

Aspectos Econômicos da Inserção de Geração Fotovoltaica Considerando Diferentes Cenários

Joseph P. O. Schumann Minami
Universidade Federal de Itajubá
joseph@unifei.edu.br

Paulo Vitor Grillo de Souza
Universidade Federal de Itajubá
pvgrillo@gmail.com

Prof. Benedito Donizeti Bonatto, Ph.D., IEEE Senior Member
UNIFEI - Universidade Federal de Itajubá
benedito.bonatto@gmail.com

Mateus Dias Braga
Universidade Federal de Itajubá
mhdbmateus@yahoo.com.br

Professor Eur.Ing. Paulo F. Ribeiro, BSEE, MBA, PhD, PE, CEng, FIEEE, FIET
IEEE PES Distinguished Lecturer
UNIFEI - Universidade Federal de Itajubá

Resumo – Este artigo apresenta uma análise comparativa entre diferentes cenários de geração distribuída utilizando células fotovoltaicas, tendo ou não armazenador de energia, variando o imposto incidente nos equipamentos e a tarifa. Neste caso, analisou-se a viabilidade econômica nas residências de médio porte, sendo utilizados dados reais de irradiação, extraídos da base dados do software PVsyst, levando em conta a posição geográfica da cidade de Itajubá. Para se avaliar a viabilidade dos investimentos, foi utilizado o valor presente líquido e o tempo de retorno do investimento. Este estudo apresenta uma análise que pode servir de orientação para os consumidores residenciais que pretendam instalar geração fotovoltaica, considerando a tarifa convencional e a branca, levando em consideração os limites operativos da qualidade de energia.

Palavras-chaves – Viabilidade Econômica, Geração Distribuída, Sistema Fotovoltaico, Armazenador de energia, Qualidade de Energia.

I. INTRODUÇÃO

Com a modernização, novas tecnologias foram se tornando mais baratas e economicamente viáveis em alguns projetos e empreendimentos, entre elas painéis fotovoltaicos, inversores de energia, baterias e medidores inteligentes. Esta queda nos preços, deu início a uma intensa modernização da matriz energética de países como Alemanha, Espanha, Japão e China. De forma a acompanhar as novas tecnologias e tendências do mercado de geração de energia elétrica, preocupadas com a diminuição no uso de fontes de energia advindas de combustíveis fósseis, além de ter um grande potencial solar, o Brasil viu-se atraído em investir na geração solar. Em apenas 2 dias, a Celesc informou mais de 10 mil inscritos no programa Bônus Fotovoltaico, que possibilita ao consumidor catarinense gerar sua própria energia por meio de painéis [1].

A respeito da qualidade de energia, a inserção de painéis fotovoltaicos acarreta em inúmeros distúrbios, dentre eles distorção harmônica, variações de tensão e no fator de potência.

A. Contexto Nacional e Global da Energia Solar Fotovoltaica

Em um cenário mundial, o emprego da geração distribuída vem crescendo e auxiliando no suprimento da demanda energética. As características desses geradores se opõem ao cenário de uma geração centralizada, pois têm por objetivo fornecer energia às cargas mais próximas. Dentre as formas de geração distribuída, a geração fotovoltaica é a que ganha maior destaque atualmente, pois sua forma de instalação evita grandes impactos ambientais, sonoros e visuais; podendo ser utilizada tanto em instalações residenciais ou na construção de usinas solares de grande porte.

A geração fotovoltaica tem crescido e se destaca nos últimos anos. No final de 2013, havia aproximadamente 139 GW em sistemas fotovoltaicos instalados no mundo, com 36 GW localizada na Alemanha, e 18 GW localizados nos países Itália e China, segundo [2].

O Brasil tem enorme potencial para a geração de energia solar fotovoltaica, como demonstra a comparação entre os níveis de irradiação solar e extensão territorial do Brasil e de outros países em que essa fonte é bastante utilizada, conforme é mostrado na Tabela 1 [3].

