

Viabilidade econômica da implementação de células fotovoltaicas em residências do Espírito Santo, Brasil

Economic feasibility of implementation of photovoltaic cells in residences of Espírito Santo, Brazil

Ricardo Pessoti GARUZZI [1](#); Oldrich Joel ROMERO [2](#)

Recibido: 08/08/16 • Aprobado: 16/09/2016

Conteúdo

- [1. Introdução](#)
 - [2. Aspectos teóricos](#)
 - [3. Metodologia](#)
 - [4. Resultados e discussões](#)
 - [5. Conclusões](#)
- [Referências bibliográficas](#)

RESUMO:

A energia solar é uma opção atrativa e ambientalmente limpa para a geração de energia elétrica. Entretanto seu uso residencial de forma mais intensa depende de diversos fatores. Dentre elas, para um usuário a perspectiva econômica é determinante. Desse modo, o objetivo desse trabalho é mostrar a viabilidade econômica de implementação de um sistema fotovoltaico residencial através da análise do Valor Presente Líquido (VPL). Embora o estudo utilize dados de consumo elétrico da cidade de São Mateus, Espírito Santo, Brasil, a metodologia pode ser aplicada para diversos outros centros urbanos. Como principais resultados dos oito cenários simulados ao longo de 25 anos, tem-se que a realidade atual, com elevados impostos e/ou com abundância de chuvas, que resulta em geração hidroelétrica barata, não motiva ao usuário para investir na implementação do sistema fotovoltaico residencial. Esta opção, que tem mínimo impacto ambiental, tornaria atrativo com (i) incentivos do governo (como isenção da cobrança de impostos por um período determinado e quando aplicado seja sobre a diferença entre a energia da rede e a energia elétrica

ABSTRACT:

Solar energy is an attractive and environmental clean source to generate electric energy. However, its domestic and intense use is function of several factors, from which the economic issue is the more important. Thus, the goal of this work is to show the economic viability of implementation of a residential photovoltaic solar cell system through a Net Present Value tool. Though data from São Mateus – ES, Brazil, are used, the methodology could be generalized to other cities. Main results from eight simulated scenarios along 25 years, reveals that actual conditions are unfavorable to users who have the intention to implement solar systems technology in their residences. It will become attractive with: (i) governments incentives (as for example, without tax for a period of time, in this work is five years, and when applied it will be over the difference between public electric energy and generated electric energy); and/or (ii) system of tariffs flags, applied during periods of reduced rains, as a consequence the continuity of hydroelectric plants is not guaranteed.

Keywords: electric energy; solar energy; photovoltaic

gerada); e/ou (ii) quando aplicado o sistema de tarifação com bandeira vermelha, vigente durante escassez de chuvas, tal que a continuidade do funcionamento das hidroelétricas fica comprometida.

Palavras-chave: energia elétrica; energia solar; célula fotovoltaica; VPL; payback; incentivos governamentais; bandeiras tarifárias.

solar cell; net present value; payback; government incentives; tariff flags.

1. Introdução

O petróleo responde por mais de um terço da oferta global de energia primária e mais de 95% da energia utilizada nos transportes. Isso é devido a sua combinação inigualável de grande quantidade de energia por unidade de massa e por unidade de volume, e ao mesmo tempo por ser facilmente transportável. Estas características resultam em um consumo crescente e, portanto, aumentar sua oferta tem sido uma preocupação recorrente, principalmente nos últimos 50 anos. Entretanto a quantidade de petróleo é limitada, e o pico de produção global de petróleo deve ser atingido, a partir do qual a produção começa a declinar (MILLER e STEVEN, 2014).

A oferta futura de petróleo é um tema complexo e com múltiplas variáveis influenciando e variando as oportunidades de mitigação, mas um consenso entre vários pesquisadores (Höök et al., 2014; Timilsina, 2014; Muggeridge et al., 2014; Chew, 2014) é que os recursos petrolíferos convencionais estão em um estágio avançado de esgotamento e que os combustíveis líquidos vão se tornar cada vez mais escassos, exigindo assim novas formas de energia e novas tecnologias.

A energia solar por ser uma fonte facilmente disponível é usada desde os tempos remotos para aquecimento e iluminação de casas e edifícios, para geração de eletricidade, cozinhar alimentos, aquecimento de água, refrigeração solar (Xu et al., 2011), secagem de materiais diversos, além uma variedade de usos comerciais e industriais, como uso em soldagem de alumínio (Karalis et al., 2005), ou na própria indústria do petróleo para facilitar seu transporte em tubulações mediante o aquecimento (HE, 2014).

Esta energia pode ser utilizada de duas maneiras diferentes, na forma de energia térmica mediante coletores e receptores solares (Sardeshpande et al., 2011), e na forma de energia solar fotovoltaica em que materiais, como o silício, de características específicas convertem a energia solar em corrente contínua, que pode ser convertida em corrente alternada ou armazenada para ser utilizada posteriormente (Kazmerski, 2006).

O uso da energia solar fotovoltaica tem destaque nos países europeus (Figura 1), os quais tem contribuído com 58% da instalação global até 2013. Isto é resultado dos incentivos a esta tecnologia proporcionados pelos governos, mesmo que, em comparação com outros países, como o Brasil, o potencial do recurso não seja alto.

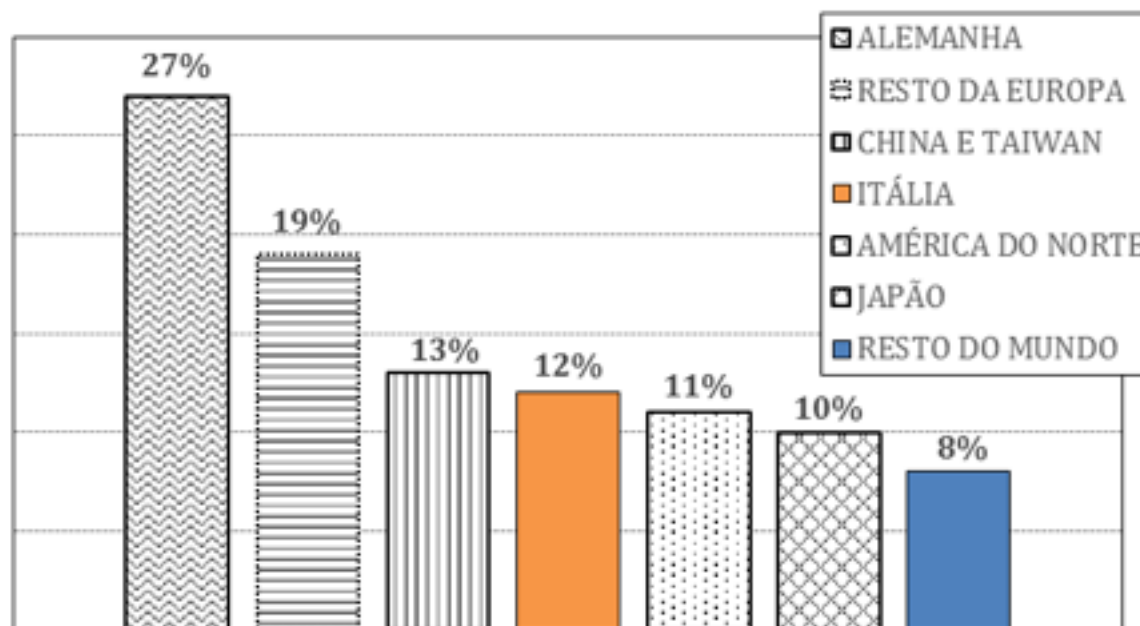


Figura 1. Instalação fotovoltaica global acumulada até 2013. Fonte: adaptado de ISE (2015).

De acordo com Razykov et al. (2011) a produção de células fotovoltaicas (PV – *photovoltaic solar cells*) tem aumentado consideravelmente com taxas de 30% a 40% a partir do ano 2000 (Figura 2), sendo os principais mercados USA, Japão e a União Europeia.

