

ESTUDO DA VIABILIDADE ECONÔMICA DA IMPLANTAÇÃO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO ASSOCIADO À REDE CONVENCIONAL EM UMA RESIDÊNCIA EM BRASÍLIA-DF

Bruna Guimarães Oliveira¹
Leandro Pereira de Sousa¹

RESUMO

Diante da crise energética enfrentada pelo setor elétrico brasileiro, a crescente demanda de energia ao longo dos anos e consequente aumento das tarifas de energia elétrica, a implantação de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica (SFCR) surge como uma opção para redução de custos e impacto ambiental, aumentando a capacidade energética da região e minimizando a necessidade de criação de novas usinas para atender a demanda cada vez mais crescente no país. A atratividade econômica para esse tipo de geração está intrinsecamente relacionada às tarifas de energia elétrica convencional, já que o benefício, do ponto de vista financeiro é o custo evitado para a compra de energia elétrica convencional. Desta forma, o presente trabalho realizou a avaliação econômico-financeira, sob a ótica do consumidor residencial, da instalação de um sistema fotovoltaico de 2,82 kW_p, conectado à rede elétrica de baixa tensão da distribuidora local de uma residência localizada em Brasília-DF, no intuito de estudar as barreiras econômicas para auxiliar na propagação dessa tecnologia no país. Comparando os dados coletados neste estudo com a realidade antes da implantação do sistema, este trabalho mostra que a produção de eletricidade fotovoltaica é viável economicamente e encontra um ambiente favorável para sua expansão no país.

Palavras-chave: Fotovoltaica; Geração; Viabilidade.

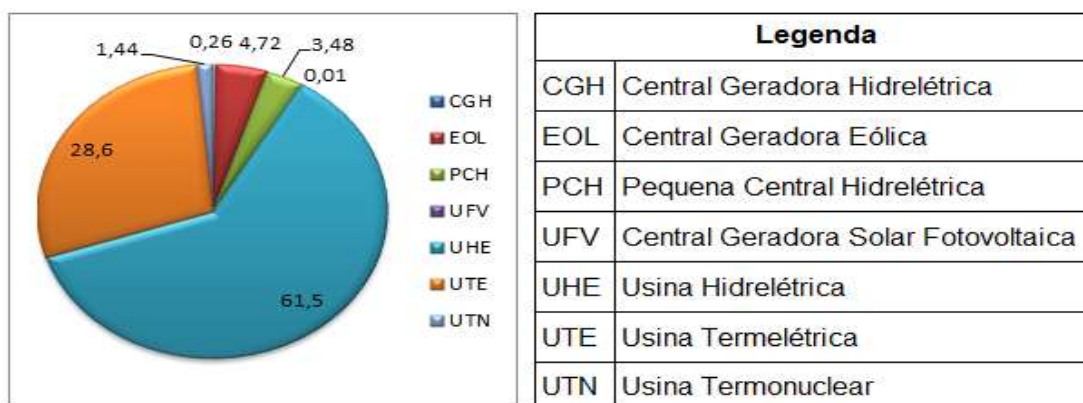
¹ Engenheira Eletricista pela Universidade Paulista Campus Brasília

INTRODUÇÃO

O Brasil detém um dos maiores potenciais de geração hidroelétrica do mundo e por conta dessa característica desenvolveu uma matriz energética predominantemente hídrica compreendendo 65,24% de toda a energia elétrica produzida no país.

O gráfico 1 evidencia que o país depende basicamente dos reservatórios das usinas hidrelétricas e da capacidade das usinas termoelétricas em continuar gerando energia, que juntas somam 95,57% da matriz energética brasileira. No entanto, esta dependência torna o sistema vulnerável às variações hidrológicas, decorrente das variabilidades climáticas, para abastecer os reservatórios.

Gráfico 1 - Composição da Matriz Energética Brasileira (%)

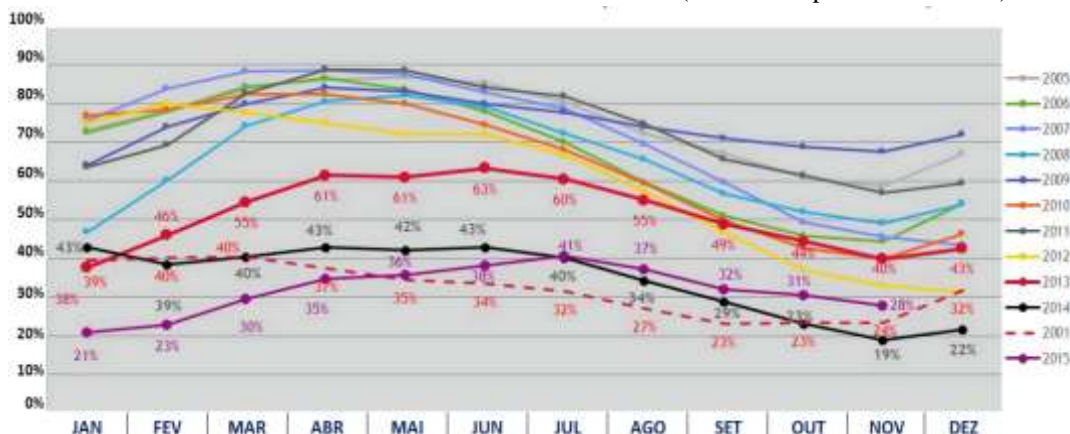


Fonte: Elaboração própria. Banco de Informações de Geração – ANEEL, 2015.

O gráfico 2 mostra que o Setor Elétrico Brasileiro (SEB) se encontra em um contexto de condições hidrológicas desfavoráveis. Desde 2012, os reservatórios no Sistema Interligado Nacional (SIN) sofrem decaimento devido à diminuição do volume de chuvas. Pode-se observar que a partir de meados de outubro de 2014, o nível dos reservatórios das principais hidrelétricas do Brasil atingiu seu patamar mais baixo desde 2001, ano em que houve racionamento.

