

ANÁLISE FINANCEIRA DE SISTEMAS DE MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA FINANCIADOS EM PALMAS - TO

Brunno Henrique Brito – brunno@ifto.edu.br

Maria Lúcia Feitosa Gomes de Melo – merilulinda1@gmail.com

Instituto Federal de Educação Ciência e Tecnologia do Tocantins – IFTO – Campus Palmas

Resumo. Com a publicação da Resolução Normativa nº 482/2012 da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), que regulamenta os sistemas de geração distribuída, os Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCR) têm se destacado entre os sistemas mais instalados devido às quedas frequentes nos custos dos sistemas e às altas periódicas nas tarifas de energia. Ainda assim os SFCR's ainda são relativamente caros e inacessíveis à boa parte da população, o que faz com que muitos procurem linhas de crédito para financiar a instalação de um sistema como esse. Por isso, este artigo realiza uma análise do tempo de retorno financeiro para diversos sistemas de microgeração considerando diferentes prazos e taxas de financiamento no município de Palmas - TO. Os resultados aqui apresentados mostram que o tempo para o sistema se pagar pode variar entre 33 e 183 meses, sendo os piores resultados provenientes de financiamentos de sistemas menores com taxas e prazos maiores.

Palavras-chave: Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede, Financiamento, Retorno Financeiro.

1. INTRODUÇÃO

A matriz elétrica atual no Brasil é caracterizada por ser predominantemente hidrelétrica (64%) e com boas participações de usinas termelétricas (28%). Nos últimos anos, as usinas eólicas têm ganhado espaço na matriz elétrica e já conta com mais de 7% da matriz elétrica total. Por isso, o ONS classifica o sistema elétrico brasileiro como hidro-termo-eólico (ONS, 2017).

Segundo o Operador Nacional do Sistema Elétrico Brasileiro (ONS), toda a energia gerada no Brasil é transportada pelo Sistema Interligado Nacional (SIN), composto por uma malha de linhas de transmissão que cortam o país de Norte a Sul e de Leste a Oeste, como pode ser observado na Fig. 1.

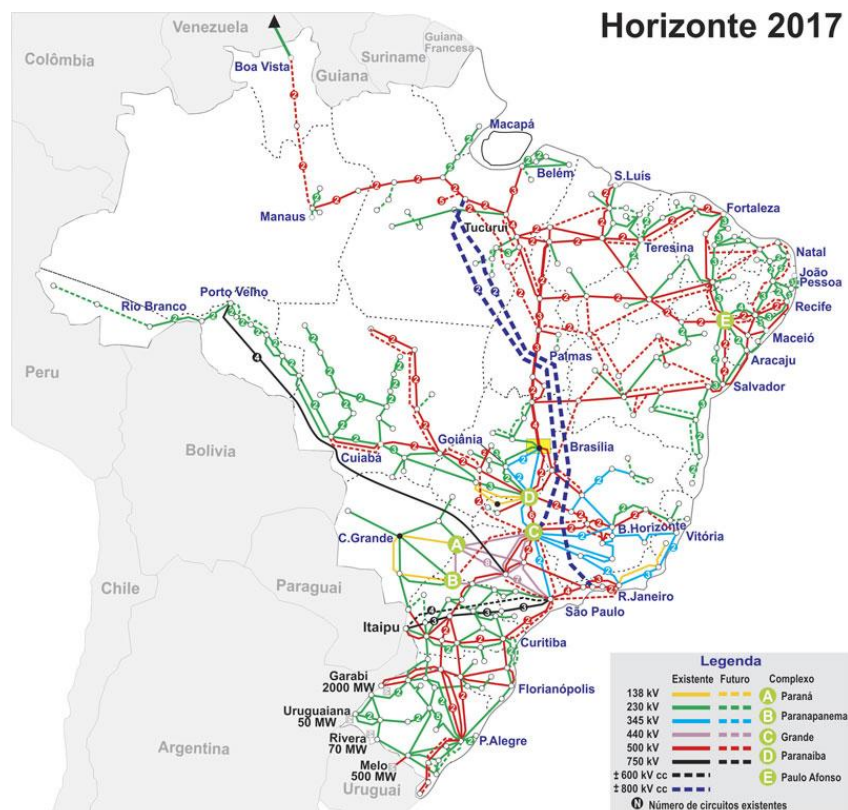


Figura 1: SIN (ONS, 2017)

Segundo o ONS, a interconexão dos chamados subsistemas (Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e a maior parte da região Norte) propicia transferência de energia e explora a diversidade entre os regimes hidrológicos nas diversas regiões do Brasil, proporcionando mais segurança e economicidade. No entanto, essas longas linhas de transmissão também proporcionam perdas acentuadas quando é necessário transmitir grandes níveis de energia elétrica para grandes centros de carga distantes da fonte geradora. Essas perdas tendem a aumentar quando a possibilidade e viabilidade de construção das grandes usinas hidrelétricas vão tendendo para localidades cada vez mais distantes dos grandes centros de carga.