Tabela 1 – IRRADIAÇÃO SOLAR (KWh/m²/dia)

País	Mín	Máx	Média	Área (mil.km ²)
Alemanha	2,47	3,42	2,95	357,02
França	2,47	4,52	3,49	543,97
Espanha	3,29	5,07	4,18	504,97
Brasil	4,25	6,75	5,50	8.515,77

Atualmente, a Alemanha possui uma capacidade instalada de cerca de 41 GW [4], e o Brasil apenas de 30 MW. Caso o Brasil tivesse a mesma quantidade de kWp instalada por metro quadrado que a Alemanha, geraria-se mais do que dez vezes o valor da geração instalada no Brasil atualmente. Sendo assim, o Brasil tem um enorme potencial para crescimento nesta área. Para efeito de comparação, a média de irradiação solar no Brasil é praticamente duas vezes maior do que a média da Alemanha. Além disso, outro fator importante é que o preço da energia solar

está cada vez mais barato.

B. Marcos regulatórios Brasileiros

Com o intuito de coletar dados para possíveis modificações nos principais instrumentos regulatórios do Brasil, resoluções da ANEEL e do PRODIST, a fim de incentivar a geração renovável e distribuída de pequeno porte no país, a ANEEL propôs uma consulta pública nº 15/2010, baseada em um questionário apresentado na Nota técnica nº 0043/2010-SRD/ANEEL, de 8/09/2010. [5].

Sendo assim, este processo pode dar o primeiro passo para uma série de mudanças que estavam por acontecer nos anos seguintes, que tinham como objetivo viabilizar a aplicação de pequenos produtores. Esta coleta de dados, incluindo sugestões, limitações e diferentes pontos de vista de forma democrática, possibilitou mudanças em um curto período de tempo.

Baseada nos dados obtidos na consulta pública nº 15 e também nas propostas da audiência pública nº 42, a ANEEL propôs duas normas, a 481 e a 482.

Basicamente, a norma 481 modifica a resolução normativa nº 77, alterando a taxa de desconto do TUST e TUSD para 80% nos primeiros dez anos dos empreendimentos que entrarem em operação até 2017 (até 30 MW e com fonte solar), voltando aos 50% após este prazo – valor que já era empregue antes da resolução normativa. Assim, reduzindo-se as taxas, esperava-se uma maior adesão dos investidores à produção de energia solar.

Já a resolução normativa 482 visava dar condições aos produtores independentes de energia, mini geração, micro geração distribuída ou compensadores de energia, para acessar o sistema de distribuição. Esta resolução obrigava as distribuidoras a revisarem todo seu material técnico, ou elaborar novas normas, segundo o Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST; bem como adequar a forma como onera ou paga seus consumidores pelos serviços prestado ou adquiridos, quando se trata de um consumidor gerador.

Esta resolução visava coibir a ação de concessionárias que exigiam equipamentos e certificações de maneira excessiva a fim de atrasar o processo de validação de projeto, bem como dar padrões e orientações as concessionárias de como proceder em caso de micro e mini geração. No que diz respeito à micro geração distribuída, ficou definido um limite de 100 kW de cogeração qualificada ou geração via fontes renováveis, conforme regulamentação da ANEEL e para mini geração, este limite ficava abaixo de 1 MW.

Para a resolução 482, também ficou definida que um compensador de energia consiste um sistema que fornece à concessionária energia ativa em troca de créditos de energia (prazos de 36 meses), a serem usados futuramente por este mesmo consumidor (podendo mudar de localidade, em caso de ser mesma pessoa física ou jurídica dentro de uma mesma área de concessão).

Assim como aconteceu com as resoluções 481 e 482, a resolução normativa foi precedida da audiência pública número 26 e nela uma série de propostas foram feitas e, posteriormente, empregues na própria resolução. Entre as

propostas empregadas pela REN 687, destacam-se quatro: Autoconsumo remoto, redução na espera para a conexão de rede, geração compartilhada e geração em áreas contíguas.

II. ESTUDO DE CASO

A. Características de Consumo da Unidade Consumidora

Como o trabalho, ora proposto, tem o intuito de ser genérico, ou seja, não corresponde a um projeto para ser instalado em residência específica, mas um projeto capaz de ser empregado por qualquer consumidor residencial de médio porte, algumas suposições foram feitas, de modo a traçar o perfil médio de consumo deste consumidor. Foi utilizada a curva típica de carga [6], pois segundo [6] esta pode representar os hábitos de consumo de determinadas classes de consumidores classificados por faixas de consumo ou por ramos de atividade. Por exemplo, para modelagem do consumidor hipotético deste estudo, foi considerado a curva mostrada na Figura 1, que corresponde à classe residencial, com consumo mensal de 200 a 400 kWh.