Esta situação é preocupante, já que a produção de energia hidrelétrica depende diretamente da quantidade de água nos reservatórios e, no Brasil, é previsto que o consumo de energia elétrica triplique até 2050 (EPE, 2014).

Gráfico 2 - Histórico do Nível dos Reservatórios no SIN (em % da capacidade máxima)

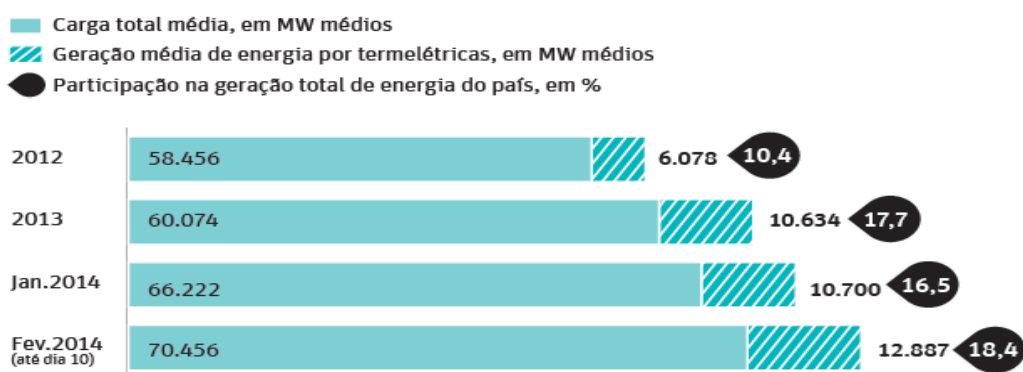


Fonte: Comerc. Dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2015.

Com o aumento no consumo de energia elétrica e a diminuição da capacidade de armazenamento dos reservatórios das hidroelétricas, o país vem caminhando para uma maior carbonização da matriz elétrica. Isso se dá pela contratação de termelétricas a hidrocarbonetos — de construção mais rápida e, surpreendentemente, com menores restrições para licenciamento ambiental.

O gráfico 3 apresenta a participação crescente da geração térmica na produção total de energia. As usinas termelétricas estão operando no país a plena carga. Do ponto de vista ambiental e econômico, deveria ser uma solução emergencial e temporária, uma vez que se trata de uma forma de geração cara e poluidora.

Gráfico 3 - Participação da Geração Térmica na Produção Total de Energia Elétrica



Fonte: Folha de São Paulo. Cálculos sobre dados do ONS, 2014.

Em entrevista para o jornal O Globo, o presidente da Associação Brasileira de Geradoras Termelétricas (Abraget), Xisto Vieira Filho revela um aumento preocupante no número de usinas paradas para manutenção por causa, justamente, do funcionamento

constante. Segundo levantamento feito pela Abraget, a pedido do jornal O Globo com dados oficiais do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), o percentual médio das usinas paradas, em manutenção, saltou no segundo semestre do ano passado. Se em 2013 esse índice oscilou entre 2% e 5%, em 2014 essa parcela variou entre 4% e 11% - o pico foi registrado em setembro, quando seis usinas pararam. Segundo a Abraget, o padrão mundial considerado tolerável é de 5%. Este limite foi alcançado em agosto e superado nos dois meses seguinte (O Globo, 2015).

O acionamento dessas usinas encarece o preço da energia elétrica. Por ser movida principalmente a combustíveis fósseis, muitas vezes importado, seu custo de produção é bem mais alto do que de outros tipos de usina. Portanto, a geração térmica deve ser custeada, seja por encargos do setor, pelo sistema de bandeiras tarifárias ou por algum outro mecanismo. Estes custos extras, inexoravelmente, são repassados aos consumidores finais.

Em 2014, as tarifas médias residenciais sofreram um reajuste próximo de 20%, se consideradas as capitais do país. Em fevereiro de 2015 a ANEEL deliberou a Revisão Tarifária Extraordinária e como resultado, as tarifas de energia de 58 concessionárias sofreram um reajuste médio de 23,4%. Além disso, as contas de energia passaram a trazer um sistema de Bandeiras Tarifárias. As bandeiras verde, amarela e vermelha indicam se a energia custa mais ou menos, em função das condições de geração de eletricidade. Neste contexto, a implantação SFCR surge como uma das opções para fugir das altas tarifas gerando compensação para o consumidor e economia à distribuidora devido à diminuição da demanda em horários de maior consumo.

MATERIAIS E MÉTODOS

Em muitos casos, tecnologias mais eficientes requerem um alto custo de investimento. O custo efetivo depende da quantia adicional de investimento, da vida útil do investimento, da quantidade de energia economizada e de um fator que forneça o valor futuro de um investimento feito no presente. Logo há a necessidade de uma metodologia que permita a avaliação financeira dos custos efetivos do investimento adicional.

Assim, este item é dedicado à apresentação do caso em estudo, bem como a metodologia empregada, premissas adotadas e suas justificativas. É apresentado o modelo utilizado e seus parâmetros de entrada, os dados de consumo energético da residência; o

levantamento de dados de radiação solar para localidade a quantidade de módulos fotovoltaicos, a energia produzida pelos painéis fotovoltaicos, os gastos com a instalação e o valor economizado com a implantação do SFCR.

Local de Instalação do Sistema Fotovoltaico

O SFCR foi instalado na área verde ao fundo de uma residência localizada no Condomínio Jardins do Lago, Qd. 09 Rua Orquídea, Lote 03, São Sebastião, Brasília-DF, realizada pela empresa Voltaica Energia Solar que elaborou o projeto elétrico, fez o orçamento, forneceu os equipamentos, instalou o sistema e fez a conexão do sistema com a rede de distribuição que atende a edificação.