Tais cenários demonstram a necessidade de diversificar as fontes de geração de energia elétrica no país no sentido de ficar menos dependente das usinas hidrelétricas e, conseqüentemente, dos cenários hidrológicos imprevisíveis. Além disso, para reduzir as grandes perdas nas longas linhas de transmissão e, conseqüentemente, a necessidade de construção de novas linhas e fontes de geração distantes dos centros de carga, faz-se necessário investir e/ou incentivar também a geração distribuída, caracterizada por ser a geração de energia elétrica próxima à carga (Tolmasquim *et al.*, 2007).

Para incentivar a geração distribuída de fontes renováveis de energia elétrica no Brasil, a ANEEL lançou em 2012 a resolução normativa nº 482 (ANEEL, 2012). Esta resolução, que foi em 2015 atualizada pela resolução nº 687, regulamenta a micro e a minigeração distribuída (ANEEL, 2015). A microgeração distribuída é caracterizada por ser uma geração própria e conectada à rede elétrica da concessionária de até 75kW de potência. Já a minigeração distribuída é caracterizada por ser uma geração própria maior que 75 kW e menor que 5 MW de potência instalada. Além disso, a resolução nº 687 também regulamenta a forma de compensação da energia gerada e injetada na rede elétrica da concessionária local.

Com a regulamentação da geração distribuída, os sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCCR) têm se destacado por serem de fácil instalação e manutenção. Além disso, as frequentes diminuições nos custos dos sistemas, os ótimos índices de radiação no Brasil e os frequentes aumentos nas tarifas de energia têm proporcionado um crescimento exponencial destes sistemas, como pode ser visto na Fig. 2 (ANEEL, 2017).

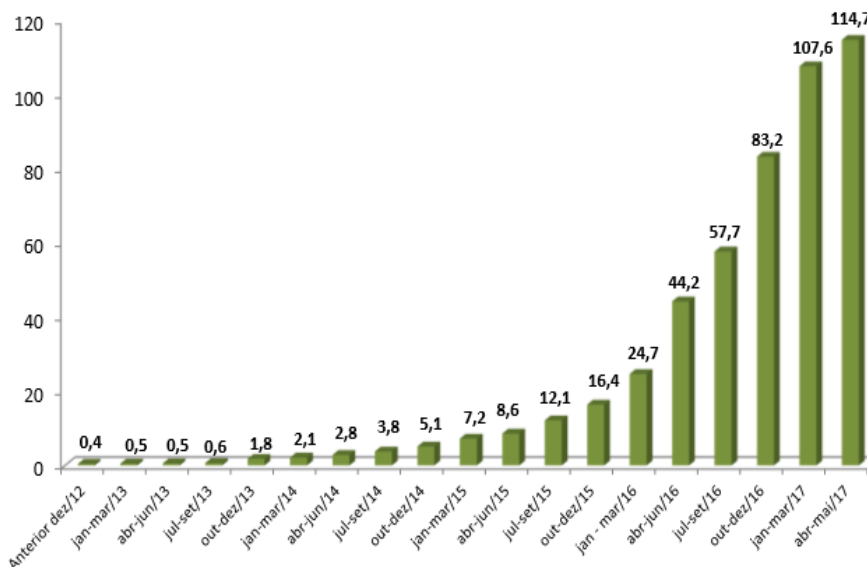


Figura 2: Evolução da potência instalada (em MWh) dos SFCCR's no Brasil (ANEEL, 2017)

Além das vantagens citadas até então, o Estado do Tocantins publicou, em 20 de novembro de 2015, o Decreto 5.338 oficializando a adesão ao Convênio ICMS 16/15, isentando em 25% a energia gerada por um micro ou minigerador próprio que utiliza uma fonte renovável de energia. Outro incentivo estadual incluso neste decreto é a isenção de 18% para a compra de equipamento e componentes necessários para a instalação do sistema renovável de geração de energia elétrica conectada à rede (Tocantins, 2015).