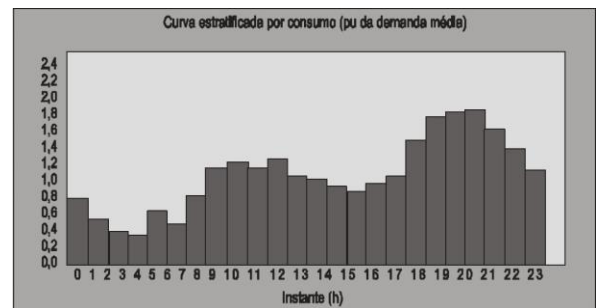


Figura 1 - Curva de carga típica.

Uma curva de carga típica deve representar uma parcela de sua classe de consumidores e faixa de consumo. Portanto, tais curvas são representadas em valores p.u., com base na demanda média. A demanda média é calculada, sabendo-se o consumo mensal ε em kWh, pela expressão:

$$D_{méd} = \frac{1}{24 \times 30} \int_{0h}^{720h} d_i dt = \frac{\varepsilon}{720} kW$$

E o valor da demanda, $D(t)$, em qualquer instante t do dia, pode ser obtido por:

$$D(t) = d(t) \times D_{méd}$$

Onde $d(t)$ representa a demanda, em p.u., da curva de carga típica.

A fim de representar a variabilidade que ocorre no consumo de energia elétrica diário, considerou-se um desvio padrão de 0,3 p.u. para cada hora, assim foram gerados através do software *Matlab* 365 dias, em que o consumo de cada hora, corresponde a um valor sorteado em uma distribuição normal com a média mostrada na Figura 2 e 0,3 p.u. de desvio padrão. Para simular a sazonalidade do consumo de energia durante o ano, foi extraído do site da ANEEL, os valores em MWh do consumo mensal médio de uma residência, estratificado pelas regiões do país. A saber, a região sudeste, em estudo, apresenta os seguintes valores da tabela 2.

TABELA 2 – CONSUMO MENSAL MÉDIO DE UMA RESIDÊNCIA DA REGIÃO SUDESTE

Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
0,21	0,2	0,18	0,18	0,17	0,16	0,16	0,17	0,16	0,18	0,18	0,17

B - Características de Irradiação na Unidade Consumidora

Como os dados de irradiação são dependentes da localização da instalação, supôs-se que a residência está na cidade de Itajubá – MG coordenadas 22,42° S e 45,46° O, sob área de concessão da distribuidora CEMIG. Os painéis serão instalados no telhado da casa, considerando também que o local está livre de sombreamentos, ao longo de todo o dia. Os dados de irradiação foram obtidos através do software PVsyst, que apresenta valores de hora em hora para um ano da irradiação global e difusa dadas em W/m², de acordo com as coordenadas geográficas consideradas. Um exemplo da tabela de saída usada pode ser visto na Figura 2.

Interval beginning File beginning	GlobHor W/m ²	DiffHor W/m ²
01/01 00h00	0.0	0.0
01/01 01h00	0.0	0.0
01/01 02h00	0.0	0.0
01/01 03h00	0.0	0.0
01/01 04h00	0.0	0.0
01/01 05h00	9.5	9.5
01/01 06h00	235.6	122.4
01/01 07h00	507.1	71.2
01/01 08h00	815.4	148.9
01/01 09h00	992.7	129.3
01/01 10h00	1143.9	268.1
01/01 11h00	663.9	477.7
01/01 12h00	639.3	536.5
01/01 13h00	561.9	463.2
01/01 14h00	431.3	401.9
01/01 15h00	338.2	317.2
01/01 16h00	263.4	232.6
01/01 17h00	130.5	111.6
01/01 18h00	6.9	6.9
01/01 19h00	0.0	0.0
01/01 20h00	0.0	0.0
01/01 21h00	0.0	0.0
01/01 22h00	0.0	0.0
01/01 23h00	0.0	0.0

Figura 2 - Dados de irradiação horária.