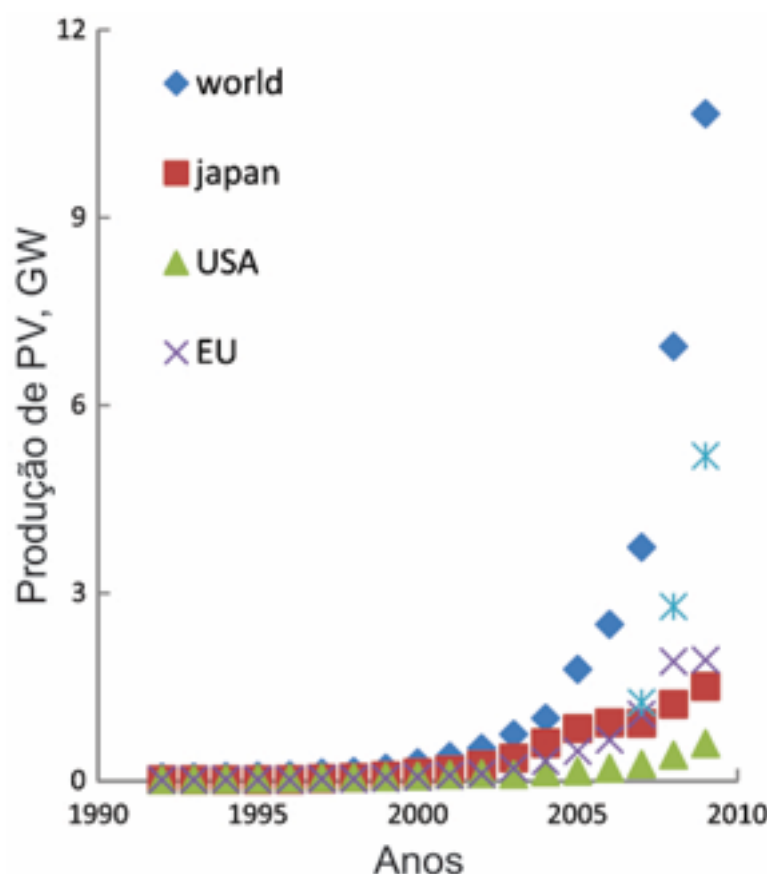


Figura 2. Aumento da demanda das células solares. Fonte: adaptado de Razykov et al. (2011).

Entretanto o custo desta tecnologia é ainda elevado devido às escassez de políticas de incentivo, e também por que o processo de fabricação da componente principal do sistema, a célula fotovoltaica, tem espaço para ser aprimorado (Romero e Garuzzi, 2016; Garuzzi e Romero, 2015).

Células são resultado de tecnologias que podem ser classificadas, a depender da matéria prima utilizada e da maturidade do nível comercial (Green, 2001; Conibeer, 2007), em (i) primeira geração: uso comercial do módulo com base no silício cristalino; (ii) segunda geração: uso comercial com a tecnologia de filmes finos; e (iii) terceira geração: tecnologias que ainda não foram amplamente comercializadas (células fotovoltaicas de concentração e células fotovoltaicas orgânicas), além dos novos conceitos em desenvolvimento (Green, 2002).

Em média, as células de silício cristalino convertem de 11 % à 20 % da luz solar em eletricidade, enquanto que as de película fina convertem de 5 % à 13 %. Conibeer (2007) correlaciona a eficiência, com o custo de cada uma das gerações das células solares (I, II e III), o resultado é apresentado na Figura 3, destacando que a eficiência é maior e a um custo menor nas células da terceira geração.

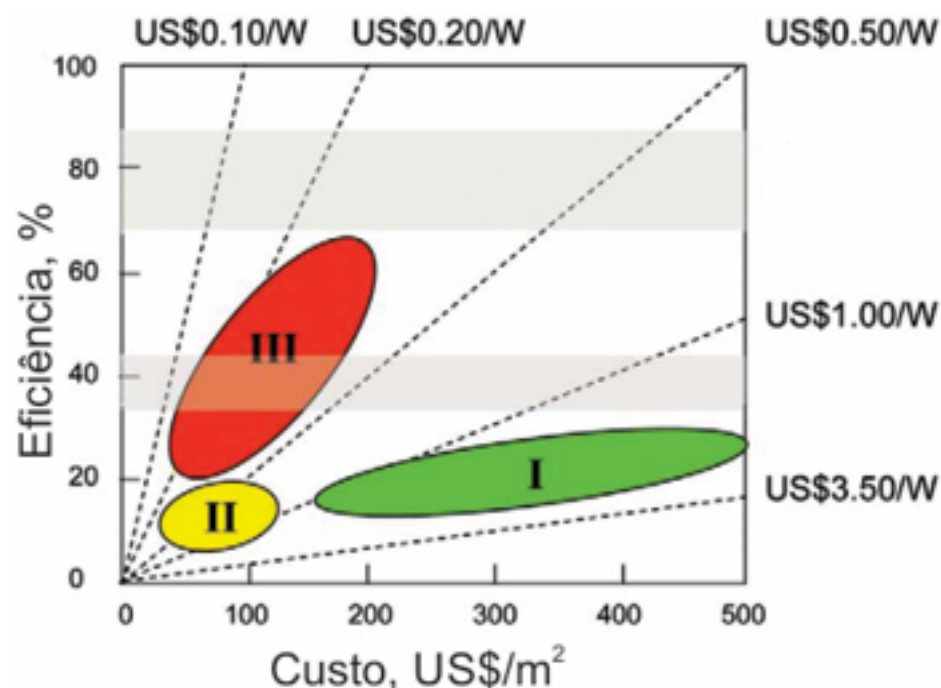


Figura 3. Eficiência e custo da tecnologia de células solares. Fonte: adaptado de Conibeer (2007).

A geração e uso em grande escala da energia elétrica a partir de fontes fotovoltaicas depende, principalmente, de: (i) acesso ao insumo essencial, a luz solar, ao longo da maior parte do ano; (iii) disponibilidade da matéria prima para a produção das células, (iii) domínio da tecnologia de fabricação, e (iv) políticas de incentivo. No Brasil, de uma forma geral, os dois últimos aspectos ainda deixam a desejar, embora instalações domésticas de forma tímida sejam noticiadas com alguma regularidade.

Desse modo, o objetivo desse trabalho é avaliar o investimento inicial que uma família deve ter para implementação do sistema fotovoltaico em sua residência, na região norte do Espírito Santo, analisando a contribuição dos impostos para a viabilização do investimento e como as políticas de incentivos poderiam ser mais eficazes.

2. Aspectos teóricos

2.1. Células fotovoltaicas

Pode-se definir uma célula solar como um dispositivo que tem seu funcionamento fundamentado no efeito fotovoltaico, o qual consiste na conversão de energia luminosa incidente sobre materiais semicondutores, convenientemente tratados, em eletricidade. As células solares, ou fotovoltaicas, consistem basicamente de duas camadas de material semicondutor, um tipo *p* e outro tipo *n*, representados es esquemática na Figura 4. Quando os fótons incidem sobre a camada superior da célula, os elétrons do material tipo *n* são atraídos pelo material tipo *p*, e devido à camada isolante surge uma diferença de potencial nos terminais da célula. Esta diferencial varia proporcionalmente à intensidade de luz incidente, produzindo energia elétrica.

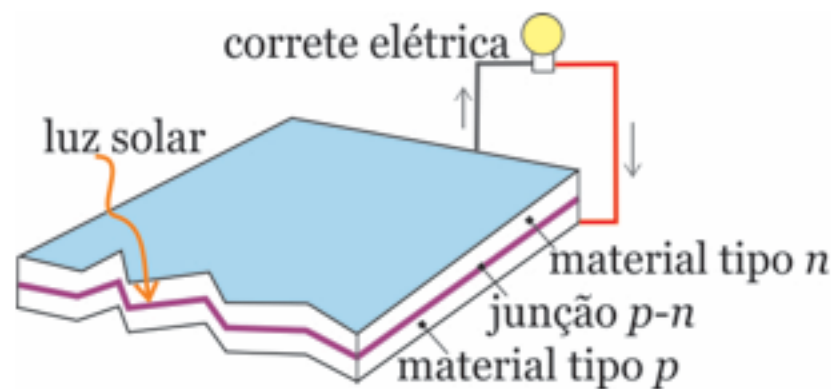


Figura 4. Esquema básico de uma célula fotovoltaica. Fonte: adaptado de UMinho (2015).