Na cidade de Palmas-TO, ainda existem incentivos fiscais proporcionados pela Lei Complementar nº 327, de 24 de novembro de 2015, que instaurou o Programa Palmas Solar. Dentre os incentivos concedidos por esta lei para quem instalar um sistema solar fotovoltaico conectado à rede, pode-se destacar: desconto de até 80% do Imposto Predial e Territorial Urbano (IPTU) limitado em 5 anos, porém o desconto será proporcional ao índice de aproveitamento do sistema de energia solar; desconto de até 80% do Imposto Sobre Serviços de Qualquer Natureza (ISSQN), desde que incida em projetos, obras e instalações de empresas atuantes no ramo da energia solar, por um prazo de 10 anos para serviços de operação e manutenção de sistemas fotovoltaicos; e desconto de até 80% do Imposto de Transferência de Bens Imóveis (ITBI), proporcional ao índice de aproveitamento de energia solar (Palmas, 2015).

Apesar de todos esses cenários favoráveis, os SFCCR ainda têm um custo relativamente alto e, por isso, ainda é inacessível a grande parte da população. Com isso, muitos têm buscado linhas de financiamento para bancar a instalação de um sistema como esse. No entanto, fazem-se necessárias informações que auxiliem os candidatos a microgeradores a concluir se realmente vale a pena utilizar determinada linha de crédito para financiar a instalação do

SFCR em sua unidade consumidora. Nesse sentido, esse artigo vem mapear os tempos de retorno dos investimentos em SFCR nas proximidades da capital do Estado do Tocantins considerando diferentes taxas de financiamento e diferentes prazos.

2. METODOLOGIA

A proposta desse artigo consiste em fazer uma análise, para diversos sistemas de microgeração fotovoltaica, dos tempos de retorno dos investimentos nos SFCR quando estes são financiados considerando diferentes taxas de juros mensais e diferentes prazos de financiamento. Para isso foi necessário seguir, na sequência, as seguintes etapas:

- Calcular a geração mensal (G) de cada sistema considerando a Eq. 1 (VILLALVA, 2015):

$$G = P \times I \times n \times \eta \quad (1)$$

Onde: G – Geração total (kWh); P – Potência instalada do sistema (kWp); I – Irradiação média diária (kWh/m².dia); η – Rendimento do Sistema (%);

- Considerar a depreciação anual na geração especificada pelo painéis fotovoltaicos;
- Estimar o custo de cada sistema considerando: o preço base do kit de energia solar que forma o sistema fotovoltaico, o valor do projeto necessário para a instalação do sistema, o valor da mão de obra para instalação do sistema e uma margem para eventuais gastos extras que possam surgir;
- Calcular o valor da parcela do financiamento para um determinado prazo;
- Utilizar a ferramenta matemática denominada *payback* descontado (tempo de retorno sobre o investimento) para a estimativa da economia mensal proporcionada pelo sistema, foi considerada a Eq. 2 (CURY; SOUZA; GONÇALVES; FILHO, 2012):

$$Vp = \frac{Fc}{(1+TMA)^{ano}} \quad (2)$$

Onde: Vp – valor presente líquido da economia proporcionada pelo sistema; Fc – fluxo de caixa dado pelo produto da tarifa da energia vigente multiplicado pela geração daquele mês; TMA – taxa mínima de atratividade; ano – períodos, em anos, futuros considerados.

- Verificar o tempo em que o sistema se paga, que ocorre quando o saldo passa a ser positivo;
- Verificar o tempo em que ocorre o retorno total do valor investido, que ocorre quando o saldo passa a ser positivo e imediatamente superior ao custo inicial do sistema.

3. RESULTADOS

Os resultados foram obtidos considerando: rendimento global do sistema de 80%; irradiações médias mensais obtidas pelos dados da NASA, com média anual de 5,36 kWh/m².dia (SWERA, 2017) para a cidade de Palmas-TO; depreciação de 0,7% ao ano na geração do painel fotovoltaico; tarifa vigente de R\$0,80367/kWh; reajuste anual médio de 5,6% na tarifa de energia; desconto da meta da inflação ($TMA = 4,5\%$); prazos de financiamento variando entre 12 e 48 meses; taxas de juros de financiamento variando entre 0% e 5% ao mês (faixa de taxas de juros mais encontradas no mercado financeiro), com discretização de 0,5%; e IOF (Imposto sobre Operações Financeiras) incluído no cálculo das parcelas.

Os custos levantados para os SFCR's simulados, bem como a geração anual de cada sistema, podem ser conferidos na Tab. 1. Os orçamentos foram realizados considerando painéis fotovoltaicos de 320Wp.

