe.gov.br/mercado/Documents/S%C3%A9rie%20Estudos%20de%20Energia/DEA%2019%20-%20Inser%C3%A7%C3%A3o%20da%20Gera%C3%A7%C3%A3o%20Fotovoltaica%20Distribu%C3%ADa%20no%20Brasil%20-%20Condicionantes%20e%20Impactos%20VF%20%20\(Revisada\).pdf](http://www.epe.gov.br/mercado/Documents/S%C3%A9rie%20Estudos%20de%20Energia/DEA%2019%20-%20Inser%C3%A7%C3%A3o%20da%20Gera%C3%A7%C3%A3o%20Fotovoltaica%20Distribu%C3%ADa%20no%20Brasil%20-%20Condicionantes%20e%20Impactos%20VF%20%20(Revisada).pdf). Acesso em 04/06/2016.

- EPE – Empresa de Pesquisa Energética (2015a). Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2015. Disponível em: www.epe.gov.br/AnuarioEstatisticodeEnergiaEletrica/Anuario%20Es. Acesso em 12/06/2016.
- EPE – Empresa de Pesquisa Energética (2015b). Balanço Energético Nacional 2015. Disponível em: https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2015.pdf. Acesso em 12/06/2016.
- Gasparin, F.P.; Krenzinger, A. (2016). Desempenho de um sistema fotovoltaico em dez cidades brasileiras com diferentes orientações do painel. Anais do VI CBENS - Congresso Brasileiro de Energia Solar, Belo Horizonte, Brasil.
- IDEAL – Instituto para o Desenvolvimento de Energias Alternativas na América Latina (2015). O Mercado Brasileiro de Geração Distribuída Fotovoltaica – Edição 2015. Brasil. Disponível em: <https://issuu.com/idealeco_logicas/docs/2015_ideal_mercadogdfv_150901_final>. Acesso em mar/2016.
- Miranda, A.B.C.M. (2014). Análise de Viabilidade Econômica de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede. Projeto de Graduação – UFRJ/ Escola Politécnica/Curso de Engenharia Elétrica, Rio de Janeiro, Brasil.
- Possebon, R.; Avaliação do Desempenho de um Arranjo Fotovoltaico Para Uma Residência Típica no Sul do País. 2016. 27f. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso em Engenharia de Energia) – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2016.
- Pozzobon, V.S. (2016). Influência do ângulo de incidência da radiação solar em módulos fotovoltaicos usando softwares livres. Resumo publicado em evento - Salão de Iniciação Científica (28. : 2016 set. 12-16 : UFRGS, Porto Alegre, RS).
- Pinho, J.T.; Galdino, M. A. (2014). Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. Grupo de Trabalho de Energia Solar – GTES. CEPEL – DTE – CRESESB.

ABSTRACT

The present paper analyses the operation of a photovoltaic system on-grid. The principal goal is to analyze the array performance with maximum power of 1.225 kW and area of 8.118 m² - located at Porto Alegre, Rio Grande do Sul. The data acquisition is accomplished by the software System Advisor Model (SAM). Also, the parameters as irradiation and ambient and cell temperatures are obtained, aiming the analysis of the effects of these variables on the system. By the end, the insertion of the photovoltaic system is simulated for the time observed in a typical residence of the south of Brazil, according to *Empresa de Pesquisa Energética* (EPE). The results show that the five modules are capable to providing extra energy (in addition to the demand) for the months of November to February. Moreover, the financial impact is significant, representing a saving of 55% in the lower insolation period.

KEYWORDS: Grid-Connected Photovoltaic System, Distributed Generation, Microgeneration.