Para produzir quantidades apreciáveis de energia, associa-se um certo número de células para formar módulos, a junção de módulos formam painéis e estes em geradores fotovoltaicos (Figura 5). Os geradores, juntamente com o inversor e o banco de baterias formam o sistema fotovoltaico, que por sua vez pode ser de dois tipos, interligado à rede ou autônomo. Este último em locais não atendidos pela rede elétrica pública. O inversor está presente nos dois tipos, já o banco de baterias é mais comum em sistemas interligados à rede pública.

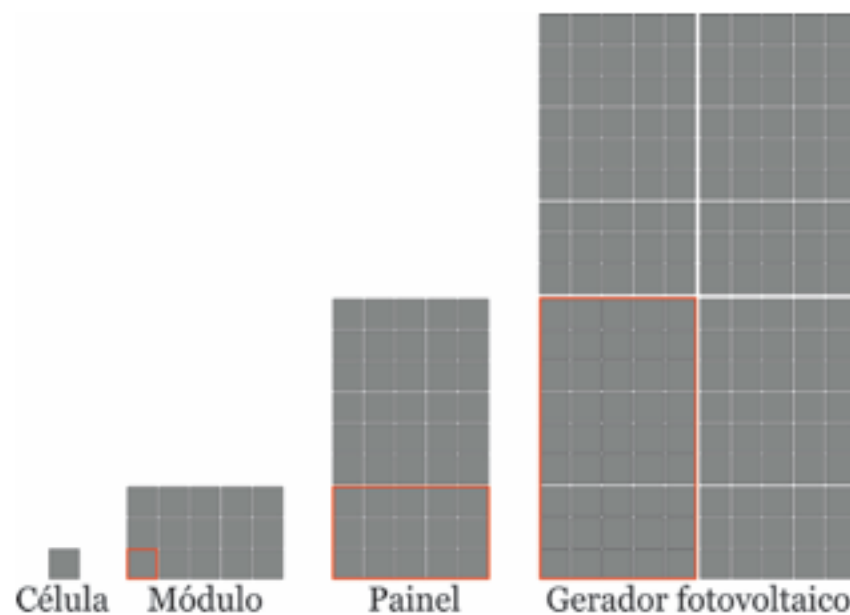


Figura 5. Esquema básico de um gerador fotovoltaico. Fonte: adaptado de UMinho (2014).

2.2. Custo da energia elétrica no Brasil

O custo da geração de energia elétrica mediante células solares é ainda relativamente elevado quando comparado com outras formas mais estabelecidas de produção de energia elétrica como a hidrogeração e a termogeração.

A geração de energia elétrica de pequeno porte, no Brasil, é parametrizada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) através da Resolução Normativa número 482, de 17 de abril de 2012 (ANEEL, 2012a, 2012b) como sendo microgeração (até 100 kW) e a minigeração (100 kW a 1 MW). A referida resolução regulamenta, também, a instalação de pequenos geradores residenciais, destacando que o consumidor será responsável pelos custos de adequação do sistema de medição necessário para implantar o sistema de compensação. Após a adaptação, a própria distribuidora será responsável pela manutenção, incluindo os custos de eventual substituição.

A ANEEL deve garantir aos consumidores o pagamento de uma tarifa justa pela energia fornecida e, ao mesmo tempo, preservar o equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias, para que possam prestar um serviço com a qualidade e a continuidade pactuadas. A cobrança da energia elétrica residencial é efetivada, segundo a ANEEL, é composta da tarifação, impostos e bandeiras tarifárias.

2.2.1. Tarifação

A Lei nº 8987/1995 (BRASIL, 1995) iniciou a regulação das tarifas por incentivos, tal que as distribuidoras se tornem mais eficientes. Segundo Montenegro (2013), as revisões tarifárias passaram, então, a considerar as características de cada área de concessão, tais como o número de consumidores, a densidade do mercado (quantidade de energia distribuída a partir de uma determinada infraestrutura), os quilômetros da rede de distribuição de cada empresa e o custo da energia comprada pelas distribuidoras. Além da tarifa, os impostos e as taxas de iluminação pública também não são iguais em todos os estados e municípios, não sendo competência da ANEEL defini-los.

As fórmulas de reajuste e revisão tarifária estão previstos em contratos de concessão e não acompanham diretamente a inflação e nem o reajuste do salário mínimo. No reajuste anual da tarifa de energia, apenas uma parte dos custos da distribuidora é corrigida pelo Índice Geral de Preços de Mercado (IGPM), subtraído o Fator X (que estima ganhos de produtividade a serem revertidos à modicidade tarifária). Os demais custos, como o da compra de energia, são repassados conforme dispositivos específicos de contratos ou de regulamentos.

2.2.2. Impostos

Os impostos incidentes sobre a taxa de consumo final do cliente que atualmente são cobrados pelo governo são:

- **PIS/PASEP** - Programas de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público, tem como finalidade o financiamento do programa do Seguro-Desemprego e o abono aos empregados que recebem até dois salários mínimos mensais;
- **COFINS** - Contribuição Social para Financiamento da Seguridade Social, foi instituída pela Lei Complementar nº 70, de 30 de dezembro de 1991, destinada a financiar as despesas das áreas de Saúde, Previdência e Assistência Social; e
- **ICMS** - Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços, surgiu na constituição de 1988 pela fusão do ICM (circulação de mercadorias) com os impostos únicos federais sobre minerais, combustíveis, energia elétrica, transporte e comunicação.

O PIS/PASEP e o COFINS são legislados pelo Ministério da Fazenda. Estes tributos federais estavam embutidos na tarifa de energia elétrica com alíquotas fixas PIS 1,65% e COFINS 7,6%, acompanhado o reajuste das tarifas. A Resolução Homologatória nº 162 de 01/08/2005 alterou a sistemática de repasse do PIS/PASEP e COFINS ao consumidor, determinando a exclusão dos mencionados tributos da tarifa, de maneira que as empresas de distribuição devem calcular a alíquota e cobrá-la, demonstrando separadamente na conta de energia elétrica do consumidor. Trata-se de tributos que sempre foram cobrados pelo Governo integrando a tarifa de cada concessionária. Agora são discriminados na conta de energia.

2.2.3. Sistema de bandeiras tarifárias

Como informado pela ANEEL, a partir de 2015 as contas de energia incorporaram o Sistema de Bandeiras Tarifárias. O sistema possui três categorias de custos identificados pelas cores verde, amarela e vermelha, as quais indicam o seguinte:

- Bandeira verde: condições favoráveis de geração de energia. A tarifa não sofre nenhum acréscimo;
- Bandeira amarela: condições de geração menos favoráveis. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,025 para cada quilowatt-hora (kWh) consumidos; e
- Bandeira vermelha: condições mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,055 para cada quilowatt-hora kWh consumidos.

O sistema de bandeiras é aplicado por todas as concessionárias conectadas ao Sistema Interligado Nacional - SIN. A partir de 1º de julho de 2015, o sistema de bandeiras é aplicado também pelas permissionárias de distribuição de energia.

2.3. Fluxo de caixa

A visualização de um problema envolvendo investimento, receitas e custos que ocorrem em diferentes instantes de tempo, é facilitada utilizando uma representação gráfica simples chamada de diagrama de fluxo de caixa, como apresentado na Figura 6.

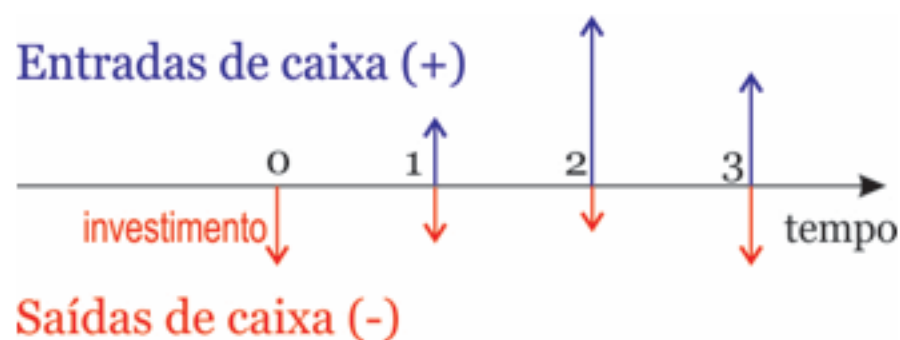


Figura 6. Esquema simplificado de um fluxo de caixa. Fonte: os autores.

