

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ
SETOR DE CIÊNCIAS SOCIAIS APLICADAS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO

IMPACTOS DA TARIFA DE ENERGIA ELÉTRICA SOBRE A VIABILIDADE DE
INSTALAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

CURITIBA

2015

GISELE ESSER ROMANI

IMPACTOS DA TARIFA DE ENERGIA ELÉTRICA SOBRE A VIABILIDADE DE
INSTALAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Artigo de conclusão de curso de especialização do Programa de Pós-Graduação em Desenvolvimento Econômico, Setor de Ciências Sociais Aplicadas, da Universidade Federal do Paraná.

Orientador: Prof. Dr. Armando João Dalla Costa.

CURITIBA

2015

RESUMO

A discussão acerca da viabilidade de instalação de sistemas fotovoltaicos está cada vez mais em foco. Entretanto a falta de investimentos no setor e o alto preço dos componentes do sistema ainda são fatores inibidores de sua implantação. A tarifa de energia elétrica por sua vez tem apresentado considerável elevação, o que leva a um repensar da viabilidade dos sistemas fotovoltaicos e da influência na questão do tempo de retorno financeiro para o consumidor. Diante disso, o presente trabalho visa apresentar um estudo de caso sobre a viabilidade de investimento em geração fotovoltaica distribuída, possibilitando a análise da melhor opção em longo prazo, considerando os fatores econômicos e sociais.

PALAVRAS- CHAVE

Tarifa de energia, energia solar fotovoltaica, viabilidade econômica.

ABSTRACT

Discussion about the feasibility of installing photovoltaic systems is increasingly in focus. However the lack of investment in the sector and the high price of the system components are still inhibiting factors of its implementation. The electricity tariff in turn, has presented considerable rise, which rethinks the viability of photovoltaic systems and influences on the issue of payback time for the consumer. Therefore, the aim is to present a comparison between these quantities, enabling the analysis of the best long-term option, considering the economic and social factors.

KEY WORDS

Energy tariff, solar PV, economic viability.

1 INTRODUÇÃO

A implantação de sistemas de geração solar fotovoltaica atualmente é alvo de muitas discussões, bem quista por se tratar de geração de energia renovável e limpa, porém criticada pelo alto valor de investimento e pouco subsídio.

Desde 2012 é possível instalar este tipo de sistema sobre o telhado do próprio consumidor, entretanto, o cenário econômico atual e a recente a modificação da matriz

energética brasileira levaram a aumentos na tarifa de energia elétrica, influenciando no estudo de viabilidade de instalação de sistemas de geração de energia fotovoltaicos .

Esse estudo visa calcular o tempo em que os investimentos seriam satisfatórios, considerando 3(três) cenários com diferentes reajustes tarifários anuais de energia elétrica residencial.

2 REVISÃO DE LITERATURA

Nesta seção apresentar-se-á a revisão de literatura relacionada ao tema, bem como da teoria geral do consumidor e como ela poderá influenciar na decisão de investimento.

A Teoria do Consumidor enuncia que todo agente econômico dispõe de bens, mercadorias e serviços disponíveis ao seu consumo, e que cada um deles, ou uma combinação deles, o propicia níveis diferentes de satisfação ou utilidade. Considerando um limitado orçamento monetário, ele deve realizar uma boa alocação de seus recursos de forma a maximizar sua utilidade (ROSSETTI, 1997).

O conceito de utilidade atribuível a um produto diz respeito ao decréscimo de seu valor útil em relação a quantidade de unidades disponíveis. Desta forma, mesmo para produtos que atendam necessidades primárias, a utilidade de uma única unidade disponível sempre é maior do que a segunda e assim por diante.

O consumidor irá analisar, sempre, o custo benefício de dado produto, de forma a considerar se este o trará retorno suficientes a fim de satisfazer o valor dispendido para a sua aquisição.

Desta forma, considerando os recentes reajustes tarifários, a geração distribuída (GD) se apresenta como uma das possíveis alternativas energéticas, dando pela primeira vez ao consumidor uma opção de escolha sobre a proveniência da energia elétrica que irá consumir, trazendo a geração de menor porte para junto do consumidor (INEE, 2015).

De modo a facilitar a entrada da GD na matriz elétrica brasileira, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) colocou em vigor, em novembro de 2012, a Resolução Normativa nº482/2012 (REN 482/2012). Ela trata da ligação de pequenas centrais geradoras diretamente à rede de distribuição, possibilitando o acúmulo de créditos de energia, desde que sejam provenientes de fontes renováveis como: eólica, solar, hídrica, biomassa e cogeração qualificada (ANEEL, 2012).

Dentre as fontes aplicáveis pela REN 482/2012, a energia solar fotovoltaica se destaca no estado do Paraná. O mapa solarimétrico deste estado revela um potencial fotovoltaico de aproximadamente 50% maior do que os encontrados na Alemanha (TIEPOLO et. al., 2013).

A Empresa de Pesquisa Energética – EPE da Eletrobrás emitiu em 2012 uma nota técnica realizando uma análise sobre a inserção de energia solar na matriz energética brasileira (EPE, 2012). Nesta análise são citadas diferentes formas de energia solar, incluindo a geração fotovoltaica. Tratando de GD via geração fotovoltaica, são realizadas análises de impactos de possíveis formas de incentivo como: redução na carga de impostos sobre os equipamentos, possibilidade de financiamentos, incentivo na redução de imposto de renda.