A estrutura das placas foi instalada voltada para o norte geográfico, inclinada 10°. Essa estrutura não é integrada à edificação, pois além de gerar energia para suprir a carga da residência, o sistema serviria para que estudantes e clientes da empresa Voltaica visualizassem mais facilmente os equipamentos, pelo fato de as placas ficarem mais baixas do que se fossem instaladas no telhado. A figura 1 mostra o local da estrutura de suporte com as placas, inversor e proteções.

Figura 1 - Estrutura de suporte com as placas, inversor e proteções



Fonte: VOLTAICA Energia Solar, 2014.

Dados de Consumo Energético da Residência

Para definir potência nominal do sistema fotovoltaico a ser instalado, o primeiro passo foi identificar as características do consumidor e o consumo de energia elétrica, expressa em kWh, analisando as contas de energia elétrica fornecida pela concessionária de energia elétrica local durante o ano de 2012, mostrada na tabela 1 a seguir.

Tabela 1 - Dados das contas de energia elétrica durante o ano de 2012.

Consumo Médio Mensal de Eletricidade (CMM) em kWh/mês	576
Tipo de Consumidor	Residencial
Tipo de Ligação	Trifásica
Custo de disponibilidade (CD) em kWh/mês	100

Fonte: Elaboração própria, 2015.

Com base nos valores de consumo pode-se definir a energia de compensação diária (ECD), ou seja, a energia a ser compensada diariamente pela geração fotovoltaica. Para isso, deve ser levado em consideração o custo de disponibilidade, sendo sua compensação desnecessária.

$$ECD = \frac{CMM - CD}{30} \quad (01)$$

Onde:

ECD: Energia de compensação diária em kWh/dia;

CMM: Consumo Médio Mensal de Eletricidade em kWh/mês;

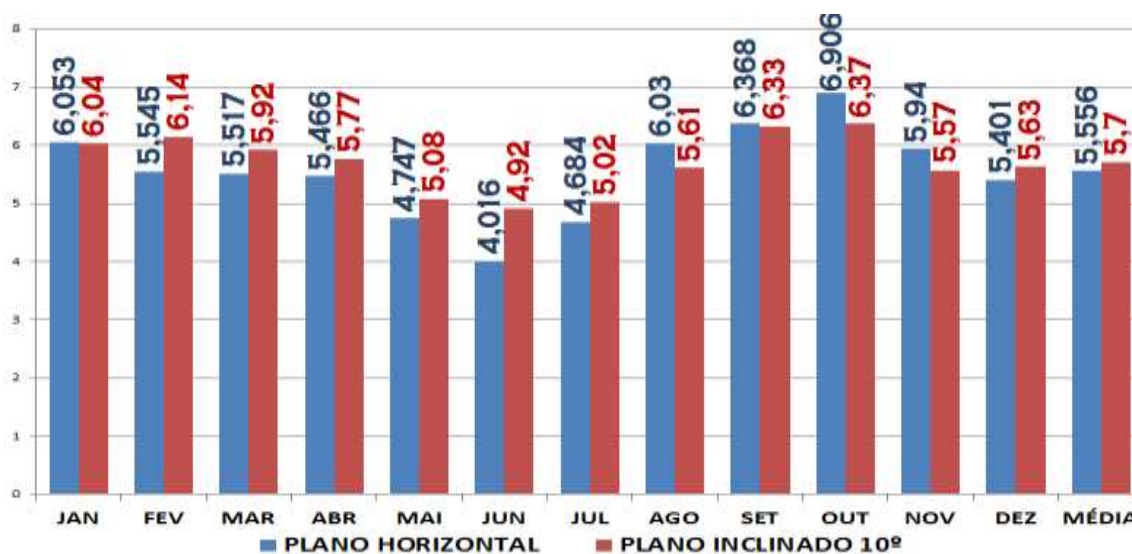
CD: Custo de disponibilidade em kWh/mês;

$$ECD = \frac{576 \text{ kWh/mês} - 100 \text{ kWh/mês}}{30} = 15,87 \text{ kWh/dia}$$

Dados de Radiação Solar para a Localidade

Sabe-se que a residência está orientada para 41°(L) norte verdadeiro (Desvio Azimutal) com uma inclinação máxima de 10° e que Brasília possui uma irradiação diária solar média nos últimos dez anos dada no gráfico 4, para superfícies horizontais e superfícies inclinadas em 10°, ambas em kWh/m².dia⁻¹.

Gráfico 4 - Irradiação solar diária para Brasília, média 10 anos, plano horizontal e plano inclinado de 10° em relação ao equador (kWh/m².dia⁻¹)



Fonte: Elaboração própria com dados do SWERA e RADIASOL, 2015.

É importante ressaltar a aleatoriedade da radiação solar, pois por mais que se obtenham dados sobre o comportamento da radiação, não se pode assegurar a repetição desse comportamento no futuro, havendo a influência de fatores como mudanças climáticas, aumento da emissão de gases poluentes etc. (Lorenzo, 2004). Além disso, para um mesmo lugar, existem diferentes fontes de informação cujos conteúdos divergem consideravelmente.

Quantidade de Módulos Fotovoltaicos

Para o dimensionamento do sistema é necessário que se conheça a máxima potência obtida (P_n), dada pela fórmula:

$$P_n = \frac{ECD}{HSP} \quad (02)$$

Onde:

P_n : Potência nominal total da instalação fotovoltaica, em W_p ;

ECD: Energia de compensação diária em kWh/dia;

HSP: Número de Horas de Sol Pleno, em média diária, a uma intensidade de 1.000 W/m².

$$P_n = \frac{15,87 \text{ kWh/dia}}{5,7 \text{ kWh/m}_2\text{.dia}^{-1}} \approx 2,784 \text{ kW}_p$$

A quantidade de módulos fotovoltaicos necessários para atender a carga pode ser calculada dividindo-se potência nominal total da instalação fotovoltaica pela potência nominal de cada painel escolhido.

$$N = \frac{P_n}{P_p} \quad (03)$$

Onde:

N – número de módulos necessários.