Tabela 1 - Resultados do sistema base de 3,2kWp

SFCR (kWp)	Base (R\$)	Mão de Obra (R\$)	Projeto (R\$)	Outros (R\$)	TOTAL (R\$)	Custo por kWp (R\$ /kWp)	Geração Anual (kWh)
1,28	6621,80	600,00	1500,00	500,00	9221,80	7204,53	2003,4
1,6	8010,06	750,00	1500,00	500,00	10760,06	6725,04	2504,2
1,92	9999,28	900,00	1500,00	500,00	12899,28	6718,38	3005,0
2,56	11581,11	1200,00	2000,00	600,00	15381,11	6008,25	4006,7
3,2	12661,43	1500,00	2000,00	600,00	16761,43	5237,95	5008,4
3,84	15614,82	1800,00	2000,00	600,00	20014,82	5212,19	6010,1
4,48	16937,46	2100,00	2000,00	600,00	21637,46	4829,79	7011,7
5,12	17457,76	2400,00	2000,00	750,00	22607,76	4415,58	8013,4

5,76	19397,48	2700,00	2000,00	750,00	24847,48	4313,80	9015,1
6,4	20978,70	3000,00	2000,00	750,00	26728,70	4176,36	10016,8
7,68	27147,22	3600,00	2000,00	750,00	33497,22	4361,62	12020,1
8,96	32441,91	4200,00	2500,00	750,00	39891,91	4452,22	14023,5
9,6	33247,40	4500,00	2500,00	750,00	40997,40	4270,56	15025,2
10,24	36361,62	4800,00	2500,00	750,00	44411,62	4337,07	16026,8
15,36	49443,59	7200,00	3000,00	1000,00	60643,59	3948,15	24040,2
20,48	61840,37	9600,00	3000,00	1000,00	75440,37	3683,61	32053,7
24,96	72182,21	11700,00	3500,00	1000,00	88382,21	3540,95	39065,4
30,72	83729,81	14400,00	3500,00	1000,00	102629,81	3340,81	48080,5
40,32	119741,40	18900,00	3000,00	1000,00	142641,40	3537,73	63105,6
49,92	143456,66	23400,00	3500,00	1000,00	171356,66	3432,63	78130,8
61,44	166364,49	28800,00	4000,00	1000,00	200164,49	3257,89	96161,0
74,88	209739,76	35100,00	5000,00	1000,00	250839,76	3349,89	117196,2

Verifica-se, a partir da Tab. 1, que o custo do kWp instalado tende a cair a medida que o sistema adquirido é maior.

Para facilitar o entendimento dos resultados, inicialmente as análises são realizadas em um sistema base, sendo escolhido o de 3,2 kWp, e na sequência as análises são generalizadas para todos os sistemas simulados.

3.1 Tempos de Retorno dos Investimentos – Sistema Base de 3,2 kWp

A Fig. 3 apresenta o comportamento do retorno financeiro ao longo do tempo (*payback*) no SFCR de 3,2 kWp, quando este é comprado à vista. Percebe-se, no gráfico, que o sistema se paga após cerca de 51 meses e o retorno total do valor investido ocorre após 101 meses.

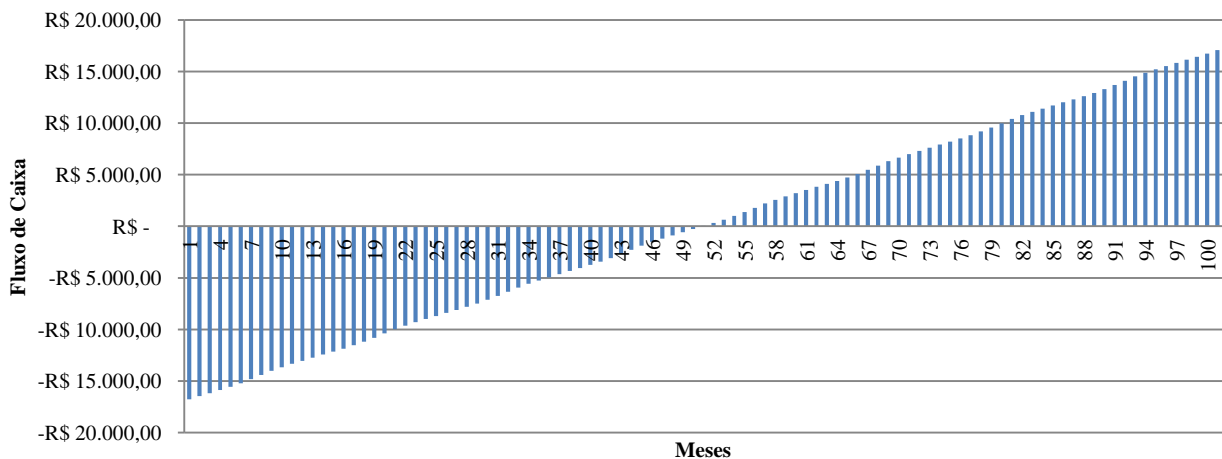


Figura 3 – *Payback* do sistema de 3,2 kWp comprado à vista

O *payback* deste mesmo sistema sendo financiado a uma taxa de 0,5% ao mês em 24 meses pode ser conferido na Fig. 4. Nesse caso, o valor da parcela estimada foi de R\$754,55. É possível perceber agora que o sistema se paga por volta dos 55 meses, 4 meses mais tarde que comprando o sistema à vista, e o retorno total do valor investido ocorre após 104 meses, 3 meses mais tarde que comprando o sistema à vista.