A inclinação dos painéis deve ser orientada de forma otimizada à captação solar. Como o caso-exemplo analisa uma carga doméstica, e a dimensão do sistema fotovoltaico não representa a autossuficiência da demanda, o ângulo dito ótimo é aquele que resulta na mais alta média anual. Esse valor angular varia de acordo com a variação solar na latitude especificada ao longo do ano [6]. Em termos práticos, é comum utilizar no Brasil a inclinação semelhante à latitude, e nunca menor que 15°, de forma a facilitar a auto limpeza dos módulos. Deste modo, foi adotado neste estudo o ângulo igual à latitude do local de instalação, a saber 22°.

C - Dimensionamento do Sistema e dos Componentes

Atualmente, não é permitido ao consumidor final se rentabilizar vendendo o residual gerado às concessionárias. Uma vez que a RES 482/2012 da ANEEL prevê apenas a remuneração a partir de créditos em energia, e não em compensação monetária – como é o caso da maioria dos países, onde é regulamentada essa geração.

Portanto, durante a sistemática de dimensionamento, é esperado que o projetista realize uma quantificação dos equipamentos a serem utilizados, de forma a atender parcialmente o sistema, evitando assim uma dispersão de capital no investimento em um sistema superdimensionado para o futuro [7].

A intenção da análise é criar cenários em que o investimento inicial demandado seja equivalente e verificar qual deles é mais vantajoso.

O primeiro caso é composto por 4 módulos sem armazenamento de energia e, no segundo caso, dois módulos com armazenamento de energia, sendo utilizada a tarifa branca. Os casos três e quatro são análogos aos anteriores, porém apresentam isenção de impostos (ICMS, Cofins e PIS). Já o caso cinco, apresenta 4 módulos sem armazenamento considerando a tarifa convencional.

Utilizou-se o modelo HJM245P-20 da fabricante chinesa Hengji PV-Tech Energy, possuindo 245Wp e 1,6328 m² cada módulo, com eficiência de 15% e baixo custo. Para bateria, optou-se por uma 12V com capacidade de 250Ah. Além de um inversor com potência nominal de 1000W, para o primeiro caso, e um de 500 W para o segundo caso.

D – Resultados da Geração Fotovoltaica

O cálculo da geração fotovoltaica foi feito através da equação abaixo:

$$G = \sum_{t=0}^n I_0 \cdot A \cdot \eta \cdot (1 - p)$$

Onde: n – número de horas do mês;

I_0 – irradiação média horária (kW/m²);

A – área total de painéis fotovoltaicos;

η - eficiência do painel;

p – perda percentual do sistema.

A Tabela 3 mostra os valores mensais de geração e consumo para o caso 1. Já a Tabela 4, exibe os valores mensais de geração e consumo para o caso 2.

TABELA 3 - VALORES DE GERAÇÃO E CONSUMO (CASOS 1, 3 e 5)

Mês	Geração [kWh]	Consumo [kWh]	Geração Percentual [%]
Janeiro	123	226	54
Fevereiro	115	210	55
Março	114	196	58
Abril	101	190	53
Maio	93	182	51
Junho	88	168	52
Julho	94	173	54
Agosto	111	175	63
Setembro	111	176	63
Outubro	119	193	62
Novembro	118	190	62
Dezembro	124	190	65

TABELA 4 - GERAÇÃO E CONSUMO MENSAL (CASOS 2 E 4)

Mês	Geração [kWh]	Consumo [kWh]	Geração Percentual [%]
Janeiro	61	226	27
Fevereiro	58	210	27
Março	57	196	29
Abril	51	190	27
Maio	47	182	26
Junho	44	168	26
Julho	47	173	27
Agosto	56	175	32
Setembro	55	176	31
Outubro	60	193	31
Novembro	59	190	31
Dezembro	62	190	33

E - Custos dos Componentes Importados

Módulos: Algumas revistas especializadas do setor, como a PV Magazine e a PHOTON publicam mensalmente os preços de módulos oriundos de vários parques fabris no mundo. Segundo a análise de [8], o preço médio em setembro de 2016 foi de 0,52€/Wp no mercado alemão para painéis fabricados na China.