P_n – potência nominal total da instalação fotovoltaica, em W_p .

P_p – potência nominal de cada painel escolhido, em W_p .

Escolhendo módulos de 235 W_p e arredondando a potência de pico para 2.780 W_p , levando-se em consideração as perdas técnicas estimadas do sistema fotovoltaico, calcula-se a quantidade necessária de módulos:

$$N = \frac{2780 W_p}{235 W_p} = 11,83 \cong 12 \text{ módulos}$$

Logo, o novo valor da máxima potência obtida em condições ideais é:

$$W_p = 12 \times 235 = 2,82 \text{ kW}_p$$

Energia Produzida Pelos Painéis Fotovoltaicos

O cálculo da energia produzida pelo módulo fotovoltaico pode ser feito por meio do método da insolação. O método da insolação consiste no uso da seguinte fórmula:

$$E_g = P_n * HSP * \eta \quad (04)$$

Onde:

E_g – energia diária produzida pelo gerador fotovoltaico, em kWh;

P_n – potência nominal do gerador fotovoltaico, em kW;

HSP – número de Horas de Sol Pleno, em média diária, a uma intensidade de 1.000 W/m^2 ;

η – rendimento do inversor de corrente contínua para corrente alternada.

Com o número de módulos que serão utilizados no projeto, a potência nominal do gerador fotovoltaico, a irradiação solar diária média mensal de Brasília para um plano inclinado de 10° e tomando como premissa que o rendimento médio do inversor seja de 80%, pode-se calcular o quanto esse sistema fotovoltaico irá produzir de energia elétrica durante um mês, como mostra a tabela 2.

Tabela 2 - Cálculo mensal da energia produzida por meio de um sistema de 2,82 kWp com módulos fotovoltaicos, em Brasília

Mês	Dia	Potência instalada	Irradiação solar Plano Inclinado 10°	Rendimento do inversor	Energia mensal produzida
		(kW _p)	(kWh/m ² .dia ⁻¹)	80%	(kWh)
JAN	31	2,82	6,04	0,8	422,41344
FEV	28	2,82	6,14	0,8	387,85152
MAR	31	2,82	5,92	0,8	414,02112
ABR	30	2,82	5,77	0,8	390,5136
MAI	31	2,82	5,08	0,8	355,27488
JUN	30	2,82	4,92	0,8	332,9856
JUL	31	2,82	5,02	0,8	351,07872
AGO	31	2,82	5,61	0,8	392,34096
SET	30	2,82	6,33	0,8	428,4144
OUT	31	2,82	6,37	0,8	445,49232
NOV	30	2,82	5,57	0,8	376,9776
DEZ	31	2,82	5,63	0,8	393,73968
Total					4691,10384

Fonte: Elaboração própria, 2015.

Com base na tabela 2, o sistema fotovoltaico instalado na residência, com potência nominal de 2,82 kW_p, irá produzir anualmente aproximadamente 4.691,1 kWh. Assim, pode-se afirmar que a produção diária média anual é de 12,85 kWh/dia, ou seja, para cada kW_p instalado, serão produzidos 1.663,5 kWh por ano. Esse valor é conhecido como a produtividade anual do sistema.

Gastos com Instalação

Para a instalação do sistema solar fotovoltaico já descrito, foram comprados 12 módulos fotovoltaicos da empresa Sun Earth Solar Power - modelo TBP-156-60-P –

Policristalino – 235 W_p com valor de R\$ 1.148,62 (mil, cento e quarenta e oito reais e sessenta e dois centavos) por módulo, ou seja, R\$ 4,89 (quatro reais e oitenta e nove centavos) por W_p , perfazendo um total de R\$ 13.783,44 (treze mil, setecentos e oitenta e três reais e quarenta e quatro centavos). A compra foi efetuada no ano 2013 e esses valores incluem todas as despesas com impostos, fretes e taxas.

Já para a conversão da energia fotogerada de corrente contínua para corrente alternada, foi utilizado o inversor ELTEK VALERE THEIA HE-t 2.9. A compra foi efetuada em setembro de 2013 pelo valor de R\$ 5.500,00 (cinco mil e quinhentos reais). Esse valor inclui todas as despesas com impostos, fretes e taxas.

Os gastos com a estrutura e instalação foram de R\$ 2.500 (dois mil e quinhentos reais), incluído nesse valor estão outros gastos de menor montante tais como parafusos, porcas, arruelas, braçadeiras, cabos, fios, terminais, fusíveis, disjuntores etc.

Portanto, o gasto total com a instalação do sistema de 2,82 kW_p para a produção de energia elétrica com módulos fotovoltaicos conectados à rede foi de R\$ 21.783,45 (vinte e um mil, setecentos e oitenta e três reais e quarenta e cinco centavos), perfazendo um valor de R\$ 7,72 (sete reais e setenta e dois centavos) por W_p instalado.

Valor Economizado

Para encontrar o valor economizado, ao longo do período de vida útil do sistema, é necessário adotar uma premissa para a projeção das tarifas de energia elétrica para o horizonte de avaliação financeira do projeto.

As tarifas de energia elétrica podem não seguir uma trajetória bem definida, suas alterações podem ser explicadas em razão de políticas adotadas, intervenções governamentais e diferentes fases do próprio setor elétrico brasileiro. Dados históricos de tarifas de energia elétrica, considerados para a média nacional, são apresentados na tabela 3.