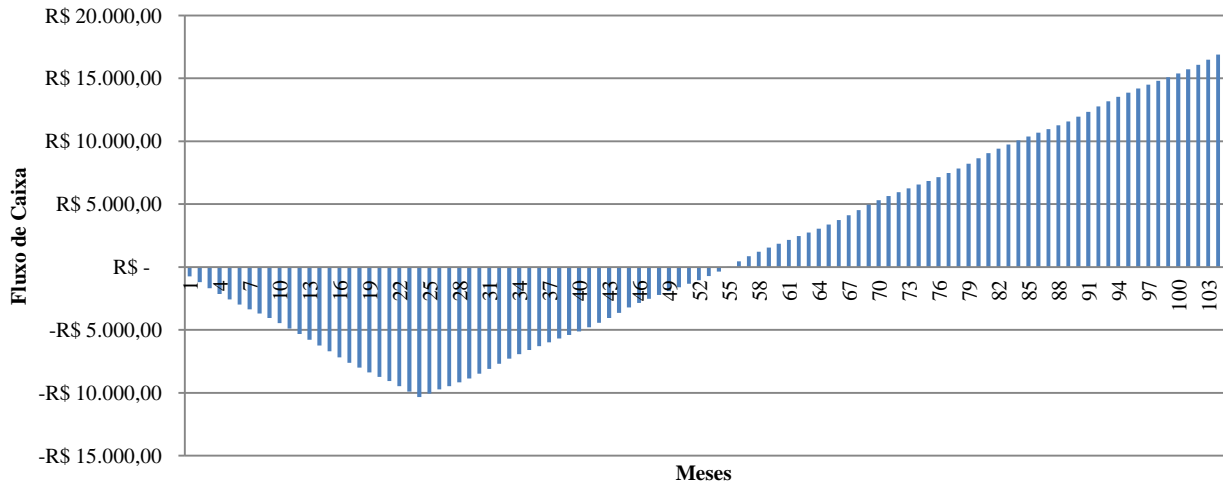


Figura 4 – *Payback* do sistema de 3,2kWp financiado em 24 meses a 0,5% ao mês

O *payback* deste mesmo sistema sendo financiado a uma taxa de 1% ao mês em 24 meses pode ser conferido na Fig. 5. Nesse caso, o valor da parcela estimada foi de R\$801,53. É possível perceber agora que o sistema se paga após cerca de 58 meses, 7 meses mais tarde que comprando o sistema à vista, e o retorno total do valor investido ocorre após 107 meses, 6 meses mais tarde que comprando o sistema à vista.