Já em 2014, novamente é emitida uma nota técnica pela mesma EPE avaliando os avanços da inserção da geração fotovoltaica distribuída (EPE, 2014). Neste novo estudo são discutidos os avanços desde a normatização da REN 482/2012 e realizadas projeções via perspectivas econômicas e mercadológicas.

Ambas as notas técnicas do EPE reconhecem as barreiras para a viabilidade e atratividade econômica de investimento em GD fotovoltaica, porém a falta de maiores incentivos diretos é justificada pelo fato de que a matriz elétrica brasileira é uma matriz que já é considerada limpa e renovável, devido o destaque ao uso dos recursos hidrelétricos.

Observando somente os recursos energéticos utilizados para a geração de eletricidade, tal justificativa pode ser comprovada. A Figura 1 mostra que mais de 65% da energia elétrica gerada tem sua origem hidráulica.

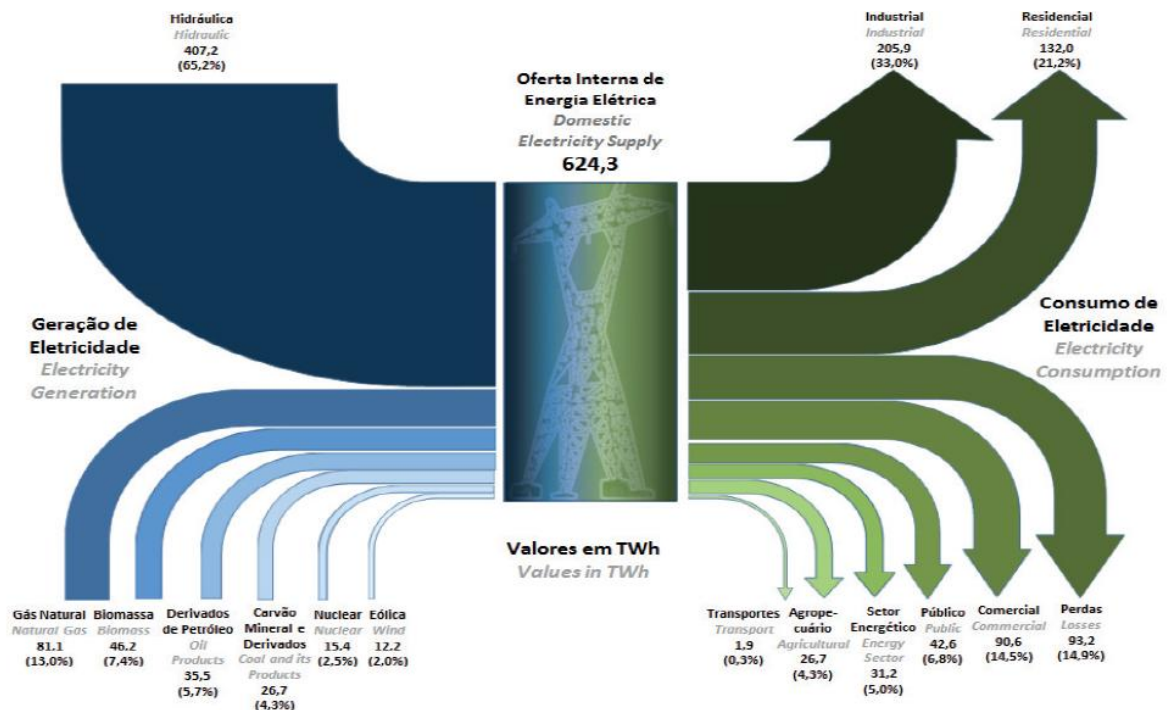


Figura 1: Fluxo de Energia Elétrica. Fonte: (EPE, 2015).

Porém, ao observar a oferta interna de energia total, considerando todos os tipos de recursos energéticos envolvidos, não somente os convertidos em energia elétrica, o painel é bem diferentes, conforme pode ser observado na Figura 2. Pode-se observar que, do total de

oferta interna de energia, a geração hidráulica e eletricidade somam apenas 11,5%, sendo que a maior representatividade é oriunda de petróleo e seus derivados (39,4%).