Inversores: Da mesma forma, o preço dos inversores também é monitorado, muito embora a variação destes tenha sido bem menor se comparada às dos módulos. Segundo a mesma referência, o preço dos inversores no mercado alemão, para equipamentos de potência inferior a 5kW, está na ordem de 0,23€/W.

Baterias: O custo da bateria utilizada de 3kWh foi obtido através do site [9], especializado em venda de baterias para sistemas solares, o custo da bateria escolhida é de \$435,00, considerando a taxa de câmbio de 3,24 (R\$/) e, de modo conservador, considerando um acréscimo de 90% no valor devido a despesas de frete e custos de internalização do produto, o custo final foi de R\$ 2.677,86.

Como estes custos consideram as fábricas na Europa ou na China, os preços são cotados no regime *Free On Board* (FOB), onde os custos de transporte e seguros são de responsabilidade do comprador. Outro aspecto importante são os impostos incidentes para a nacionalização do produto importado.

Desta forma, o método de análise para obter o preço final para a utilização de tais bens de consumo no Brasil, exposto em [10], é utilizado para as aplicações e análises propostas.

É interessante notar que a elevada carga tributária incidente sobre os módulos e inversores têm o poder de diminuir, consideravelmente, a atratividade da fonte no país e se caracterizando como uma barreira econômica.

Além dos componentes importados, existem ainda outros itens que devem ser analisados no custo do sistema, como por exemplo:

- **Balance of System (BoS):** Como inversores e painéis são responsáveis pela maior parte de investimento da planta, todos os outros componentes da mesma (DSV, cabos elétricos, estruturas de suporte, sistema de proteção contra descargas atmosféricas, sistema de monitoramento, quadros e proteções elétricas) são sumarizados em um único item. Para este item foi considerado uma verba correspondente a 50,6% do investimento em inversores e painéis, sendo adotado 2,04 R\$/Wp.
- **Instalação:** Considera-se neste item a instalação do

sistema bem como o relacionamento com a concessionária para poder injetar energia na rede. Foi considerado o valor de 1,00 R\$/Wp. [10]

O custo final do sistema de geração fotovoltaica pode ser resumido através da Tabela 5.

TABELA 5 - ESTRUTURA DOS CUSTOS PARA UMA CENTRAL GERADORA FOTOVOLTAICA CONECTADA À REDE.

Sistema Fotovoltaico		Porcentagem	
Módulos	2,64	R\$/Wp	37,35%
Inversores	1,39	R\$/Wp	19,66%
BoS	2,04	R\$/Wp	28,85%
Instalações	1,00	R\$/Wp	14,15%
TOTAL	7,07	R\$/Wp	100,00%

3.7 Tarifa Branca

A estrutura tarifária atual aplicada ao consumidor residencial consiste na soma de duas componentes tarifárias: Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e Tarifa de Energia (TE). A primeira é relativa ao faturamento mensal de usuários do sistema de distribuição pelo seu uso. A segunda refere-se ao faturamento mensal de consumo de energia da unidade consumidora, as duas são dadas em R\$/MWh (O setor elétrico).

Na tarifa convencional, os usuários pagam o mesmo preço de tarifa independentemente das horas do dia. Com a nova resolução tarifária da Aneel – que traz como incentivo o consumo de energia elétrica nos horários em que o sistema é menos utilizado para os consumidores em baixa tensão – a tarifa é composta por três postos tarifários, detalhados a seguir:

- **Ponta:** período de três horas consecutivas diárias, com exceção de sábados, domingos e feriados nacionais;
- **Intermediária:** período formado pela hora imediatamente anterior e pela hora imediatamente posterior ao horário de ponta, totalizando duas horas diárias;
- **Fora ponta:** período composto pelas 19 horas complementares aos períodos de ponta e intermediário, bem como os sábados, domingos e feriados.

A TUSD na modalidade tarifária branca será estabelecida pela ANEEL, como esta modalidade entrará em vigor somente em 2018, não se têm valores concretos das tarifas que serão cobradas por cada distribuidora, mas ressalta-se que quanto maior a diferença entre a tarifa convencional e a tarifa branca fora de ponta, maior o incentivo à adesão e vice-versa.