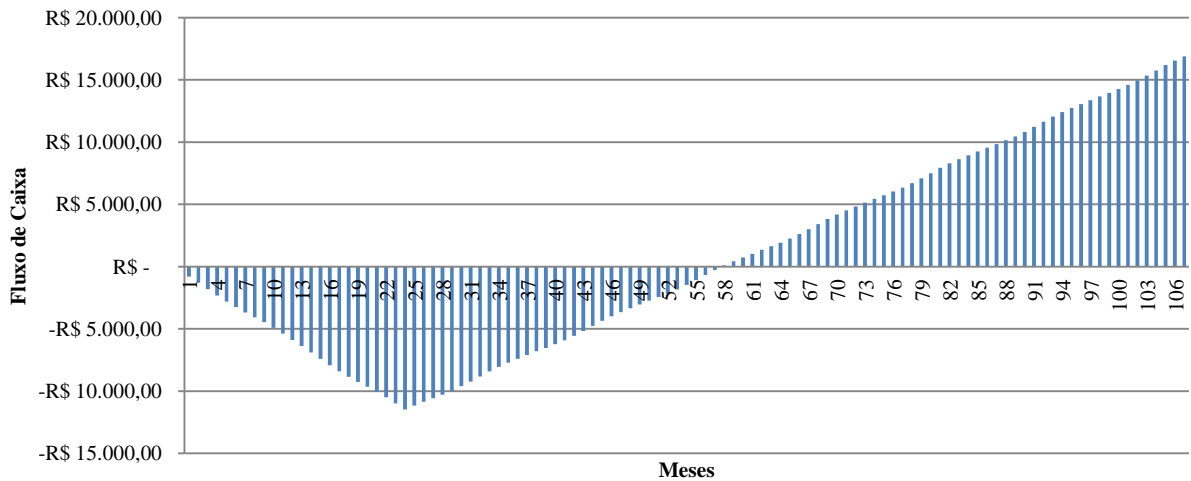


Figura 5 – *Payback* do sistema de 3,2 kWp financiado em 24 meses a 1% ao mês

Na Fig. 6 pode-se comparar os *payback's* para financiamentos em 24 meses considerando diferentes taxas de juros. Neste gráfico fica visível perceber que quanto maior for a taxa de juros mensais, maior será o tempo para o sistema se pagar e, conseqüentemente, para haver o retorno do valor investido. Para a taxa de juros de 5%, por exemplo, o sistema se paga após 89 meses, 38 meses mais tarde que comprando o sistema à vista, e o retorno total do valor investido ocorre após 138 meses, 37 meses mais tarde que comprando o sistema à vista.

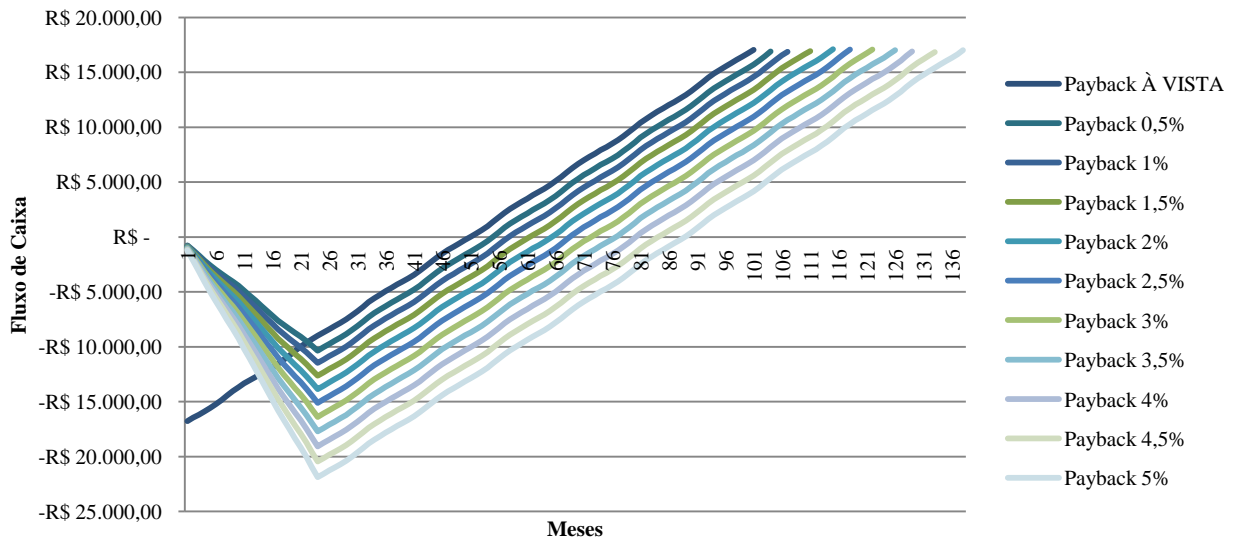


Figura 6 – Payback's do sistema de 3,2kWp financiado em 24 meses considerando diferentes taxas de juros

Na Fig. 7 é possível comparar os *payback's* para financiamentos em 48 meses considerando diferentes taxas de juros. Considerando o pior caso simulado, que considera a taxa de juros de 5% ao mês, por exemplo, o sistema se paga após 134 meses, 83 meses mais tarde que comprando o sistema à vista, e o retorno total do valor investido ocorre após 182 meses, 81 meses mais tarde que comprando o sistema à vista. Verifica-se então que o sistema começa a ficar inviável à medida que a taxa de juros vai ficando muito alta e o prazo vai se estendendo.