Tabela 3 – Evolução das tarifas de energia elétrica, para média nacional, e do IPCA

	1995 – 2004	2005 - 2012	2012 - 2013	2013 - 2014	1995 - 2014
Tarifa Média	16,0%	3,3%	-13,2%	17,8%	9,6%
IPCA	7,6%	5,1%	5,9%	6,4%	6,4%

Fonte: Elaboração própria com dados da ANEEL, 2015.

Para o período apresentado na tabela 3, 1995 a 2014, a evolução média da tarifa média foi de 9,6% a.a., enquanto o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) evoluiu a uma média geométrica de 6,4%.

Como exposto, as tarifas não seguem uma trajetória bem definida e, para a análise de viabilidade o cenário adotado como padrão será o de evolução das tarifas acima da inflação (9,6% a.a.), já que os dados históricos demonstram que a evolução das tarifas nos últimos 20 anos se deu acima da inflação (média) e as perspectivas para o SEB são de pressão nas tarifas nos próximos anos. Além disso, a tendência é que as novas usinas sejam proporcionalmente mais caras do que as implantadas há 20 ou 30 anos atrás, já que as restrições ambientais são cada vez maiores, as usinas serão mais distantes dos centros de consumo e observa-se dificuldade no gerenciamento de obras deste porte no país.

Assim, a energia economizada durante um ano corresponderá em termos financeiros a uma redução dada pela equação abaixo:

$$R\$(eco)=E_g(ano)*T \quad (05)$$

Onde:

R\$(eco) – valor em reais economizado durante um ano;

$E_g(ano)$ – energia produzida pelo sistema fotovoltaico conectado à rede e que deixará de ser comprada da concessionária;

T – tarifa em R\$/kWh, que se paga à concessionária.

De acordo com dados da Companhia Energética de Brasília Distribuição S.A. (CEB-DIS) a tarifa de energia elétrica para o primeiro ano de implantação do sistema era de R\$ 0,3618877 kWh, sofrendo um reajuste para R\$ 0,4143300 no segundo ano e R\$ 0,6929124 no terceiro ano.

Considerando uma geração de 4691,1 kWh/ano, com estimativa de perda de produtividade anual dos módulos fotovoltaicos de 0,5% ao ano, com um reajuste anual na tarifa de 9,6% a partir do terceiro ano, chegar-se-á um resultado que somado ao longo dos anos contabilizará um total de R\$ 228.860,11 (duzentos e vinte e oito mil, oitocentos e sessenta reais e onze centavos), conforme apresentado na tabela 4.

Tabela 4 - Valor anual economizado pela instalação do SFCR

Ano	Produção anual (kW) com redução de 0,5% ao ano por ineficiência do sistema	Tarifa (R\$/kWh) com reajuste de 9,6% a.a.	Valor Economizado
1	4.691,10	R\$ 0,3421215	R\$ 1.604,93
2	4.667,64	R\$ 0,4143300	R\$ 1.933,95
3	4.644,31	R\$ 0,6929124	R\$ 3.218,10
4	4.621,08	R\$ 0,7594320	R\$ 3.509,40
5	4.597,98	R\$ 0,8323375	R\$ 3.827,07
6	4.574,99	R\$ 0,9122419	R\$ 4.173,50
7	4.552,11	R\$ 0,9998171	R\$ 4.551,28
8	4.529,35	R\$ 1,0957995	R\$ 4.963,26
9	4.506,71	R\$ 1,2009963	R\$ 5.412,54
10	4.484,17	R\$ 1,3162919	R\$ 5.902,48
11	4.461,75	R\$ 1,4426559	R\$ 6.436,77
12	4.439,44	R\$ 1,5811509	R\$ 7.019,43
13	4.417,25	R\$ 1,7329414	R\$ 7.654,83
14	4.395,16	R\$ 1,8993038	R\$ 8.347,74
15	4.373,18	R\$ 2,0816369	R\$ 9.103,38
16	4.351,32	R\$ 2,2814741	R\$ 9.927,42
17	4.329,56	R\$ 2,5004956	R\$ 10.826,05
18	4.307,91	R\$ 2,7405432	R\$ 11.806,03
19	4.286,37	R\$ 3,0036353	R\$ 12.874,71
20	4.264,94	R\$ 3,2919843	R\$ 14.040,13
21	4.243,62	R\$ 3,6080148	R\$ 15.311,04
22	4.222,40	R\$ 3,9543842	R\$ 16.696,99
23	4.201,29	R\$ 4,3340051	R\$ 18.208,40
24	4.180,28	R\$ 4,7500696	R\$ 19.856,63
25	4.159,38	R\$ 5,2060762	R\$ 21.654,05
Total			R\$ 228.860,11

Fonte: Elaboração própria, 2015.

Esse será o valor que a residência deixará de pagar, ao longo de 25 anos, de tarifa de energia elétrica por ter instalado o sistema de produção de energia elétrica com módulos fotovoltaicos.

RESULTADOS E DISCURSÕES

Decisões financeiras fazem parte da rotina de empresas e das pessoas. Por mais que, geralmente, para tomar decisões, as pessoas não utilizem tantas ferramentas de análise como as empresas, seus recursos financeiros são finitos e são levadas em conta as vantagens e

desvantagens para a tomada de decisões. Neste item é apresentada a análise de viabilidade econômica para implantação do SFCR do caso em estudo.

Análise Econômica

Qualquer projeto de investimento possui de início um período de despesas (em investimento) a que se segue um período de receitas líquidas. O período de retorno simples (PRS) mede o prazo necessário para recuperar o investimento realizado, resultando da relação entre o investimento inicial em eficiência energética e as economias de energia obtidas a cada ano, dada por:

$$\text{PRS} = \frac{\text{Inv. inicial(R\$)}}{\text{Econ./ano(R\$/ano)}} \quad (06)$$

Para um investimento inicial (Inv. inicial) de R\$ 21.783,45 e uma economia anual de R\$ 1.604,93, obtém-se o seguinte resultado:

$$\text{PRS} = \frac{21.783,45}{1.604,93} = 13,57 \text{ anos}$$

Com esse resultado, vê-se que o investimento feito no sistema fotovoltaico se paga em aproximadamente 14 (quatorze) anos, ou seja, durante a vida útil prevista para o sistema, que é de 25 (vinte e cinco) anos. Entretanto, esse tipo de cálculo é simplista e de fácil utilização, não considerando o valor do dinheiro no tempo, ou seja, o custo do capital.