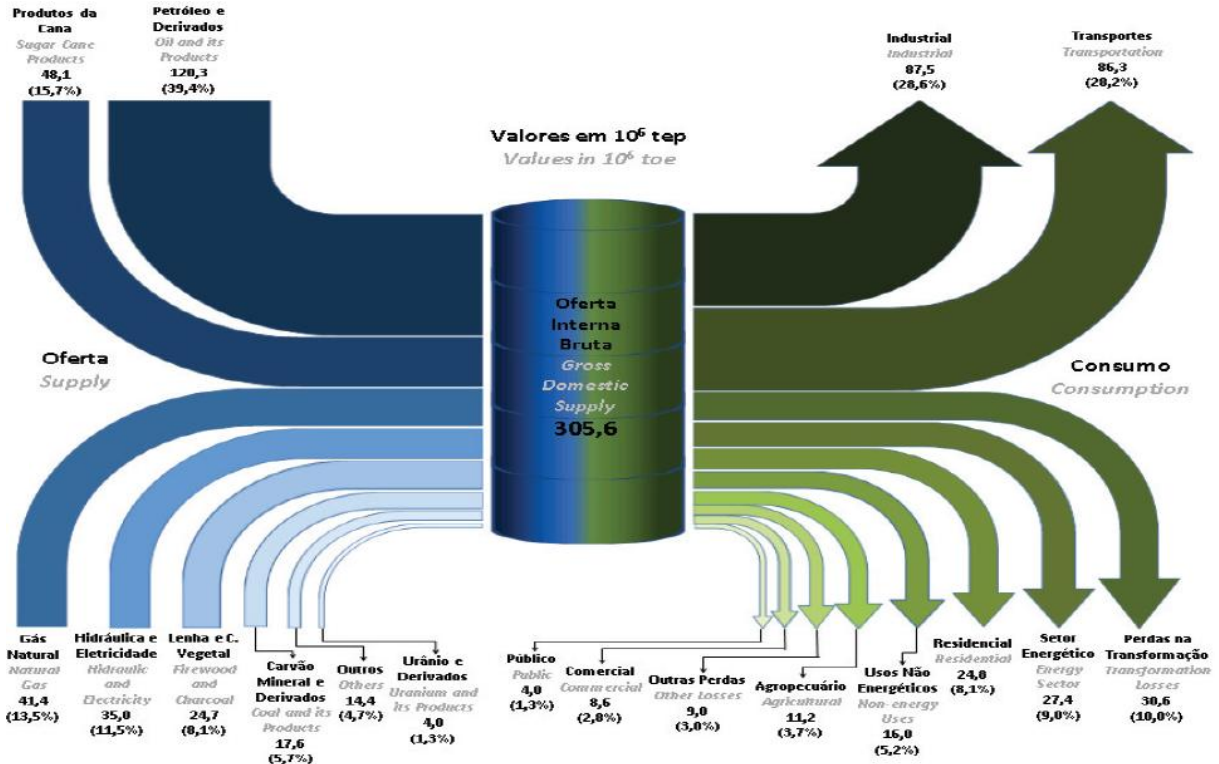


Figura 2: Fluxo de Energia Total. Fonte: (EPE, 2015).

Tendo em vista as dificuldades postas em viabilizar o investimento neste tipo de equipamento e a importância da utilização de fontes renováveis de energia na diversificação da matriz energética de um país, são encontrados vários trabalhos na literatura que tratam de estudos que buscam alternativas para a viabilização econômica.

Em Silva, Rocha & Silva (2015) são abordados cenários simulados utilizando geração fotovoltaica em um sistema convencional e um sistema com armazenamento de energia em baterias. Seu trabalho avalia o tempo de retorno de investimento, levando em consideração um aumento constante de tarifa de 8% ao ano.

Já Rosa, Gasparin & Moehlecke (2015) avaliam o investimento da instalação de um sistema fotovoltaico em um empreendimento comercial real no estado do Rio Grande do Sul. O tempo de retorno é calculado levando em consideração os recentes e elevados reajustes tarifários incididos em 2014 (aumento de 23,14%) e 2015 (aumento de 35,5%). Nos demais anos é utilizado como base de reajuste o Índice Geral de Preços de Mercado (IGP-M).

Nos trabalhos citados, pode ser observada a indefinição, falta de justificativas no momento da escolha de como se dará a evolução das tarifas nos próximos anos, sendo isto

justificado pela incerteza desta variável decorrente de diversos fatores internos e externos do país, como por exemplo, a atual crise econômica.

Porém, utilizar os recentes reajustes tarifários para realizar projeções leva o investidor a crer que seu retorno se dará de forma bastante rápida. Neste momento, deve-se ter cautela, visto que se forem considerados reajustes anuais da ordem de 30% como os ocorridos recentemente, o país não terá como arcar com seus custos energéticos, entrando em recessão.

Em Nakabayashi (2015), são tomadas as devidas precauções na escolha dos cenários de reajustes tarifários, sendo simuladas projeções seguindo a média estimada para o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) para os próximos 5 anos. Sendo assim, são observados cenários de reajustes de 5,59% para o caso base (média IPCA), de 3,30% para um cenário de -2,2% abaixo do projetado e de 9,60% para um cenário de +3,8% acima do projetado.

Assim, o presente trabalho visa elaborar um estudo de viabilidade econômica de investimento em GD fotovoltaica sobre o histórico de faturas de uma residência familiar de classe média típica, utilizando para isto os três cenários de reajustes tarifários baseados no trabalho de Nakabayashi (2015) e os índices de irradiação média de plano inclinado para a cidade de Toledo, no interior do estado do Paraná.

3 DADOS UTILIZADOS

3.1. DADOS DE CONSUMO

A Tabela 1 traz os dados utilizados de consumo de energia elétrica de uma residência real de família de classe média no município de Toledo/PR, com consumo médio mensal de 600 kWh. Observa-se o aumento de consumo nos meses Novembro até Março, sendo estes meses de maiores temperaturas na região. A tarifa incidente em 2015 é de aproximadamente R\$ 0,75 por kWh.

Tabela 1 - Consumo Mensal de Energia Elétrica. (Fonte: O autor)

Meses	Consumo (kWh)
Janeiro	976
Fevereiro	790
Março	700
Abril	472
Mai	477
Junho	473
Julho	436
Agosto	493
Setembro	417

Outubro	589
Novembro	699
Dezembro	627

3.2. IRRADIAÇÃO SOLAR E ESTIMATIVA DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Os dados de irradiação utilizados como base para o presente trabalho foram obtidos junto ao banco de dados disponibilizado em domínio eletrônico pelo Centro de Referência para Energia Solar Sérgio Brito (CRESESB, 2015) vinculado ao Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) da empresa Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobrás).

Foram usados valores de irradiação solar convertidos do plano horizontal para o plano inclinado com ângulo igual à latitude local para Toledo/PR (Tabela 2). Sendo assim, foram considerados todos os painéis fotovoltaicos instalados fixos nesta mesma posição. Observa-se que os meses de Maio a Setembro contam com menor incidência solar, sendo meses de maior nebulosidade e de maior inclinação do sol em relação a latitude do município.