As receitas que determinado investimento proporciona são valores positivos, já os custos são valores negativos. O investimento é um custo lançado no momento zero.

Após a montagem desse fluxo de caixa, FC na Equação (1), é possível abordar métodos para avaliar alguns parâmetros econométricos, que no caso de estudo será o valor presente líquido para análise do retorno sobre a instalação do sistema fotovoltaico nas residências.

2.4. Taxa mínima de atratividade

O requisito básico de um projeto de investimento é a geração de retorno econômico, e que este compense o custo de capital e os riscos envolvidos no investimento. Para tanto, os métodos de análises de investimentos geralmente levam em consideração uma taxa de desconto, mais conhecida como Taxa Mínima de Atratividade (TMA), serve para a comparação e ou análise deste retorno.

Conforme Casarotto e Koppitke (1994), a TMA representa a taxa atrativa que os investidores esperam obter de um projeto e que seja equivalente à rentabilidade de outras aplicações realizadas e de pouco risco. Em outras palavras, é uma taxa de juros que representa o mínimo que um investidor se propõe a ganhar quando faz um investimento.

2.5. Valor presente líquido

A análise de viabilidade econômica busca identificar quais são os benefícios de um dado investimento a fim de proceder com sua implementação. Casarotto e Koppitke (1994) explicam que a decisão da implementação de um projeto deve considerar critérios econômicos (rentabilidade do investimento), critérios financeiros (disponibilidade de recursos) e critérios imponderáveis, que são fatores não conversíveis em dinheiro, como boa vontade de um fornecedor. Dentre os vários métodos utilizados para análise de viabilidade de projetos, é utilizado o Método do Valor Presente Líquido (VPL).

Valor Presente Líquido (VPL), na concepção de Marquezan (2006), consiste em um somatório algébrico de fluxo de caixa, em relação ao saldo das entradas e saídas, futuro descontado do investimento inicial. Todos esses valores são atualizados, utilizando uma taxa de juros compostos (Taxa Mínima de Atratividade – TMA), para uma data presente. Desse modo, todo o fluxo de caixa futuro é mostrado em valores atuais. Esse cálculo pode ser obtido através da Equação (1)

$$VPL_i = \sum_{j=1}^n \frac{FC_j}{(1+i)^j} - I_0, \quad (1)$$

em que VPL_i é o valor presente líquido descontado a uma taxa i ; FC_j é o fluxo de caixa com j indicando o período de tempo que varia de 1 até n meses; e I_0 é o investimento inicial.

Um projeto é aceito se o VPL é positivo, ou seja, a somatória dos fluxos futuros descontados a uma taxa é maior que o investimento inicial. Se o VPL é negativo, ou seja, a somatória dos fluxos futuros descontados a uma taxa é menor que o investimento inicial, rejeita-se o projeto. Se o VPL é zero, ou seja, a somatória dos fluxos futuros descontados a uma taxa é igual ao investimento inicial, o investimento é indiferente. Se a análise for entre uma carteira de possibilidades de investimentos, o melhor é aquele que apresenta o maior VPL.

2.6. Payback

Denomina-se *payback* ao tempo em que um investimento será pago, ou seja, o período necessário para recuperar o custo inicial do projeto ou o tempo para zerar seu fluxo de caixa acumulado (Motta, 2009).

2.7. Custo de disponibilidade

Para unidades consumidoras conectadas em baixa tensão (grupo B), existe um custo de disponibilidade. É um valor em reais equivalente a 30 kWh (monofásico), 50 kWh (bifásico) ou 100 kWh (trifásico), que é cobrado independente do ser consumido ou não pelo cliente. De forma análoga, para os consumidores conectados em alta tensão (grupo A) será devida apenas a parcela da fatura correspondente à demanda contratada.

3. Metodologia

As informações necessárias para o computo do fluxo de caixa e, conseqüentemente, a análise de viabilidade econômica da instalação de um sistema fotovoltaico residencial, são divididos em três grupos: investimento, custos e receitas. Oito cenários são simulados para a análise de retorno financeiro, identificando aquele que é mais favorável para iniciar a implementação do sistema fotovoltaico residencial.

3.1. Dados necessários

3.1.1. Investimento

Considera-se que o consumo líquido mínimo, que é a diferença entre a energia consumida e a energia gerada pelo sistema, é igual ao custo de disponibilidade. Com este critério as perdas econômicas são menores.

Em 2015 o consumo médio mensal residencial no Espírito Santo foi de 167,4 kWh (EPE, 2015). Assim será considerada uma demanda de 180 kWh/mês, uma vez que o aumento de consumo de energia elétrica residencial no estado está em 3% (EPE, 2015).

A análise considera o uso de um sistema trifásico devido à maior possibilidade de instalação do sistema solar, e para este sistema o consumidor é obrigado a pagar o custo de disponibilidade de 100 kWh/mês. Portanto nesse estudo o sistema solar deve gerar 80 kWh/mensal (180 kWh/mês - 100 kWh/mês) e de acordo com Portal Solar (2015) a potência recomendada para esse valor é de 0,61 kWp, que gera entre 80 – 85 kWh/mês. O sufixo p, significa pico, e kWp representa a unidade de medida utilizada para painéis fotovoltaicos e significa a potência em kW fornecida por um painel em condições específicas e reproduzidas em laboratório, ou seja, a potência máxima que um painel pode fornecer em condições ideais (NEOSOLAR, 2016).

Para gerar os 0,61 kWp de energia por mês o custo do sistema de geração é de aproximadamente R\$ 6.200 (Portal Solar, 2015). Nesse valor já está calculada a estimativa para instalação, frete do transporte, etc.

Além do valor do equipamento, o consumidor que decidir instalar um sistema fotovoltaico em sua residência terá que arcar também com custos referentes à compra do medidor de energia bidirecional de dois quadrantes, que permite a medição da energia elétrica tanto injetada na rede quanto a consumida, e do dispositivo de seccionamento visível (DSV), (ANEEL, 2012). Pesquisa realizada por Montenegro (2013) nas concessionárias CELESC e CEMIG referente ao custo destes dispositivos, mostram que o valor médio é de R\$1.000, o qual é adotado neste trabalho.

Portanto, o investimento inicial é de R\$ 7.200, que envolve o custo do sistema de geração (R\$ 6.200) e dos dispositivos que devem ser adquiridos na própria concessionária (R\$ 1.000).

3.1.2. Custos

Os fatores que interferem nos custos são basicamente a tarifa paga por cada kWh consumido e os impostos que incidem sobre o consumo. Em relação ao consumo, é considerado uma instalação trifásica, por permitir uma análise mais conservativa, já que tal escolha incorre em um custo de disponibilidade maior a pagar mensalmente (100 kWh).

Como o estudo é direcionado para cidade de São Mateus – ES, Brasil, são utilizado dados de Montenegro (2013) para o estado do Espírito Santo, e uma conta de energia fornecida por um consumidor da cidade. Assim, tem-se que o consumo médio mensal residencial típico é 180 kWh.

Os impostos considerados sobre o valor da tarifa são o imposto estadual ICMS e as contribuições federais PIS e COFINS. Após a inclusão desses impostos tem-se a tarifa final de energia elétrica cobrada ao consumidor residencial que se enquadra na classe B1.

Como esses impostos estão discriminados na conta de energia, é possível saber o valor que a companhia elétrica (que para o Espírito Santo é a EDP - Energias de Portugal S.A.) cobra de seus usuários. Desta forma os impostos para o mês de maio de 2015 (data inicial do estudo) são, ICMS 25%, PIS 1,65% e COFINS 7,6%, somando um total de 34,25% em impostos. Esses valores podem variar mensalmente ou anualmente de acordo com a necessidade do governo, porém para este estudo os impostos são considerados constantes ao longo dos 25 anos de vida útil do sistema fotovoltaico, o que de acordo com Montenegro (2013) é uma consideração plausível.

Em relação à tarifação da energia, o valor para o município de São Mateus – ES, é de 0,3666 R\$/kWh. Para a tarifação da energia será considerada também a análise para as bandeiras vermelha e verde além de um reajuste de 4,5% a.a. (Montenegro, 2013).