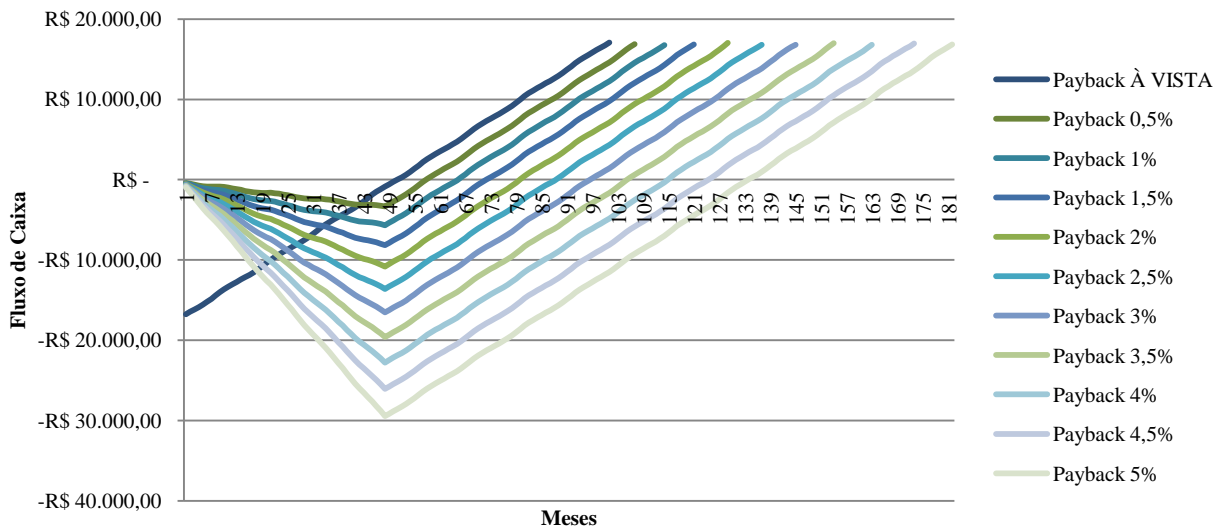


Figura 7 – Payback's do sistema de 3,2kWp financiado em 48 meses considerando diferentes taxas de juros

3.2 Tempos de Retorno dos Investimentos para todos os Sistemas Simulados

Após analisar detalhadamente os estudos de tempo de retorno de investimento considerando diferentes taxas de juros mensais e diferentes prazos para o sistema base de 3,2 kWp, é possível estender essas análises para os SFCR's enquadrados na microgeração distribuída apresentados na Tab.1.

Na Tab. 2 pode ser verificado o estudo completo de tempos de retorno de investimento (*payback's*) para os diversos sistemas de microgeração simulados considerando os sistemas sendo financiados em 12 meses para as taxas de juros mensais variando entre 0% e 5%. Nesta tabela pode-se verificar o tempo que o sistema leva para se pagar ou assumir um saldo positivo (colunas "P"), e o tempo que ocorre o retorno total do valor investido (colunas "R").

Fazendo uma análise geral dos resultados, percebe-se que à medida que a quantidade de parcelas e a taxa de juros vão aumentando, o tempo para o sistema se pagar aumenta na mesma proporção. No pior caso, por exemplo, que seria o financiamento de um sistema de 1,28 kWp em 48 meses com uma taxa de juros de 5% ao mês, o sistema se pagaria após 183 meses (15 anos e 3 meses). Se for considerado que a vida útil média de um inversor é de 15 anos, conclui-se que o sistema neste caso se torna inviável, já que antes de ele se pagar já seria necessário trocar o inversor, que para um sistema pequeno como esse pode ultrapassar a metade do custo do sistema completo.

No caso de sistemas financiados em 48 meses (Tab. 5) ocorre um fato inusitado para os sistemas maiores. Por exemplo, no financiamento de um sistema de 40,32 kWp em 48 meses a uma taxa de 0,5% ao mês percebe-se o saldo ficando positivo no sétimo (7º) mês. Isso ocorre quando a economia mensal proporcionada pelo sistema fica maior que a parcela. Neste caso, o saldo vai aumentando logo nos primeiros meses e, por isso, não se pode concluir que o sistema se paga em 7 meses, já que existe um saldo devedor a ser pago ao longo dos próximos meses até integralizar os 48 meses.

4. CONCLUSÃO

Os resultados aqui apresentados mostraram os impactos de diferentes formas de financiamentos de sistemas de microgeração fotovoltaica conectada à rede nos tempos de retorno dos investimentos em Palmas-TO a partir da ferramenta matemática denominada *payback* descontado. Para isso, foram considerados sistemas financiados com prazos variando de 12 a 48 meses e taxas de juros mensais variando de 0% a 5%. Inicialmente a análise foi feita de forma mais detalhada para um SFCR de 3,2 kWp e posteriormente expandida para SFCR's de diversas potências instaladas.

Na análise do sistema de 3,2 kWp foi possível perceber como o tempo para o sistema se pagar e, conseqüentemente, para haver o retorno total do valor investido, descontando uma inflação média de 4,5% e considerando um aumento médio anual de 5,6% na tarifa de energia, tende a aumentar a medida que a taxa de juros e o prazo de financiamento também aumentam. Foi possível perceber, por exemplo, que se este SFCR de 3,2 kWp for financiado em 48 parcelas mensais a uma taxa de juros de 5% ao mês, o tempo para o sistema se pagar irá demorar 83 meses a mais se comparado com o mesmo SFCR comprado à vista. Já para um financiamento em 24 meses com uma taxa de juros de 0,5% ao mês, o tempo para o sistema se pagar é acrescido em apenas 4 meses.