Para o estudo da viabilidade econômica, foi considerado o valor da tarifa convencional cobrada pela CEMIG em novembro de 2016 de 0,84 R\$/kWh, que corresponde ao valor real pago pelo cliente após taxas, e a partir deste a tarifa branca foi estabelecida considerando que:

- O posto tarifário ponta será equivalente a cinco vezes o valor da tarifa no posto fora de ponta;
- O posto tarifário intermediário será equivalente a três vezes o valor da tarifa no posto fora de ponta;
- O posto tarifário fora de ponta será equivalente a 55% do valor da tarifária convencional.

Assim, os valores das tarifas fora de ponta, intermediária e ponta são, respectivamente, de 0,46 R\$/kWh, 1,38 R\$/kWh e 2,31 R\$/kWh.

F - O Modelo Econômico e a Ferramenta de Cálculo

Após definido o montante dos investimentos necessários para instalar a usina solar, resta responder à pergunta, qual o retorno e as características do investimento?

Para responder a esta questão, foi elaborada uma planilha no Excel que considera o fluxo de caixa em períodos anuais, onde as entradas de caixa se dão através da economia de energia drenada da rede e as saídas de caixa são os custos do pagamento de juros e amortização do eventual investimento necessário para compra dos equipamentos, e a troca de equipamentos durante a vida útil da planta.

Uma característica em comum de empreendimentos em energia elétrica no Brasil são os longos períodos de retorno dos investimentos. Neste caso, não é diferente, com uma duração esperada de 25 anos da planta, é necessário o uso de ferramentas da matemática financeira para avaliar os investimentos na data presente, uma vez que o valor monetário presente do dinheiro não é o mesmo que no futuro. Além de existir um fator de degradação da planta, diminuindo a energia gerada ao longo dos anos [10].

De modo a definir qual o melhor investimento dentre os casos considerados, foi utilizado o VPL (Valor Presente Líquido), que reflete no tempo atual a série anual de fluxo de caixa durante o tempo de vida da planta, isto é, qual quantidade monetária foi economizada durante toda a vida da usina, considerando o custo de oportunidade do capital através da taxa de desconto. Quanto maior o VPL, mais favorável é o investimento.

G - Considerações utilizadas na obtenção dos resultados

A ferramenta de cálculos foi feita de modo a ser configurável redimensionamentos da planta, aumentando assim sua aplicabilidade. Como muitas são as variáveis para as simulações do modelo econômico, algumas premissas foram adotadas para as análises dos casos:

- Taxa de Desconto: O propósito deste trabalho sendo o pequeno investidor, a taxa de desconto considerada é de 7,5% ao ano. Para este tipo de investidor, essa remuneração do capital seria conseguida sem grandes esforços no mercado de capitais, através da poupança, por exemplo.
- Tempo de operação: Os fabricantes de painéis garantem a eficiência e vida útil dos módulos por até 25 anos. Desta forma, considera-se o mesmo período de tempo de operação da planta, mesmo que haja a necessidade de troca do inversor durante o período.
- Troca do inversor: A maioria dos fabricantes considera como necessária a troca do inversor com 10 anos de operação contínua. Nos resultados apresentados mais adiante, considera-se a troca de todo o custo dos inversores no tempo do investimento, à vista, no décimo ano de operação. Em condições normais, o fluxo de caixa do décimo ano é negativo por esta razão.
- Troca da bateria: A vida útil de baterias de Íon-Lítio é elevada, segundo [11] em torno de 14 anos. Portanto, foi considerada a troca das baterias através de pagamento, à vista, no décimo quarto ano de operação.
- Fator de degradação dos módulos fotovoltaicos: Sendo um fator de diferenciação entre fabricantes, que

definem várias formas de garantir a produção de energia através de seus produtos, optou-se por definir uma degradação anual constante de 0,75%, de forma a não atrelar os resultados a um fabricante específico.