Outro fator que afeta nos custos é a manutenção do sistema. Para as despesas anuais com Operação e Manutenção (O&M), considera-se 1% ao ano sobre o valor total do sistema (desconsiderando os custos com medidor de energia e DSV), gerando um valor de R\$ 6,00 mensais. Este recurso permitiria uma troca de inversor ao longo da vida útil do sistema e despesas de O&M para um sistema fotovoltaico de pequeno porte.

Resumindo, as considerações que foram feitas para os custos no fluxo de caixa deste estudo são:

- Consumo médio mensal: 180 kWh/mês;
- Custo disponibilidade: 100 kWh/mês (trifásico);
- Total em impostos: 34,25 %;
- Tarifa de energia: 0,3666 R\$/kWh;
- Bandeira verde: sem acréscimo na tarifa;
- Bandeira vermelha: com acréscimo de 0,055 R\$/kWh;
- Reajuste anual tarifário: 4,5%;
- Operação e manutenção: 6,00 R\$/mês.

3.1.3. Receitas

Os dois fatores que afetam o fluxo de caixa são a geração de energia do sistema fotovoltaico, e a redução de eficiência do sistema fotovoltaico.

A geração considerada do sistema fotovoltaico é de 85 kWh/mês. Entretanto, para efeito de cálculo de geração solar será considerado apenas 80 kWh/mês, pois não existe bateria no sistema para reservar essa energia extra, e o sistema compensação proposto pela ANEEL (2014), ainda não é satisfatoriamente aplicável, pois não é uma lei sobre o assunto, apenas uma cartilha deixando a opção para as concessionárias adotarem ou não. Como custo de disponibilidade adotado foi o de 100 kWh/mês e o consumo total residencial é de 180 kWh/mês o saldo líquido será de 100 kWh/mês (180 kWh/mês menos 80 kWh/mês).

A queda de desempenho do sistema fotovoltaico é de 0,5% ao ano (Benedito, 2009).

Resumindo, as receitas que foram consideradas para o fluxo de caixa são:

- Geração fotovoltaica: 85 kWh/mês;
- Queda de desempenho anual: 0,5%.

3.2. Cenários considerados para análise do retorno financeiro

Com base nas informações apresentadas, é possível fazer uma análise do retorno financeiro ao longo de 25 anos, e para tal foram definidos os seguintes cenários:

- Cenário 1. Os impostos incidem sobre o valor total da energia elétrica consumida, e não sobre o saldo líquido da diferença entre a gerada e a consumida. Será considerado bandeira vermelha;
- Cenário 2. Os impostos incidem sobre o valor total da energia elétrica consumida, e não sobre o saldo líquido da diferença entre a gerada e a consumida. Será considerado bandeira verde;
- Cenário 3. Os impostos incidem sobre a diferença entre a energia consumida e a energia solar gerada. Será considerada bandeira vermelha;
- Cenário 4. Os impostos incidem sobre a diferença entre a energia consumida e a energia solar gerada. Será considerada bandeira verde;
- Cenário 5. Como forma de incentivo os cinco primeiros anos do ICMS não é cobrado do consumidor, após esse tempo os impostos serão incididos sobre o consumo total do usuário. Será considerada bandeira vermelha;
- Cenário 6. Como forma de incentivo os cinco primeiros anos do ICMS não é cobrado do consumidor, após esse tempo os impostos serão incididos sobre o consumo total do usuário. Será considerada bandeira verde;
- Cenário 7. Como forma de incentivo os cinco primeiros anos do ICMS não é cobrado do consumidor, após esse tempo os impostos serão incididos sobre a diferença entre a energia consumida e a energia solar gerada. Será considerada bandeira vermelha;
- Cenário 8. Como forma de incentivo os cinco primeiros anos do ICMS não é cobrado do consumidor, após esse tempo os impostos serão incididos sobre a diferença entre a energia consumida e a energia solar gerada. Será considerada bandeira verde.

Esses cenários são mostrados de forma resumida na Tabela 1.

Tabela 1. Condições dos diferentes cenários traçados para 25 anos de vida útil. Fonte: os autores.

Cenário	Imposto	Bandeira	Isenção do ICMS
1	Total consumido	Vermelha	Não
2	Total consumido	Verde	Não
3	Saldo líquido	Vermelha	Não
4	Saldo líquido	Verde	Não

5	Total consumido	Vermelha	Sim: os 5 primeiros anos
6	Total consumido	Verde	Sim: os 5 primeiros anos
7	Saldo líquido	Vermelha	Sim: os 5 primeiros anos
8	Saldo líquido	Verde	Sim: os 5 primeiros anos

3.3. Exemplo de cálculo para os dois primeiros meses

Para a análise de retorno do investimento do sistema fotovoltaico residencial é utilizada a análise de VPL ao longo de 25 anos (300 meses), que é a vida útil média do equipamento de geração. Para a Taxa Mínima de Atratividade (TMA), utiliza-se a caderneta de poupança como base, desse modo considerou-se juros de 7,0 % ao ano, ou 0,58 % ao mês. A vantagem da caderneta é a liquidez diária, a isenção dos impostos de renda (IR) sobre operações financeiras (IOF), a ausência de taxas por parte dos bancos e a liberdade de poder retirar o dinheiro a qualquer momento.

Para um tempo de 300 meses (25 anos) e uma TMA de 0,58% ao mês ($i = 0,0058$), o investimento inicial é de $I_0 = \text{R\$ } 7.200,00$. Ainda uma simples análise de *payback* é possível com o resultado do VPL, obtendo-se assim o tempo de retorno que o sistema fotovoltaico iria começar a gerar economia para o usuário.

É exemplificado o cálculo do VPL para os dois primeiros meses dos 300 que formam o período total do cenário 7. A expressão do VPL, Equação (1) $VPL_t = \sum_{j=1}^n \frac{FC_j}{(1+i)^j} - I_0$, particularizado para o primeiro mês, janeiro de 2015 ($n = 1$), é $VPL_{0,0058} = \frac{FC_1}{(1+0,0058)^1} - 7.200$, sendo o fluxo de caixa (FC_1) obtido como $FC_1 = A_1 - B_1$. Em que A_1 representa o preço da energia elétrica com impostos e sem utilizar energia solar, e B_1 representa esse valor quando se utiliza energia solar e outros encargos.

O valor da energia sem impostos é calculado multiplicando a tarifa total (incluindo o efeito da bandeira tarifária) pelo consumo em kWh. Para o cenário 7 a tarifa sem bandeira é 0,3666 R\$/kWh, e com efeito da bandeira (vermelha) é 0,0550 R\$/kWh, totalizando 0,4216 R\$/kWh. Como o consumo de energia mensal é de 180 kWh o preço sem imposto resulta 75,89 R\$/mês. Desse modo para o termo A_1 tem-se $A_1 = \frac{\text{consumo sem impostos}}{[1-(\text{PIS}+\text{COFINS}+\text{ICMS})]} = \frac{75,89}{[1-(0,0165+0,076+0,25)]} = \text{R\$ } 115,42$. O termo B_1 inclui o valor de manutenção do sistema de 6 R\$/mês, e o valor com imposto sobre a disponibilidade de 100 kWh que gera um custo de 42,16 R\$/mês. O valor com PIS e COFINS e com isenção de ICMS, tem-se $B_1 = 6 + \frac{42,16}{[1-(0,0165+0,076+0,00)]} = \text{R\$ } 52,46$. Com isso o fluxo de caixa é $FC_1 = 62,96 \text{ R\$/mês}$.

Com isso o valor presente líquido (1 mês depois de iniciado o projeto) é $VPL_{0,0058} = \frac{\text{R\$ } 62,96}{(1+0,0058)^1} - \text{R\$ } 7.200 = \text{R\$ } 62,5969 - \text{R\$ } 7.200 = -\text{R\$ } 7.137,40$.

Esse valor é utilizado como investimento inicial (I_0) para o mês de fevereiro de 2015 ($n = 2$), sendo $VPL_{0,0058} = \frac{FC_1}{(1+i)^1} + \frac{FC_2}{(1+i)^2} - I_0$. O termo FC_2 é $FC_2 = A_2 - B_2$. Considerando que o consumo e os impostos são constantes tem-se que $A_2 = A_1$ e $B_2 = B_1$, desta forma $FC_2 = \text{R\$ } 62,96$, com isso o VPL para o segundo mês é $VPL_{0,0058} = \frac{\text{R\$ } 62,96}{(1+0,0058)^1} + \frac{\text{R\$ } 62,96}{(1+0,0058)^2} - \text{R\$ } 7.200,00 = -\text{R\$ } 7.075,16$, este valor é o novo I_0 para o próximo mês, e assim sucessivamente. O resultado deste processo para os 300 meses (25 anos) é apresentado na próxima seção.