Tabela 2 - Irradiação média diária mensal de Toledo/PR [kWh/m².dia] (Fonte: CRESESB, 2015).

Meses	Irradiação Solar
Janeiro	5,10
Fevereiro	5,56
Março	5,45
Abril	5,32
Maio	4,90
Junho	4,15
Julho	4,79
Agosto	4,70
Setembro	4,43
Outubro	5,33
Novembro	5,34
Dezembro	5,75

3.3. ESPECIFICAÇÃO E DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

Para a determinação do número de placas fotovoltaicas e o correto dimensionamento do sistema, foram levados em consideração equipamentos e preços praticados no mercado, sendo que o custo médio do sistema já instalado contemplando todos os demais custos com projeto, mão-de-obra, anotação de responsabilidade técnica e troca do medidor bidirecional (projeto turn-key) foi estimado em R\$1.800,00 por painel.

Os parâmetros técnicos dos painéis fotovoltaicos foram definidos como: 1,6 metros quadrados de área, potência de 265 Watt-*pico* (Wp) e eficiência de 16%. O desempenho dos demais componentes do sistema (inversores, cabos, conexões) foi estimado em 75%. A vida útil estimada para um sistema de geração fotovoltaica é de aproximadamente 25 anos, sendo

que é estimada uma queda na geração de energia de aproximadamente 0,05% ao ano devido a perda de eficiência de conversão das células fotovoltaicas.

Os dados de irradiação (Tabela 2) e os dados técnicos dos painéis fotovoltaicos foram utilizados para o cálculo da estimativa de geração fotovoltaica mensal, dada em kWh/mês, conforme descrito pela Equação 1.

$$\text{kWh} = I \cdot n_{\text{FV}} \cdot A \cdot \epsilon_{\text{FV}} \cdot \epsilon_{\text{Sist}} \cdot 30\text{dias} \quad (1)$$

onde,

kWh é a geração de potência ativa estimada para cada mês, dada em kWh.

I é a irradiação solar diária média no local, dada em kWh/m².dia.

n_{FV} é o numero total de painéis fotovoltaicos do sistema, dado em unidades.

A é a área total de cada módulo fotovoltaico, dada em m².

ϵ_{FV} é a eficiência de cada módulo fotovoltaico utilizado, dada em porcentagem.

ϵ_{Sist} é o desempenho do sistema fotovoltaico completo, dado em porcentagem.

Com a aplicação da Equação 1, foi possível estimar a geração fotovoltaica em cada mês, sendo que o número de painéis foi fixado em 20 (vinte) de modo que a geração total estimada para um ano fosse próxima do consumo total anual, tendo em vista que a REN 482/2012 não permite a venda da geração excedente, mas sim apenas a compensação em meses subsequentes em formato de crédito em kWh.

4 MÉTODOS

4.1. SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA

O sistema de compensação regulamentado pela REN 482/2012 da ANEEL permite a troca de energia elétrica direto com a rede de distribuição da concessionária de energia. O consumidor passa a ser produtor de energia em determinados horários do dia quando seu consumo for menor do que a geração.

Em outros momentos, ele exerce novamente sua posição de consumidor, retirando novamente a energia emprestada à concessionária, utilizando a rede de distribuição como uma “conta corrente” energética.

Ao final de do ciclo mensal, o saldo entre geração e consumo é realizado e o consumidor paga somente a diferença em caso de consumo excedente. Em caso de geração

excedente, é computado crédito em kWh que poderá ser utilizado para abatimento em futuros ciclos mensais por até 36 meses seguintes.

É importante lembrar que, em caso de consumo excedente menor do que o custo de disponibilidade do sistema, o consumidor ainda arca com este limite mínimo. Para o caso de padrão de entrada monofásico este custo é dado pela disponibilidade mínima de 30kWh, para bifásico de 50kWh e para trifásico de 100kWh.

Aplicando este mecanismo a unidade consumidora em estudo, é possível realizar a estimativa de economia em cada mês, conforme exposto na Tabela 3. A tarifa considerada nesta tabela foi de R\$0,75 por kWh, sendo utilizados 20 painéis fotovoltaicos. Tal unidade apresenta padrão de entrada trifásico.

Tabela 3: Estimativa de economia mensal. (Fonte: O autor).

Meses	Consumo	Irradiação	Geração	Crédito	Fatura sem GD	Fatura com GD	Economia
Unidades	kWh	kWh/(m2.dia)	kWh	kWh	R\$	R\$	R\$
Mês Zero				0			
Jan	976	5,10	608	0	732,00	275,87	456,13
Fev	790	5,56	663	0	592,50	95,23	497,27
Mar	700	5,45	650	0	525,00	75,00	450,00
Abr	472	5,32	634	162	354,00	75,00	279,00
Mai	477	4,90	584	270	357,75	75,00	282,75
Jun	473	4,15	495	292	354,75	75,00	279,75
Jul	436	4,79	571	427	327,00	75,00	252,00
Ago	493	4,70	560	494	369,75	75,00	294,75
Set	417	4,43	528	606	312,75	75,00	237,75
Out	589	5,33	636	652	441,75	75,00	366,75
Nov	699	5,34	637	590	524,25	75,00	449,25
Dez	627	5,75	686	649	470,25	75,00	395,25
Total Ano	7149	60,82	7253	4141	5.361,75	1.121,10	4.240,65
Média Ano	595,75	5,07	604	345	446,81	93,42	353,39

A Tabela 3 é inicializada pelo Mês Zero contemplando crédito nulo antes da instalação do sistema. Nos meses de Janeiro e Fevereiro pode-se observar que a geração é menor do que o consumo, sendo que o consumidor ainda paga uma diferença de R\$275,87 em Janeiro e R\$95,23 para a concessionária de energia.