- Financiamento do investimento: Considera-se que 100% do investimento é financiado.
- Entrada em operação da usina: De forma a simplificar os cálculos e torná-los de mais fácil compreensão, o desembolso da compra de equipamentos se dá no mesmo momento em que a usina entra em operação. Como para empreendimentos de geração distribuída esse prazo fica em torno de 3 meses, a premissa se torna aceitável.
- Como o trabalho é focado no pequeno autoprodutor, morador de residência de médio porte, consideram-se como linha de crédito, os valores de mercado disponíveis em bancos comerciais, com uma taxa de juros nominal de 11,8% (taxa de juros real de 6,3%) e prazo de pagamento de 15 anos.
- Foi considerado que a remuneração pela energia injetada na rede é dada pelo preço da tarifa no momento da injeção. Por exemplo, caso a geração seja superior ao consumo em alguma hora do dia caracterizada como fora de ponta, o produtor ganhará um crédito correspondente à energia excedente multiplicada pelo valor da tarifa fora de ponta.
- Para o caso 2, a configuração do sistema é tal que somente o painel fotovoltaico carrega a bateria, evitando ao máximo o uso de energia elétrica vinda da rede. Além disso, o sistema de controle foi ajustado para que nos períodos de tarifa intermediária e de ponta a bateria supra o consumo de energia da residência até descarregar-se por completa.

III. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Inserindo na ferramenta desenvolvida as premissas anteriores, os seguintes resultados são obtidos e ilustrados na figura 3.

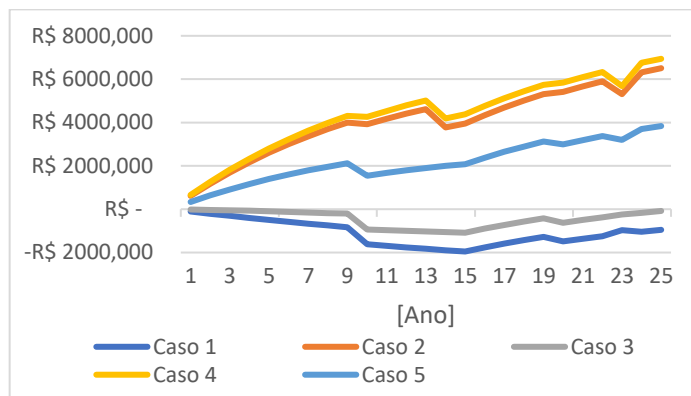


Figura 3 - Valor atual dos diferentes casos estudados

Nota-se claramente que os casos em que o imposto não foi tributado nos equipamentos, casos 3 e 4, tiveram um VPL superior aos valores atualmente aplicados, casos 1 e 2.

A respeito do uso somente de painéis, no caso 5 pode-se observar um caso semelhante ao caso 1, porém empregando a tarifa convencional, e este se mostrou viável com VPL de R\$3.836. Não se utilizou bateria no último caso em estudo, pois para uso doméstico a disponibilidade de energia não é emergencial, podendo ser interessante se estudar a viabilidade quando se analisa um hospital ou comércio.

Segundo as considerações utilizadas na obtenção dos resultados, foi considerado que a remuneração pela energia

injetada na rede é dada pelo preço da tarifa no momento da injeção conforme é atualmente aplicado. Porém, como não há nada fixado e este modelo acarretaria em um prejuízo as distribuidoras de energia, deve-se ficar atento as atualizações para a utilização do presente estudo.

IV. CONCLUSÕES

Embora estudos apontam a grande capacidade de geração solar no Brasil, confirmada pelos elevados níveis de irradiação no país, alguns empecilhos atrapalham a utilização em massa desta fonte de energia. Dentre eles podemos citar, a falta de tecnologia nacional com preços competitivos, a falta de incentivo governamental e a falta de regulamentação adequada. O que poderia mudar se houvesse algum incentivo do governo, conforme sugerido pelos casos 3 e 4, onde foram isentos de impostos e apresentaram um VPL maior quando comparados aos casos 1 e 2, respectivamente.