4. Resultados e discussões

Neste trabalho são abordados oito cenários que procuram reproduzir as condições reais vivenciadas pelos moradores da cidade de São Mateus – ES, Brasil e situações que incorporem sugestões para uma melhora na política de incentivo do que vem sendo adotada.

O procedimento detalhado na seção §3.3 é generalizado para cada um dos oito cenários ao longo de 25 anos, iniciando em janeiro de 2015. Duas figuras são geradas para auxiliar na análise dos resultados.

A Figura 7 apresenta o comportamento do VPL para cada cenário e para diversos instantes de tempo. Embora a abcissa apresente o tempo em anos, o cálculo via Equação (1) é mensal. De um modo geral o VPL, no início, é negativo para todos os casos, aumenta com o tempo tornando-se positivo em instantes de tempos diferentes.

O investimento se torna viável apenas quando o VPL começa a ficar positivo, ou seja, atingir o valor zero está associado com o melhor retorno do cenário considerado.

O único cenário que não ocorre retorno é o segundo, pelo fato dos impostos serem cobrados em cima do consumo total, não sobre o saldo gerado entre o consumido pela residência e

gerado pelo sistema, e a bandeira verde não acrescentar custos na tarifa faz com que seja mais vantajoso ao consumidor comprar energia fornecida pela concessionária do que instalar o sistema fotovoltaico em sua residência, que não gerará nenhum retorno financeiro.

A curva do cenário 7 resulta em um maior VPL ao final dos 25 anos quando comparados aos outros, já o cenário 1 foi o que obteve o menor VPL, desconsiderando que o cenário 2 não gerou um VPL positivo. Os cenários 1, 2, 5 e 6, nos quais a carga tributária incide sobre o valor total da energia elétrica consumida, são os que apresentam pior desempenho, sendo portanto os menos atrativos para o consumidor, em termos de incentivo ao uso da energia solar.

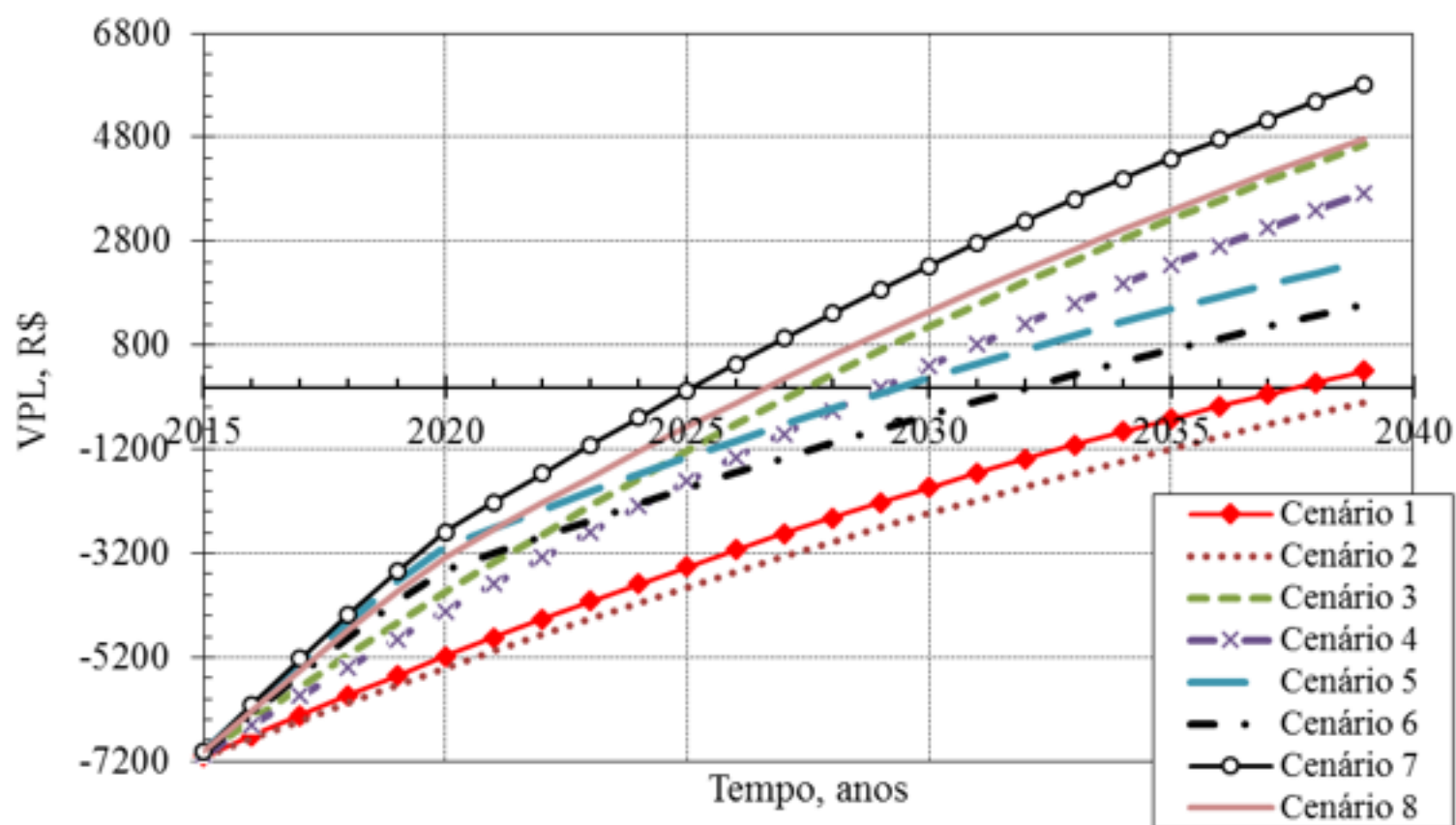


Figura 7. Variação do VPL ao longo de 25 anos para os 8 cenários detalhados na Tabela 1. Fonte: os autores.

Para as condições do cenário 7, o investimento é pago antes do que os outros casos e começa a gerar uma economia interessante para o usuário. As condições desse cenário com incentivo de isenção do ICMS nos cinco primeiros anos, e após esse tempo os impostos serão incididos sobre a diferença entre a energia consumida e a energia solar gerada, e considerando a bandeira vermelha, levaria a uma situação financeira mais atrativa para o usuário dentre todos os cenários apresentados. Os detalhes do *payback* dos cenários apresentados são mostrados na Tabela 2, onde a vantagem do cenário 7 é evidente, seguido pelos cenários 8, 3, 4, 5, 6 e 1, respectivamente.

Tabela 2: *Payback* dos cenários. Fonte: os autores.

Cenário	Data	<i>Payback</i>
1	Novembro de 2037	21 anos e 11 meses
2	-	-
3	Setembro de 2027	11 anos e 9 meses
4	Abril de 2029	13 anos e 4 meses
5	Agosto de 2029	13 anos e 8 meses

6	Abril de 2032	16 anos e 4 meses
7	Maio de 2025	9 anos e 5 meses
8	Novembro de 2026	10 anos e 11 meses

A proposta de isenção do ICMS, durante um período de tempo de cinco anos, é uma iniciativa do governo de Minas Gerais (BVK – Energia Solar, 2015) para incentivo a instalação do sistema fotovoltaico. O recolhimento desse imposto, que pode variar de acordo com a necessidade do governo assim como a tarifa através das bandeiras e contratos, pode funcionar como uma válvula de escape para arrecadação de tributos com intuito de suprir a falta de planejamento e organização, demonstrada com a atual crise energética no país.

Outro fator importante é o estrangulamento por questões climáticas. O incentivo da diversificação da matriz energética, juntamente com a proposta de o imposto ser cobrado sobre o saldo entre o consumo e geração, é bastante atrativo para a sociedade e para o meio ambiente, e não tanto para as concessionárias de energia que só visam lucros exorbitantes e não presam pela eficiência da distribuição energética que deveria existir no Brasil.