O *Payback* descontado mede o prazo necessário, em anos, para se recuperar o capital investido. Este cálculo leva em conta o valor de um determinado investimento feito no presente, considerando uma determinada taxa (i) de juros e um tempo de vida útil do empreendimento em anos (n).

A tabela 5 mostra a receita líquida acumulada, ao longo dos 25 anos, considerando um custo de manutenção anual de R\$ 217,83, acrescido da taxa de inflação anual.

Tabela 5 - Receita líquida acumulada considerando um custo de manutenção anual, acrescido da taxa de inflação anual.

Ano	Valor Economizado	Custo de manutenção com taxa de juros anual	Receita Líquida	Receita líquida acumulada
1	R\$ 1.604,93	-R\$ 217,83	R\$ 1.387,10	R\$ 1.387,10
2	R\$ 1.933,95	-R\$ 231,77	R\$ 1.702,17	R\$ 3.089,27
3	R\$ 3.218,10	-R\$ 246,60	R\$ 2.971,49	R\$ 6.060,77
4	R\$ 3.509,40	-R\$ 262,39	R\$ 3.247,01	R\$ 9.307,78
5	R\$ 3.827,07	-R\$ 279,18	R\$ 3.547,89	R\$ 12.855,67
6	R\$ 4.173,50	-R\$ 297,05	R\$ 3.876,45	R\$ 16.732,12
7	R\$ 4.551,28	-R\$ 316,06	R\$ 4.235,22	R\$ 20.967,34
8	R\$ 4.963,26	-R\$ 336,29	R\$ 4.626,98	R\$ 25.594,32
9	R\$ 5.412,54	-R\$ 357,81	R\$ 5.054,73	R\$ 30.649,05
10	R\$ 5.902,48	-R\$ 380,71	R\$ 5.521,77	R\$ 36.170,82
11	R\$ 6.436,77	-R\$ 405,07	R\$ 6.031,70	R\$ 42.202,52
12	R\$ 7.019,43	-R\$ 431,00	R\$ 6.588,43	R\$ 48.790,96
13	R\$ 7.654,83	-R\$ 458,58	R\$ 7.196,25	R\$ 55.987,20
14	R\$ 8.347,74	-R\$ 487,93	R\$ 7.859,81	R\$ 63.847,02
15	R\$ 9.103,38	-R\$ 519,16	R\$ 8.584,22	R\$ 72.431,24
16	R\$ 9.927,42	-R\$ 552,39	R\$ 9.375,04	R\$ 81.806,28
17	R\$ 10.826,05	-R\$ 587,74	R\$ 10.238,31	R\$ 92.044,59
18	R\$ 11.806,03	-R\$ 625,35	R\$ 11.180,67	R\$ 103.225,26
19	R\$ 12.874,71	-R\$ 665,38	R\$ 12.209,33	R\$ 115.434,59
20	R\$ 14.040,13	-R\$ 707,96	R\$ 13.332,17	R\$ 128.766,76
21	R\$ 15.311,04	-R\$ 753,27	R\$ 14.557,77	R\$ 143.324,53
22	R\$ 16.696,99	-R\$ 801,48	R\$ 15.895,51	R\$ 159.220,04
23	R\$ 18.208,40	-R\$ 852,77	R\$ 17.355,63	R\$ 176.575,67
24	R\$ 19.856,63	-R\$ 907,35	R\$ 18.949,28	R\$ 195.524,95
25	R\$ 21.654,05	-R\$ 965,42	R\$ 20.688,63	R\$ 216.213,58

Fonte: Elaboração própria, 2015.

O tempo de vida útil de um inversor é de cerca de 10 anos, podendo chegar a 15 ou mais, dependendo das condições do ambiente e da ocorrência de descargas atmosféricas (SOLARVOLT, 2015). Para a análise de viabilidade será adotado um tempo de vida útil, para o inversor, de aproximadamente 12 anos, considerando uma média entre 10 e 15 anos.

A tabela 6 mostra o tempo de retorno do investimento considerando um investimento inicial de R\$ 21.783,45 e a troca do inversor após 12 anos, acrescentado ao capital investido. Seu valor futuro é dado pela seguinte fórmula:

$$VF=(1+i)^n *VP$$

(07)

Onde:

VF: valor futuro do equipamento em um período específico;

VP: valor presente do Equipamento;

i: taxa de juros anual, relativo à inflação;

n: ano que se deseja saber o valor do equipamento.

Assim, para uma taxa de juros de 6,4% ao ano, um inversor com o VP de R\$ 5.500 custa R\$ 11.578,76 após 12 anos.

Na análise econômica em questão o valor da taxa de juros, acrescentada ao capital investido, serão 12,25%. O valor é a taxa do Sistema Especial de Liquidação e de Custódia (Selic) apontada pela 188ª reunião do Comitê de Política Monetária (BACEN, 2015). A taxa de juros básica foi adotada, visto que existem títulos do tesouro nacional, cuja rentabilidade é vinculada à taxa Selic, e o tempo de análise foi considerado como o tempo de vida útil dos painéis que é de vinte e cinco anos.