No mês de Março ocorre um saldo de 50kWh de excedente no consumo, porém como o consumidor tem uma entrada trifásica, deverá pagar pelo custo de disponibilidade de 100kWh, conforme indicado pela REN482/2012.

Nos demais meses do ano ocorre maior geração do que consumo, onde o consumidor acumula créditos a serem utilizados nos meses de maior consumo, sendo que sua fatura para

tais meses é somente R\$75,00, equivalente ao custo de disponibilidade do sistema. A economia gerada neste primeiro ano é estimada em R\$4.240,65, aproximadamente R\$350,00 por mês.

4.2. CENÁRIOS TARIFÁRIOS ESTIMADOS

Dada elevada vida útil deste tipo de sistema (25 anos), é de suma importância uma estimativa cautelosa da evolução tarifária anual na continuação do cálculo de economia gerada.

Dados da Companhia Paranaense de Energia Elétrica (COPEL) mostram uma evolução tarifária média de 8,47% desde 2006, conforme Tabela 4.

Tabela 4: Reajustes tarifários COPEL. (Fonte: COPEL, 2015)

	Reajuste Tarifário
Resolução 1858/2015	36,79%
Resolução 1763/2014	24,86%
Resolução 1565/2013	9,55%
Resolução 1431/2013	-19,28%
Resolução 1296/2012	-0,65%
Resolução 1158/2011	2,99%
Resolução 1015/2010	2,46%
Resolução 839/2009	5,00%
Resolução 663/2008	0,04%
Resolução 479/2007	- 1,27%
Resolução 345/2006	3,3%
Média:	8,47%

Porém, conforme citado em Nakabayashi (2015), a tarifa média de energia elétrica de todos os estados da federação evoluiu acima do IPCA entre 1995 e 2004, abaixo do IPCA de 2005 a 2013 e acima do IPCA no período de 2013 e 2014. Assim, em seu trabalho é utilizada uma projeção do IPCA baseada na média geométrica prevista pelo Banco Central do Brasil para os próximos 5 anos, conforme a Tabela 5.

Tabela 5: Projeção para o IPCA. (Fonte: Nakabayashi, 2015).

Ano	Projeção (%)
2015	7,42
2016	5,59
2017	5,23
2018	5,08
2019	4,94
Média Geométrica	5,59

De modo a considerar os três possíveis tipos de situação, o presente estudo de caso também utiliza três condições de cenários:

- C1: Cenário 1 - Evolução das tarifas abaixo da inflação = 3,30% (-2,2%)
- C2: Cenário 2 - Evolução das tarifas acima da inflação = 5,59%
- C3: Cenário 3 - Evolução das tarifas próxima à inflação = 9,60% (+3,8%)

Além disso, é estimado um custo aproximado de R\$7,17 por Wp instalado, preço estimado através de pesquisa mercadológica a empresas do ramo. O sistema projetado conta com 20 painéis fotovoltaicos de 265Wp cada um, somando um total de 5.300Wp, com um custo final de instalação de R\$38.000,00.

4.3. ÍNDICES DE VIABILIDADE ECONÔMICA

Para fins comparativos, três índices de viabilidade serão utilizados: a taxa interna de retorno (TIR), o valor presente líquido (VPL) e o Payback Simples (PBS).

A TIR é a taxa de desconto que teria um determinado fluxo de caixa para igualar a zero seu Valor Presente Líquido.

O VPL é o valor presente de pagamentos futuros descontados a uma taxa de juros apropriada, menos o custo do investimento inicial. O presente trabalho considera a taxa de juros de 8,47%, sendo esta a média de reajuste tarifário da COPEL desde 2006.

Já o PBS é o tempo entre o investimento inicial e o momento no qual o lucro líquido acumulado se iguala ao valor desse investimento.

5 RESULTADOS

5.1. PANORAMA DE ECONOMIA ANUAL – CENÁRIO 1

A Tabela 6 demonstra os resultados encontrados para o cenário 1, onde a evolução das tarifas é menor do que a média geométrica do IPCA em 2,2%, apresentado os valores estimados para a tarifa, fluxo de caixa e saldo acumulado em cada ano até 2039, final da vida útil do sistema.

Tabela 6: Resultados do Cenário 1. (Fonte: O autor).