Algumas considerações, como a taxa de reajuste anual da tarifa energética, foram tomadas a partir de alguns históricos pesquisados por Montenegro (2013) e com base nos atuais reajustes que vem sendo feitos. Quanto mais caro for essa tarifa, mais viável seria a instalação de um sistema fotovoltaico nas residências. Essa análise de sensibilidade pode ser visualizada na Figura 8 que apresenta o VPL final para cada cenário após 25 anos.

Analisando os resultados da Figura 8 e como comentado anteriormente, o cenário 7 obteve o melhor VPL, uma vez que nesse cenário existe uma cobrança de impostos apenas no valor líquido da conta, isenção do ICMS durante os 5 primeiros anos e a tarifação da energia elétrica com bandeira vermelha. Nesta figura fica claro que com incentivos do governo bem como uma cobrança justa do imposto, apenas na diferença entre o valor consumido da rede valor gerado pela energia fotovoltaica, aumenta o valor do VPL do projeto e reduz o tempo de retorno do mesmo, como mostra a Tabela 2.

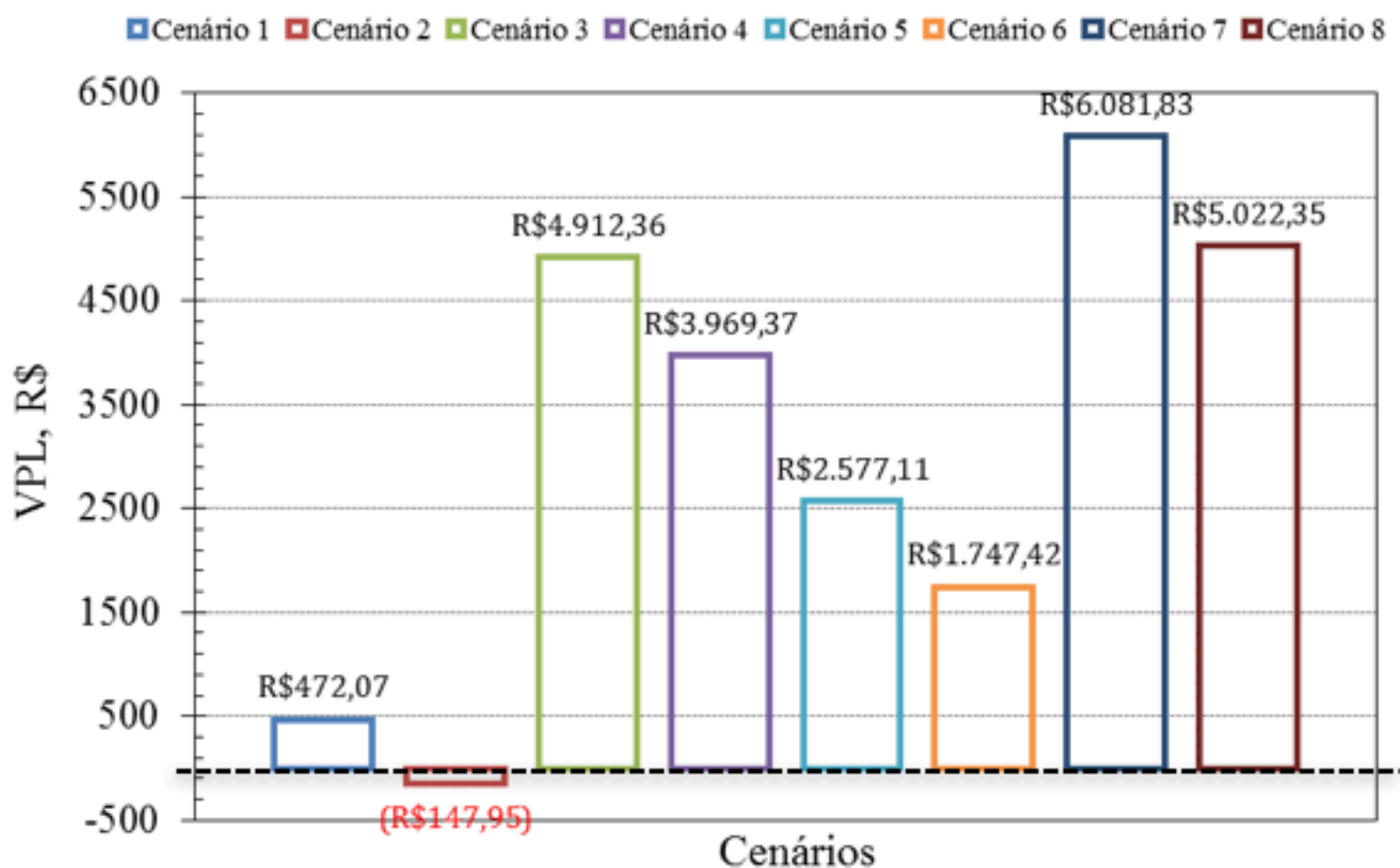


Figura 8. VPL final para os 08 cenários detalhados na Tabela 1. Fonte: os autores.

Não são incorporados na análise econômica o IGP-M (Índice Geral de Preços do Mercado) e a taxa de iluminação pública. O IGP-M, que é utilizado para a correção de contratos de aluguel e tarifas de energia elétrica, varia mensalmente. A taxa de iluminação também é sujeito a variação no mesmo município. Estas duas contribuições aumentam o custo de energia elétrica em média de 30,00 R\$/mês (no caso das contas de luz utilizadas para esse trabalho) com consequências no VPL e na taxa de retorno do investimento. A taxa pública é desconsiderada em virtude de que sua cobrança é considerada ilegal, por afrontar diretamente a Constituição Federal, devendo cada Município custear, através de sua própria arrecadação oriunda dos impostos que institui, o serviço de iluminação pública, assim como outros, como a limpeza pública, a coleta de lixo e a taxa de bombeiros.

A política que vem sendo adotada pelo governo é a utilização de créditos em contas futuras, decorrente do excedente não consumido gerado pelo sistema fotovoltaico. Essa política parece não ser muito atrativa financeiramente para o contribuinte, visto que o sistema fotovoltaico ainda é um investimento que tem mais um apelo ambiental do que econômico, e tem um custo inicial elevado.

Por conta disso a abordagem de comprar os módulos solares para apenas gerar a diferença entre o custo disponibilidade e o consumo médio residencial é bastante pertinente, pois não geraria créditos, mas pelo menos um sistema com menor potência proporciona um menor custo inicial, o que tornaria financeiramente mais atrativo.

Uma iniciativa interessante do governo para estimular o uso da energia solar é a compra do equipamento ao final de sua vida útil, ou como forma de desconto para aquisição de um equipamento novo. Assim além de gerar um capital para o usuário evitaria que o equipamento seja descartado de forma inadequada.

5. Conclusões

A atual política do governo do Espírito Santo no que se refere à regulamentação e incentivo da energia solar fotovoltaica, é baseada em que (i) o excedente de energia gerado pelo sistema fotovoltaico será utilizado como crédito nas contas futuras, e (ii) o fato do consumidor ter a obrigatoriedade de pagar o custo de disponibilidade (que depende da instalação da rede elétrica em sua residência). São medidas não atrativas para massificar seu uso, uma vez que o sistema tem um custo elevado.

Dos oito cenários analisados, o que reflete melhor a condição atual desfavorável da implementação da energia fotovoltaica são os cenários 1 e 2, com impostos incidindo sobre o valor total consumido pela residência e sem isenção do ICMS. Para o cenário 1 com bandeira vermelha, estima-se um tempo de retorno de aproximadamente 22 anos de um produto que tem vida útil de 25 anos, já o cenário 2 com bandeira verde não é viável por que o tempo de retorno do investimento é maior do que a vida útil prevista do sistema. O que mostra, que em condições desfavoráveis para geração elétrica no país, assinalado pela bandeira vermelha, que implica poucas chuvas e por tanto reservatórios não sendo abastecidos, é favorável a utilização da energia solar, tanto como um apelo ambiental como para o financeiro em longo prazo.

Um fato que deve ser levado em consideração é que nesses cenários de aumento da tarifa de energia e do uso de bandeiras tarifárias, ocorre um aumento da taxa de inflação e assim o poder de compra da população se reduz. Apesar da inflação não ser um fator para a tomada de decisão do aumento ou diminuição do preço da tarifa, que é através de contratos, uma população com poder de compra menor precisa de economizar, e essa economia poderia ser gerada a partir da utilização da energia solar.