Tabela 6 - Tempo de retorno do investimento

Ano	Receita líquida acumulada	Capital investido acrescido de taxa de juros anual	Fluxo de Caixa Acumulado
0	R\$ 0,00	-R\$ 21.783,45	-R\$ 21.783,45
1	R\$ 1.387,10	-R\$ 24.451,92	-R\$ 23.064,82
2	R\$ 3.089,27	-R\$ 26.016,85	-R\$ 22.927,57
3	R\$ 6.060,77	-R\$ 27.681,92	-R\$ 21.621,16
4	R\$ 9.307,78	-R\$ 29.453,57	-R\$ 20.145,79
5	R\$ 12.855,67	-R\$ 31.338,60	-R\$ 18.482,93
6	R\$ 16.732,12	-R\$ 33.344,27	-R\$ 16.612,15
7	R\$ 20.967,34	-R\$ 35.478,30	-R\$ 14.510,96
8	R\$ 25.594,32	-R\$ 37.748,91	-R\$ 12.154,59
9	R\$ 30.649,05	-R\$ 40.164,84	-R\$ 9.515,79
10	R\$ 36.170,82	-R\$ 42.735,39	-R\$ 6.564,57
11	R\$ 42.202,52	-R\$ 45.470,45	-R\$ 3.267,93
12	R\$ 48.790,96	-R\$ 59.959,33	-R\$ 11.168,37
13	R\$ 55.987,20	-R\$ 63.796,72	-R\$ 7.809,52
14	R\$ 63.847,02	-R\$ 67.879,72	-R\$ 4.032,70
15	R\$ 72.431,24	-R\$ 72.224,02	R\$ 207,22
16	R\$ 81.806,28	-R\$ 76.846,35	R\$ 4.959,92

17	R\$ 92.044,59	-R\$ 81.764,52	R\$ 10.280,07
18	R\$ 103.225,26	-R\$ 86.997,45	R\$ 16.227,81
19	R\$ 115.434,59	-R\$ 92.565,29	R\$ 22.869,31
20	R\$ 128.766,76	-R\$ 98.489,47	R\$ 30.277,29
21	R\$ 143.324,53	-R\$ 104.792,79	R\$ 38.531,73
22	R\$ 159.220,04	-R\$ 111.499,53	R\$ 47.720,51
23	R\$ 176.575,67	-R\$ 118.635,50	R\$ 57.940,17
24	R\$ 195.524,95	-R\$ 126.228,17	R\$ 69.296,78
25	R\$ 216.213,58	-R\$ 134.306,77	R\$ 81.906,80

Fonte: Elaboração própria, 2015.

Quando se consideram os juros, verifica-se que o tempo para recuperação do capital investido é de 15 (quinze) anos, ou seja, durante a vida útil prevista para o sistema.

Pode-se ainda calcular o custo da energia em R\$/kWh, considerando-se, mais uma vez, a inflação (i) e a vida útil do investimento.

$$VP1 = C_M \cdot \frac{(1+i)^n - 1}{i \cdot (1+i)^n} \quad (08)$$

Sendo:

VP1 – valor presente acumulativo para os gastos anuais fixos em manutenção (em R\$).

C_M = custo fixo em manutenção (em R\$).

i – taxa de inflação.

n – número de anos.

Para calcular o custo do ciclo de vida (CCV) e o custo do ciclo de vida anualizado (CCVA), foram utilizadas as equações abaixo:

$$CCV = \text{Inv. Inicial} + VP1 + VP2 \quad (09)$$

$$CCVA = CCV \cdot \frac{i \cdot (1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (10)$$

Onde:

VP2: custo do inversor a ser substituído;

Com base nas equações anteriores, na inflação média anual de 6,4% obtiveram-se os seguintes resultados apresentados na tabela 7.

Tabela 7 - Custo do ciclo de vida e custo do ciclo de vida anualizado

	Custo inicial	VP
Sistema	R\$ 21.783,45	R\$ 21.783,45
Inversor	R\$ 5.500,00	R\$ 5.500,00
Manutenção anual	R\$ 217,83	R\$ 2.681,83
CCV (R\$)		R\$ 29.965,28
CCVA (R\$)		R\$ 2.433,91

Fonte: Elaboração própria, 2015.

O Custo da Energia Economizada (CEE) permite comparar economicamente os investimentos em eficiência energética e em produção de energia. A fórmula para realizar esse cálculo é a seguinte:

$$CEE = \frac{CCVA(R\$)}{\text{energia economizada (kWh/ano)}} \quad (11)$$

No presente caso, tem-se:

$$CEE = \frac{R\$ 2.433,91}{4.691,10 \text{ kWh/ano}} \cong R\$ 0,52/\text{kWh}$$

Essa situação indica que serão gastos R\$ 0,52 (cinquenta e dois centavos) para se economizar uma unidade de energia consumida, ou 1,0 kWh. Estes resultados apresentam que o sistema só irá auferir lucros se a tarifa de energia cobrada for maior que R\$ 0,52/kWh. Valores inferiores resultam em prejuízo, e valores iguais indicam que o sistema não obterá prejuízos nem benefícios financeiros.

CONCLUSÃO

Neste artigo foi realizado um estudo para avaliar a viabilidade econômico-financeira de um SFCR. Tomou-se como referência a classe de consumo residencial e um sistema de 2,82 kW_p. A viabilidade da SFCR depende de condições diversas como, por exemplo, investimento necessário, desempenho do sistema, nível de irradiação solar, energia gerada, perfil da curva de carga do microgerador e, além disso, das condições vigentes nas tarifas de energia elétrica para o grupo em questão. Tais condições, além de outras, foram incluídas no modelo para a avaliação.

Para esse cenário já ocorre plena viabilidade da microgeração fotovoltaica, apresentando um tempo para o retorno sobre o investimento menor que o tempo total de sua vida útil, sendo o alto custo de investimento inicial um dos principais obstáculos encontrado que torna a implantação do SFCR inacessível a determinadas classes sociais. Porém, a perspectiva de futuro para esta tecnologia de geração traz consigo um cenário altamente otimista, visando à melhoria na eficiência do sistema e diminuição dos custos de implantação, o que viabiliza, a cada ano, a adesão deste tipo de geração.