Do ponto de vista regulatório, este trabalho traz um estudo da viabilidade econômica do emprego de sistemas fotovoltaicos antevendo um novo cenário de tarifação, previsto de entrar em vigência em 2018. Comparado com o cenário atual, sem armazenadores de energia, a presença de tarifa branca acarretou em um decréscimo no VPL do caso 1 em relação ao caso 5; mostrando-se mais lucrativo se instalar painéis fotovoltaicos na atual conjuntura, com um valor presente líquido de R\$3.836. Apenas para ressaltar o caso 1 e 3, com tarifa branca, o VPL é negativo, respectivamente de R\$950 e R\$84, inviabilizando o projeto. Na presença de baterias, o caso 2 e 4 se mostraram os mais viáveis, com VPL que vão desde de R\$6.506 até R\$6.940, neste último caso suprimindo a presença de alguns impostos (caso 4).

Outra observação do estudo de caso, é que sistemas fotovoltaicos com baterias, mesmo com área de módulos inferior, gera maior economia de energia que usinas fotovoltaicas de maior área sem armazenamento de energia elétrica em cenários onde a tarifação depende do horário de uso.

Atualmente, o Brasil não apresenta uma grande difusão de tecnologia fotovoltaica, assim os efeitos referentes a qualidade de energia são em sua maioria isolados, de baixa magnitude e não afetam abruptamente o sistema de potência. Porém se houver grande aderência da população, os distúrbios poderão ocasionar problemas na rede e deverão ser melhor estudados e analisados.

A contribuição principal deste trabalho visa alertar os consumidores residenciais para a correta maneira de planejar e calcular a viabilidade econômica da implantação de geração solar em suas casas, de forma a investir em projetos realmente lucrativos.

V. AGRADECIMENTO

Este trabalho contou com o apoio parcial do INERGE, CNPq, CAPES, FAPEMIG e UNIFEI.

VI. REFERÊNCIAS

[1] AGÊNCIA CANALENERGIA. **Mais de 10 mil clientes demonstram desejo ter usina solar em Santa Catarina**. São Paulo, 2017. Disponível em: <<https://smart-clipping.com/2017/03/01/mais-de-10-mil-clientes->

[demonstram-desejo-ter-usina-solar-em-santa-catarina/](https://smart-clipping.com/2017/03/01/mais-de-10-mil-clientes-demonstram-desejo-ter-usina-solar-em-santa-catarina/)>. Acesso em: 03 mar. 2017.

[2] E. P. I. Association, **Global market outlook for photovoltaics until 2014**, http://www.epia.org/fileadmin/EPIA_docs/public/Global_Market_Outlook_for_Photovoltaics_until_2014, 2010.

[3] UNEP (United Nations Environment Program) and NREL/U.S. DOE (National Renewable Energy Laboratory, U.S. Department of Energy). **Solar and Wind Energy Assessment (SWERA)**. 2014, Data from the National Renewable Energy Library and the United Nations Environment Program (UNEP). <http://maps.nrel.gov/SWERA>

[4] Photovoltaikanlagen: Datenmeldungen sowie EEG-Vergütungssätze" [Monthly reported new installations of PV systems and current feed-in tariffs] Bundesnetzagentur. Retrieved 1 February 2015.

[5] Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. **Consulta Pública nº: 015/2010**, de 09 de Novembro de 2010. Disponível em <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/consulta_publica/consulta.cfm?ano=2010&idArea=14>. Acesso em: 28 out. 2016.

[6] KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B. DE; ROBBA, E. J. **INTRODUÇÃO AOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**. 1ª. ed. São Paulo: BLUCHER, 2005.

[7] MIRANDA, A. B. C. M. **ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE**. MONOGRAFIA DE GRADUAÇÃO. Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2014.

[8] PHOTON - THE SOLAR POWER MAGAZINE INTERNATIONAL. **Prices for Solar Modules Crash**. out. 2016.

[9] WHOLESAL SOLAR. **All brands of Deep Cycle Batteries for Solar & Renewable Energy Applications**. Disponível em: <<https://www.wholesalesolar.com/>>. Acesso em: 24 de out. 2016.

[10] LANDEIRA, J. L. F. **ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA SOBRE A VIABILIDADE DE IMPLANTAÇÃO DE SISTEMAS DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA NO BRASIL**. DISSERTAÇÃO DE MESTRADO. Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2013.

[11] PEREZ, F. **Inserção e Controle de Armazenadores de Energia em Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica**. DISSERTAÇÃO DE MESTRADO. Universidade Federal de Itajubá, 2015.