O que acontece é que o custo inicial, a falta de *lobby* para essa fonte energética e a falta de uma política de incentivo do governo que beneficiasse a população de fato, faz com que em época de crise energética seja mais fácil a sociedade pagar a mais com o aumento da tarifa, do que investir em uma fonte alternativa como células fotovoltaicas.

Em um país como o Brasil, que tem potencial para explorar diversas fontes de energia, é inadmissível que a geração de energia elétrica ser tão dependente de hidrelétricas. Se o governo investisse em uma malha integrada de distribuição de energia onde pudesse explorar diferentes potências energéticas proporcionados pelas diferentes regiões do país, conseqüentemente dificilmente passaríamos por crises energéticas e não teríamos que pagar preços exorbitantes para manter o governo e seus financiadores.

Desta forma, o trabalho elaborado permite de forma resumida destacar que o sistema fotovoltaico pode vir a se tornar viável, a depender:

1. da adoção de políticas adequadas de incentivo, traduzidas por exemplo em impostos que incidam apenas sobre a diferença entre a energia elétrica consumida e a energia elétrica gerada pelo equipamento fotovoltaico; e
 2. da acentuação dos efeitos decorrentes das mudanças climáticas, onde a escassez de chuvas para alimentar reservatórios e o aumento da incidência de raios solares são fatores favoráveis para instalação do sistema fotovoltaico.
-

Referências bibliográficas

ANEEL. (2012a). *PRODIST - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - Módulo 3: Acesso ao Sistema de Distribuição - Seção 3.7: Acesso de micro e minigeração distribuída (Revisão 5 - 14/12/2012)*. Brasília - DF. Recuperado de: <<http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF-/Modulo3\Revisao\5.pdf>>.

ANEEL. (2012b). *Resolução Normativa ANEEL número 482, de 17 de abril de 2012*. Recuperado de: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>, acessado em 15/06/2015.

ANEEL. (2015). *Sistema de Compensação de Energia Elétrica*. Brasília - DF, 2014. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/biblioteca/downloads/livros/caderno-tematico-microeminigeracao.pdf>>, acessado em 03/04/2015.

Benedito, R. S. (2009). *Caracterização da geração distribuída de eletricidade por meio de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, no Brasil, sob os aspectos técnico, econômico e regulatório*. (Dissertação de Mestrado). Programa de Pós-graduação em Energia, USP. São Paulo, SP. Recuperado de: <<http://lsf.iee.usp.br/lsf/pdf/mestrado-/Mestrado\ Ricardo\ Benedito.pdf>>.

Brasil. (1995). *Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995*. Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal, e dá outras providências. Recuperado de: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L8987cons.htm>

BVK Energia Solar. (2015). Recuperado de: <www.bvkenergiasolar.com.br/main.asp?link=noticia&id=14>, acessado em 22/06/2015.

Casarotto Filho, N. e Kopittke, B. H. (1994). *Análise de investimentos: matemática financeira, engenharia econômica, tomada de decisão e estratégia empresarial*. 6. ed. São Paulo: Atlas.

Chew, K. J. (2014). The future of oil: Unconventional fossil fuels. *Philosophical transactions of the royal society. Series A, Mathematical, Physical, and Engineering Sciences*, 372 (2006), 20120324. DOI: 10.1098/rsta.2012.0324.

Conibeer, G. (2007). Third-generation photovoltaics. *Materials Today*, 10 (11), 42-50.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. (2015). *Anuário estatístico de energia elétrica 2015 (ano base 2014)*. Ministério de Minas e Energia – Brasil.

Garuzzi, R. P. e Romero, O. J. (2015). Aplicação do método volume of fluid na determinação da espessura mínima de filme de revestimento. *Estudos Tecnológicos (Online)*, 11 (1), 42-53. DOI: 0.4013/ete.2015.111.05.

Höök, M., Fantazzini, D., Angelantoni, A. e Snowden, S. (2014). Hydrocarbon liquefaction: Viability as a peak oil mitigation strategy. *Philosophical transactions of the royal society. Series*

A, *mathematical, physical, and engineering sciences*, 372 (2006), 20120448. DOI: 10.1098/rsta.2012.0448.

ISE. (2015). *Institute for Solar Energy Systems*. Recuperado de: <<http://www.ise.fraunhofer.de/de/downloads/pdf-files/aktuelles/photovoltaics-report-in-englischer-sprache.pdf>>, acessado em 28/05/2015.

Karalis, D. G, Pantelis, D. I. e Papazoglou, V. J. (2005). On the investigation of 7075 aluminum alloy welding using concentrated solar energy. *Solar energy materials and solar cells*, 86 (2).

Kazmerski, L. L. (2006). Solar photovoltaics R&D at the tipping point: A 2005 technology overview. *Journal of electron spectroscopy and related phenomena*, 150.

Marquezan, L. H. F. (2006). *Análise de Investimentos*. Revista Eletrônica de Contabilidade do Curso de Ciências Contábeis, Santa Maria, 3.

Miller, R. G. e Sorrell, S. R. (2014). The future of oil supply. *Philosophical Transactions of The Royal Society. Series A, Mathematical, Physical, and Engineering Sciences*, 372 (2006), 20130179. DOI: /10.1098/rsta.2013.0179

Montenegro, A. A. (2013). *Avaliação do retorno do investimento em sistemas fotovoltaicos integrados a residências unifamiliares urbanas no Brasil*. (Dissertação de mestrado). Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil, UFSC. Florianópolis, SC.

Motta, R. R. (2009). *Engenharia Econômica e Finanças*. Rio de Janeiro: Editora Elsevier.

Muggeridge, A., Cockin, A., Webb, K., Frampton, H., Collins, I., Moulds, T. e Salino, P. (2014). Recovery rates, enhanced oil recovery and technological limits. *Philosophical Transactions of The Royal Society. Series A, Mathematical, Physical, and Engineering Sciences*, 372 (2006), 20120320. DOI: 10.1098/rsta.2012.0320.

NEOSOLAR. (2016). Recuperado de: <<http://www.neosolar.com.br/aprenda/perguntas-frequentes#perg03>>, acessado em 03/04/2016.

PORTAL SOLAR. (2016). Simulador de custo de sistema de energia solar fotovoltaica. Recuperado de: <<http://www.portalsolar.com.br/calculo-solar>>, acessado em 15/06/2015.

Razykov, T. M., Ferekides, C. S., Morel, D., Stefanakos, E., Ullal, H. S. e Upadhyaya, H. M. (2011). Solar photovoltaic electricity: current status and future prospects. *Solar Energy*, 85, 1580-1608.

Romero, O. J. e Garuzzi, R. P. (2016). Redução da espessura de filme na fabricação de células fotovoltaicas. *Ciência & Engenharia*, 24 (2), 75-84. DOI: 10.14393/19834071.2015.29576.

Sardeshpande, V. R., Chandak, A. G. e Pillai, I. R. (2011). Procedure for thermal performance evaluation of steam generating point-focus solar concentrators. *Solar Energy*, 85 (7), 1390–1398. DOI:10.1016/j.solener.2011.03.018.

Timilsina, G. R. (2014). Biofuels in the long-run global energy supply mix for transportation. *Philosophical Transactions of The Royal Society. Series A, Mathematical, Physical, and Engineering Sciences*, 372 (2006).

UMinho. (2015). *Exemplos de células solares*. Universidade de Minho, Portugal. <<http://www.fisica.uminho.pt/>>, acessado em 15/06/2015.

Xu, S. M., Huang, X. D. e Du, R. (2001). An investigation of the solar powered absorption refrigeration system with advanced energy storage technology. *Solar Energy*, 85 (9), 1794–1804. DOI:10.1016/j.solener.2011.04.022.

1. Engenheiro de Petróleo, aluno do Programa de Pós-Graduação em Energia, Universidade Federal do Espírito Santo, São Mateus-ES, Brasil: ricardopessoti@gmail.com (<http://lattes.cnpq.br/4882534411388609>)

2. Doutor, Professor do Programa de Pós-Graduação em Energia, Universidade Federal do Espírito Santo, São Mateus-ES, Brasil: oldrich.romero@ufes.br (<http://lattes.cnpq.br/3981995002595753>)

[Índice]

[En caso de encontrar algún error en este website favor enviar email a [webmaster](#)]