Quando os resultados são expandidos para os diversos sistemas de microgeração analisados, percebe-se que o tempo para o sistema se pagar pode variar entre 33 e 183 meses. Os melhores resultados, representado pelos menores tempos de retorno financeiro, aconteceram para SFCR's maiores devido ao menor custo por kWp instalado. Se considerarmos a pior situação simulada por exemplo (taxas de 5% ao mês em 48 parcelas), os tempos para o sistema se pagar variaram de 85 meses (7 anos e 1 mês), para um SFCR de 61,44 kWp, a 183 meses (15 anos e 3 meses), para um SFCR de 1,28 kWp. Com isso, pode-se concluir que, para sistemas maiores, até taxas de financiamento e prazos um pouco maiores podem manter a viabilidade econômica do SFCR, já que é um sistema de vida útil que pode ultrapassar os 30 anos se for considerada a troca do inversor em cerca de metade deste período. Além disso, a troca dos inversores em sistemas maiores é proporcionalmente mais barato que em sistemas pequenos.

Logo, os resultados aqui apresentados podem auxiliar as diversas pessoas físicas e jurídicas das proximidades da cidade de Palmas-TO, e de regiões com níveis de irradiância e tarifas de energia semelhantes, que pretendem adquirir um SFCR, e não possuem todo o valor para investir neste sistema, a ter ciência dos impactos reais das diferentes taxas de juros e prazos de financiamentos no retorno financeiro que tal sistema pode proporcionar.

Para trabalhos futuros pode-se: expandir este estudo para sistemas de minigeração; considerar os impactos dos incentivos proporcionados pela Lei Palmas Solar; considerar custos com manutenção do sistema; expandir este estudo para outras localidades do Brasil; dentre outras possibilidades.

REFERÊNCIAS

- ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. 2017. Banco de Informações de Geração. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>> Acessado em outubro de 2017
- ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482. 2012. Resolução Normativa Nº 482, de 17 de abril de 2012. Abr. 2012.
- ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. 2015. RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 687. Resolução Normativa Nº 687, de 24 de novembro de 2015.
- ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. 2017. Nota Técnica nº 0056/2017, de 24 de maio de 2017 – Brasil, Brasília.
- CURY, M.; SOUZA, C.; GONÇALVES, D.; FILHO, J. 2012. Série Gestão Empresarial: Finanças Corporativas. Rio de Janeiro: FGV, 11ª EDIÇÃO, p. 73-78.
- TOCANTINS, Estado do Tocantins. 2015. Decreto Nº 5338 de 20 de novembro de 2015. Palmas, novembro de 2015.
- ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico. 2017. Sistemas Isolados. Disponível em: < <http://ons.org.br> >. Acesso em: 31 out. 2017.

PALMAS, Prefeitura Municipal de Palmas. 2015. Lei Complementar Nº 327 de 24 de novembro de 2015. Palmas, novembro de 2015.

SWERA, National Renewable Energy Laboratory (NREL). 2017. Disponível em: <https://maps.nrel.gov/swera/#/?aL=0&bL=groad&cE=0&IR=0&mC=40.21244%2C-91.625976&zL=4>. Acesso em: 31 out. 2017.

TOLMASQUIM, M. T.; GUERREIRO, A.; GORINI, R. 2007. Matriz energética brasileira: uma prospectiva. Novos Estudos - CEBRAP, São Paulo, n. 79, p.47-69.

VILLALVA, M. G. 2015. Energia Solar Fotovoltaica: Conceitos e Aplicações. 2. ed. São Paulo: Editora Érica.

THE IMPACT OF PALMAS SOLAR LAW IN THE FINANCIAL AVALIATION OF THE PHOTOVOLTAIC MICROGENERATION IN PALMAS - TO

Abstract. *With the publication of Normative Resolution No. 482/2012 of ANEEL (National Agency for Electric Energy), which regulates distributed generation systems, grid-tie photovoltaic systems (SFCR) have stood out among the most installed systems due to frequent system costs and periodic increases in energy tariffs. Still SFCRs are still relatively expensive and inaccessible to the majority of the population, which causes many to seek credit lines to finance the installation of such a system. Therefore, this article analyzes the payback for several microgeneration systems considering different timing and financing rates in the municipality of Palmas. The results presented here show that the time for the system to pay can vary between 33 and 183 months, with the worst results coming from financing of smaller systems with higher rates and deadlines.*

Keywords: *Grid-Tie Photovoltaic Systems, Financing, Payback.*