Ano	Tarifa C1	Fluxo de Caixa C1	Saldo Acumulado C1
2014		-R\$ 38.000,00	-R\$ 38.000,00
2015	R\$ 0,75	R\$ 4.240,65	-R\$ 33.759,35
2016	R\$ 0,77	R\$ 4.378,47	-R\$ 29.380,87
2017	R\$ 0,80	R\$ 4.520,78	-R\$ 24.860,10
2018	R\$ 0,83	R\$ 4.667,70	-R\$ 20.192,40
2019	R\$ 0,85	R\$ 4.819,40	-R\$ 15.372,99
2020	R\$ 0,88	R\$ 4.976,03	-R\$ 10.396,96
2021	R\$ 0,91	R\$ 5.137,75	-R\$ 5.259,21
2022	R\$ 0,94	R\$ 5.304,73	R\$ 45,52
2023	R\$ 0,97	R\$ 5.477,13	R\$ 5.522,65
2024	R\$ 1,00	R\$ 5.655,14	R\$ 11.177,79
2025	R\$ 1,04	R\$ 5.838,93	R\$ 17.016,72
2026	R\$ 1,07	R\$ 6.028,70	R\$ 23.045,42
2027	R\$ 1,11	R\$ 6.224,63	R\$ 29.270,05
2028	R\$ 1,14	R\$ 6.426,93	R\$ 35.696,98
2029	R\$ 1,18	R\$ 6.635,81	R\$ 42.332,79
2030	R\$ 1,22	R\$ 6.851,47	R\$ 49.184,26
2031	R\$ 1,26	R\$ 7.074,14	R\$ 56.258,40
2032	R\$ 1,30	R\$ 7.304,05	R\$ 63.562,45
2033	R\$ 1,35	R\$ 7.541,43	R\$ 71.103,88
2034	R\$ 1,39	R\$ 7.786,53	R\$ 78.890,41
2035	R\$ 1,44	R\$ 8.039,59	R\$ 86.930,01
2036	R\$ 1,48	R\$ 8.300,88	R\$ 95.230,89
2037	R\$ 1,53	R\$ 8.570,66	R\$ 103.801,54
2038	R\$ 1,58	R\$ 8.849,20	R\$ 112.650,75
2039	R\$ 1,63	R\$ 9.136,80	R\$ 121.787,55

Para tal cenário foram obtidos os seguintes índices de viabilidade:

- TIR de 13,32%,
- VPL de R\$18.036,80
- PBS em 7 anos.

5.2. PANORAMA DE ECONOMIA ANUAL – CENÁRIO 2

A Tabela 7 traz os resultados para o cenário 2, onde a evolução das tarifas é próxima da que a média geométrica do IPCA.

Neste cenário foram obtidos os seguintes índices de viabilidade:

- TIR de 15,54%,
- VPL de R\$31.109,26.
- PBS em 7 anos.

Tabela 7: Resultados do Cenário 2. (Fonte: O autor).

Ano	Tarifa C2	Fluxo de Caixa C2	Saldo Acumulado C2
2014		-R\$ 38.000,00	-R\$ 38.000,00
2015	R\$ 0,75	R\$ 4.240,65	-R\$ 33.759,35
2016	R\$ 0,79	R\$ 4.475,59	-R\$ 29.283,76
2017	R\$ 0,84	R\$ 4.723,53	-R\$ 24.560,23
2018	R\$ 0,88	R\$ 4.985,22	-R\$ 19.575,01
2019	R\$ 0,93	R\$ 5.261,40	-R\$ 14.313,61
2020	R\$ 0,98	R\$ 5.552,88	-R\$ 8.760,73
2021	R\$ 1,04	R\$ 5.860,51	-R\$ 2.900,22
2022	R\$ 1,10	R\$ 6.185,18	R\$ 3.284,96
2023	R\$ 1,16	R\$ 6.527,84	R\$ 9.812,80
2024	R\$ 1,22	R\$ 6.889,48	R\$ 16.702,28
2025	R\$ 1,29	R\$ 7.271,16	R\$ 23.973,44
2026	R\$ 1,36	R\$ 7.673,98	R\$ 31.647,42
2027	R\$ 1,44	R\$ 8.099,12	R\$ 39.746,55
2028	R\$ 1,52	R\$ 8.547,81	R\$ 48.294,36
2029	R\$ 1,61	R\$ 9.021,36	R\$ 57.315,72
2030	R\$ 1,70	R\$ 9.521,14	R\$ 66.836,86
2031	R\$ 1,79	R\$ 10.048,62	R\$ 76.885,48
2032	R\$ 1,89	R\$ 10.605,31	R\$ 87.490,79
2033	R\$ 2,00	R\$ 11.192,84	R\$ 98.683,63
2034	R\$ 2,11	R\$ 11.812,93	R\$ 110.496,56
2035	R\$ 2,23	R\$ 12.467,36	R\$ 122.963,92
2036	R\$ 2,35	R\$ 13.158,06	R\$ 136.121,98
2037	R\$ 2,48	R\$ 13.887,01	R\$ 150.008,99
2038	R\$ 2,62	R\$ 14.656,35	R\$ 164.665,34
2039	R\$ 2,77	R\$ 15.468,31	R\$ 180.133,65

5.3. PANORAMA DE ECONOMIA ANUAL – CENÁRIO 3

A Tabela 8 mostra os resultados obtidos para o cenário 3, onde a evolução das tarifas é maior da que a média geométrica do IPCA em 3,8%.

Neste cenário foram obtidos os seguintes índices de viabilidade:

- TIR de 19,42%,

- VPL de R\$66.707,86.
- PBS em 6 anos.

Tabela 8: Resultados do Cenário 3. (Fonte: O autor).