Em linhas gerais pode-se considerar a microgeração fotovoltaica como uma alternativa de complementariedade às fontes tradicionais no sistema elétrico brasileiro. Apesar de existirem limitações devidas, principalmente, à sua intermitência, seu custo de operação é muito baixo e o recurso solar pode ser considerado infinito. Além disso, na atual conjuntura do setor elétrico brasileiro, a microgeração mostra-se uma modalidade de muito potencial e com retorno financeiro atrativo para os consumidores de energia elétrica.

É importante destacar que nos cálculos financeiros de viabilidade econômica não foram considerados os ganhos ambientais e sociais que essa forma de produção de energia elétrica proporciona. Tratando-se de uma forma de geração de energia limpa e livre de poluição, que preserva cada vez mais o ecossistema do planeta e por consequência a vida dos seres que habitam e as futuras gerações que irão habitar.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABBUD, Omar Alves; TANCREDI, Márcio. **Transformações recentes da matriz brasileira de geração de energia elétrica** – causas e impactos principais. Senado Federal, 2010. Disponível em: <www2.senado.leg.br/bdsf/item/id/182500>. Acesso em: 10 de setembro de 2015.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Atlas de energia elétrica do Brasil**. 3 ed. Brasília, ANEEL, 2008. Disponível em: <www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/atlas3ed.pdf>. Acesso em: 10 de setembro de 2015.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Banco de Informações de Geração-BIG**. ANEEL, Brasília. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>> Acesso em 28 de agosto de 2015.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Guia do Empreendedor de Pequenas Centrais Hidrelétricas**. Brasília, ANEEL, 2003. Disponível em:

<http://www.aneel.gov.br/biblioteca/downloads/livros/Guia_empresendedor.pdf> Acesso em 28 de agosto de 2015.

Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica (Abinee). **Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira**. USP, São Paulo, 2012. Disponível em: <www.abinee.org.br/informac/arquivos/profotov.pdf>. Acesso em 15 de setembro de 2015.

BRITO, Miguel; VALLÊRA, Antônio. **Meio Século de História Fotovoltaica. Campo Grande, 2006**. Disponível em:<solar.fc.ul.pt/gazeta2006.pdf>. Acesso em 19 de setembro de 2015.

Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (CRESESB). **Energia Solar – Princípios e Aplicações**. Rio de Janeiro, CRESESB, 2006. Disponível em:<www.cresesb.cepel.br/download/tutorial/tutorial_solar_2006.pdf>. Acesso em: 09 de setembro de 2015.

Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (CRESESB). **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro, CRESESB, 2014. Disponível em:<http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf>. Acesso em: 10 de setembro de 2015.

COMERC. Panorama. Comercializadora de Energia Elétrica, São Paulo. Disponível em: <<http://www.panoramacomerc.com.br>>. Acesso em: 21 de maio 2015.

ELETROBRÁS. **Plano Nacional de Energia Elétrica 1987/2010**. ELETROBRÁS, Rio de Janeiro, 1987: Disponível em: <www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/1980-1989/.../and96652-88.pdf>. Acesso em 11 de julho de 2015.

EMPRESA DE PESQUISAS ENERGÉTICAS (EPE). **Plano Nacional de Energia – 2030**. Rio de Janeiro, 2007 Disponível em:<<http://www.epe.gov.br/>>. Acesso em: 22 de julho de 2015.

ENERGY EFFICIENCY AND RENEWABLE ENERGY. U.S. **Department of Energy. Solar Energy Technologies Program**. Washington, 2005. Disponível em:<<http://www.eere.energy.gov/>>. Acesso em 11 de julho de 2015.

GRUPO NEOENERGIA. **Matriz Energética. Grupo econômico do setor elétrico**, Rio de Janeiro. Disponível em: <<http://www.neoenergia.com/>>. Acesso em: 21 de maio de 2015.

MACHADO, Carolina T.; MIRANDA Fabio S. **Energia Solar Fotovoltaica: Uma Breve Revisão**. Rio de Janeiro, 2014. Disponível em:

<www.uff.br/RVQ/index.php/rvq/article/download/664/508>. Acesso em 11 de setembro de 2015.

O GLOBO. **Falta de chuvas sobrecarrega usinas termelétricas**. Jornal O Globo online, Rio de Janeiro, 01 fev. de 2015. Disponível em: <<http://oglobo.globo.com/economia/petroleo-e-energia/falta-de-chuvas-sobrecarrega-usinas-termeletricas-15210895>>. Acesso em 10 de setembro de 2015.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Histórico da Operação - Geração de Energia**. ONS, Brasília. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/>>. Acesso em: 24 de maio 2015.

PEREIRA, E. et al. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. 1º ed. São José dos Campos: INPE, 2006.

URBANETZ JR, J.. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados a Redes de Distribuição Urbanas: Sua Influência na Qualidade da Energia Elétrica e Análise dos Parâmetros que Possam Afetar a Conectividade**, Tese (Doutorado em Engenharia Civil), Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), 2010. Disponível em: <<https://repositorio.ufsc.br/xmlui/handle/123456789/94284>>. Acesso em 15 de setembro de 2015.

ZILLES, R. **Aplicações e Regulamentação: Sistemas Fotovoltaicos Domiciliares, Miniredes e Sistemas Interligados**. II SIMPÓSIO NACIONAL DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA. CRESESB, Rio de Janeiro, 2005. Disponível em: <www.cresesb.cepel.br/snesf/palestras/18-05-2005/ZILLES.pdf>. Acesso em 4 de setembro de 2015.

Recebido em 15 de março de 2016.
Aprovado em 05 de maio de 2016.