Ano	Tarifa C3	Fluxo de Caixa C3	Saldo Acumulado C3
2014		-R\$ 38.000,00	-R\$ 38.000,00
2015	R\$ 0,75	R\$ 4.240,65	-R\$ 33.759,35
2016	R\$ 0,82	R\$ 4.645,64	-R\$ 29.113,71
2017	R\$ 0,90	R\$ 5.089,29	-R\$ 24.024,42
2018	R\$ 0,99	R\$ 5.575,32	-R\$ 18.449,09
2019	R\$ 1,08	R\$ 6.107,77	-R\$ 12.341,33
2020	R\$ 1,19	R\$ 6.691,06	-R\$ 5.650,27
2021	R\$ 1,30	R\$ 7.330,05	R\$ 1.679,78
2022	R\$ 1,42	R\$ 8.030,07	R\$ 9.709,85
2023	R\$ 1,56	R\$ 8.796,94	R\$ 18.506,80
2024	R\$ 1,71	R\$ 9.637,05	R\$ 28.143,85
2025	R\$ 1,88	R\$ 10.557,39	R\$ 38.701,24
2026	R\$ 2,06	R\$ 11.565,62	R\$ 50.266,87
2027	R\$ 2,25	R\$ 12.670,14	R\$ 62.937,01
2028	R\$ 2,47	R\$ 13.880,14	R\$ 76.817,14
2029	R\$ 2,71	R\$ 15.205,69	R\$ 92.022,83
2030	R\$ 2,97	R\$ 16.657,83	R\$ 108.680,67
2031	R\$ 3,25	R\$ 18.248,66	R\$ 126.929,33
2032	R\$ 3,56	R\$ 19.991,40	R\$ 146.920,73
2033	R\$ 3,91	R\$ 21.900,58	R\$ 168.821,31
2034	R\$ 4,28	R\$ 23.992,09	R\$ 192.813,40
2035	R\$ 4,69	R\$ 26.283,33	R\$ 219.096,74
2036	R\$ 5,14	R\$ 28.793,39	R\$ 247.890,13
2037	R\$ 5,63	R\$ 31.543,16	R\$ 279.433,29
2038	R\$ 6,18	R\$ 34.555,53	R\$ 313.988,82
2039	R\$ 6,77	R\$ 37.855,59	R\$ 351.844,41

5.4. COMPARATIVO ENTRE OS CENÁRIOS

Observando os resultados tabelados para cada cenário e os respectivos índices de viabilidade é possível tecer alguns comentários.

A evolução das tarifas apresenta grande efeito sobre a TIR e sobre o VPL. O cenário 1 apresentou uma TIR abaixo de 15%, indicando uma baixa atratividade ao investimento. Isto foi corroborado pelo resultado calculado para o VPL, sendo que este apresenta um valor

muito abaixo do valor de investimento inicial. Neste cenário o PBS ficou estimado em quase 8 anos (final do sétimo ano).

Já no cenário 2, a TIR sofre uma elevação, ficando pouco acima dos 15%. Apesar disso, o VPL ainda foi calculado em quase R\$7.000,00 abaixo do valor de investimento inicial, indicando uma atratividade melhor do que o cenário 1, porém ainda carente de maior estudo para implantação do sistema. O PBS se dará na metade do sétimo ano.

O cenário 3, apresentando uma maior evolução tarifária, foi o que apresentou maior TIR (mais 19%). Além disso, o VPL calculado acima de R\$66.000,00 indica uma boa atratividade para a execução do sistema, ficando bem acima do custo inicial de instalação. O PBS ainda apresenta um tempo relativamente elevado para retorno de investimento de aproximadamente 6 anos, porém deve-se levar em conta que a vida útil do sistema é de 25 anos, podendo alcançar 30 anos.

A Figura 3 apresenta o gráfico do saldo acumulado dos três cenários estudados, facilitando sua visualização e comparação.

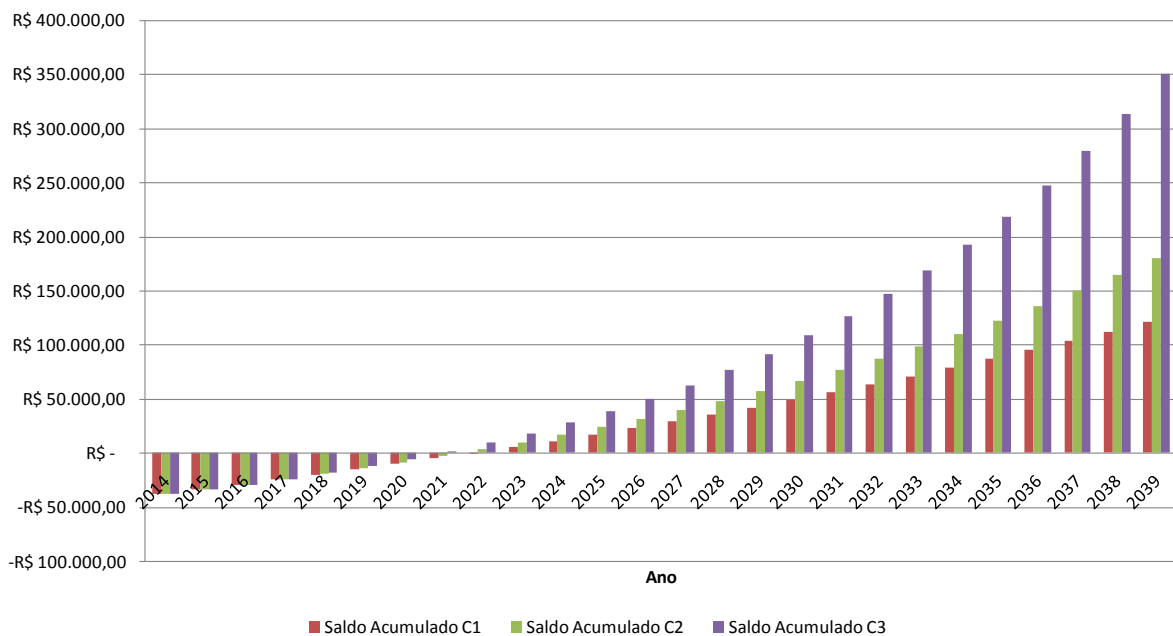


Figura 3: Comparativo de Saldo Acumulado entre os cenários. (Fonte: O autor).

Observa-se que, apesar de uma menor influência sobre o PBS, as diferentes estimativas de evolução tarifárias tem grande impacto sobre a TIR e o VPL do investimento relacionados à instalação do sistema fotovoltaico na unidade consumidora em questão.

Assim, é importante que o investidor esteja ciente dos riscos econômicos envolvidos, tendo em vista que este tipo de investimento está intimamente relacionado ao valor fixado pelas tarifas de energia elétrica.

6 CONCLUSÃO

O presente trabalho teve por objetivo, através de um estudo de caso, abordar os impactos de diferentes índices de evolução de tarifas de energia elétrica sobre a viabilidade econômica da instalação de sistemas de geração de energia elétrica fotovoltaicos quando instalados na unidade consumidora do próprio cliente da concessionária de energia elétrica.

Pode-se observar que as principais vantagens com a instalação são:

- Proteção do consumidor contra oscilações nas tarifas, sendo que após a instalação, o consumidor passa a ter fatura fixas de energia todo o mês em que houver excedente de geração.
- Utilização de energia limpa e renovável com enorme potencial no Brasil, bem acima de países onde a tecnologia já é utilizada em larga escala.
- Energia gerada próxima do consumidor, postergando investimentos públicos em redes de transmissão e geração de grande porte.

Porém, alguns pontos com peso negativo ainda influenciam na tomada de decisão:

- Apesar da queda dos preços, o investimento ainda é elevado.
- Há pouco incentivo financeiro (linhas de crédito) para financiamento da instalação.
- Apesar de a tecnologia ser dominada, sua base (células fotovoltaicas) é quase 100% importada, gerando dependência de oscilações de moedas estrangeiras.
- Ainda existe um olhar receoso pelas concessionárias e distribuidoras de energia elétrica que podem se sentir ameaçadas com uma possível queda em sua receita.

No que se refere ao estudo realizado, pode-se observar que o investidor deve tomar certa cautela na hora da tomada de decisão pela instalação de um sistema fotovoltaicos. Apesar dos riscos técnicos serem relativamente pequenos, os riscos de oscilações econômica influenciam diretamente a viabilidade do investimento.

Procurou-se realizar estimativas baseadas em cenários próximos a realidade da evolução do IPCA, de modo a não causar falsas esperanças a possíveis investidores.

Os cenários calculados mostram que, apesar do Payback Simples ser pouco afetado pelos diferentes índices de evolução das tarifas, a TIR e VPL tem seus valores bastante influenciados, sendo que todos devem ser analisados em conjunto, tendo em vista a complementaridade de suas interpretações.

Para o caso estudado, a instalação mostrou-se mais atrativa no cenário 3, onde a tarifa tem seu maior aumento estimado. Porém, é importante frisar que a evolução tarifária depende de uma complexidade de fatores, incluindo crises econômica de previsibilidade baixa, possibilidade de crises de abastecimento energético, tanto hidráulico quanto de petróleo e etanol, além de questões intrínsecas de cada estado da federal.

7 REFERENCIAL BIBLIOGRÁFICO

ANEEL, Resolução normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em 14/05/2015.

CRESESB, Potencial solar – SunData. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata>. Acesso em 10/06/2015.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (BRASIL). Análise da inserção da geração solar na matriz elétrica brasileira. Rio de Janeiro: EPE, 2012. Disponível em: < http://www.epe.gov.br/geracao/Documents/Estudos_23/NT_EnergiaSolar_2012.pdf >. Acesso em: 15/05/2015.

_____. Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil: Condicionantes e Impactos . Rio de Janeiro: EPE, 2014. Disponível em: < <http://www.epe.gov.br/mercado/Documents/S%C3%A9rie%20Estudos%20de%20Energia/DEA%2019%20%20%20Inser%C3%A7%C3%A3o%20da%20Gera%C3%A7%C3%A3o%20Fotovoltaica%20Distribu%C3%ADa%20no%20Brasil%20%20Condicionantes%20e%20Impactos%20VF%20%20%28Revisada%29.pdf> >. Acesso em: 15/05/2015.

_____. Balanço Energético Nacional 2015. Disponível em: https://ben.epe.gov.br/downloads/S%C3%ADntese%20do%20Relat%C3%B3rio%20Final_2015_Web.pdf. Acesso em: 14/05/2015.

INEE, O que é geração distribuída. Disponível em: http://www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp. Acesso em 14/05/2015.

NAKABAYASHI, R.. Microgeração fotovoltaica no Brasil: Viabilidade Econômica. Instituto de Energia e Ambiente, Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2015.

ROSA, A.R.O., GASPARIN, F.P. & MOEHLECK, A.. Redução de custos de Energia Elétrica por meio de um sistema fotovoltaico interligado à rede. X Congresso sobre Geração Distribuída e Energia no Meio Rural, São Paulo, 2015.

ROSSETTI, J. P. Introdução à economia. Editora Atlas S.A: 17. Ed., reest, atual e ampl. , São Paulo, 1997. ISBN 85-224-1344-4.

SILVA, A.C.V., ROCHA, C.H.M. & SILVA, L.C.P..Estudo da viabilidade técnica e econômica da instalação de sistema fotovoltaicos com e sem armazenamento auxiliar de energia. X Congresso sobre Geração Distribuída e Energia no Meio Rural, São Paulo, 2015.

TIEPOLO, G. M.; URBANETZ Jr, J. & CANCEGLIERI Jr, O.. A solar photovoltaic electricity insert source in the state of Paraná/Brazil: An analysis of productive potential. 22nd International Conference on Production Research, Foz do Iguaçu, 2013.