

# MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA NO BRASIL: VIABILIDADE ECONÔMICA



INSTITUTO DE ENERGIA E AMBIENTE DA USP

Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos

MARÇO/2015

Renny Nakabayashi, MSc.

Produção:



Divulgação:



## APRESENTAÇÃO

O conteúdo desta Nota Técnica procede da Dissertação de Mestrado intitulada “Microgeração fotovoltaica no Brasil: condições atuais e perspectivas futuras”<sup>1</sup>, produzida por Rennyō Nakabayashi sob a orientação do professor Roberto Zilles. Os trabalhos e pesquisas relacionados à dissertação foram realizados dentro do contexto do Projeto PD-0068-0029/2011: *Desenvolvimento de competências e avaliação de arranjos técnicos e comerciais em geração distribuída com sistemas fotovoltaicos conectados à rede*, do P&D Estratégico ANEEL nº 13/2011, com o apoio do Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos do Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo.

A Dissertação de Mestrado foi apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo no dia 15 de dezembro de 2014, quando foi aprovada pela Comissão Examinadora. Esta Nota Técnica atualiza os resultados e tem como objetivo divulgar as condições de atratividade econômica da micro e minigeração.

---

<sup>1</sup> A versão integral da dissertação está disponível em formato PDF no site do Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos: [http://200.144.182.130/iee/lsf/sites/default/files/Dissertacao\\_Rennyoy\\_vfinal.pdf](http://200.144.182.130/iee/lsf/sites/default/files/Dissertacao_Rennyoy_vfinal.pdf)

## RESUMO

A atratividade econômica da micro e minigeração está intrinsecamente relacionada às tarifas de energia elétrica convencional, já que o benefício, do ponto de vista financeiro, para o micro/minigerador é o custo evitado para a compra de energia elétrica convencional. Desta forma, realizou-se a avaliação econômico-financeira de sistemas fotovoltaicos de geração distribuída sob a ótica do consumidor residencial.

A análise foi realizada para as 27 capitais brasileiras e incluiu avaliações relacionadas às seguintes figuras de mérito: Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e *Payback* (tempo de retorno sobre o investimento). Foi realizada uma análise de sensibilidade para as variáveis de entrada, além da construção de doze cenários.

A conjuntura atual do setor elétrico brasileiro tem colaborado para expressivos reajustes nas tarifas de energia elétrica, o que aumenta substancialmente as condições de viabilidade para a microgeração. No cenário padrão há valores de TIR acima de 20% (nominal) para muitas capitais, podendo chegar acima de 25%, dependendo do caso. Mesmo que não ocorram reajustes tarifários acima da inflação nos próximos anos (o que não é provável), ainda assim haveria viabilidade da microgeração fotovoltaica na maioria das capitais brasileiras.

A microgeração fotovoltaica se mostra uma alternativa interessante para o consumidor de energia elétrica no Brasil, já que os reajustes não seguem trajetórias bem definidas e, desta forma, o consumidor não fica exposto às variações e reajustes expressivos, além de ter um retorno financeiro competitivo frente aos produtos financeiros disponíveis no mercado de varejo.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Evolução da capacidade instalada de sistemas fotovoltaicos. ....	8
Figura 2 – Oferta interna de energia elétrica por fonte. Fonte: EPE, 2014 a. ....	8
Figura 3 - Nível de armazenamento dos reservatórios. Fonte: Operador Nacional do Sistema (ONS) .....	9
Figura 4 - Preço da Liquidação das Diferenças (R\$/MWh) .....	10
Figura 5 - Evolução dos sistemas fotovoltaicos isolados e conectados à rede. ....	13
Figura 6 - Porcentagem de CFOs que utilizam sempre, ou quase sempre, uma determinada técnica. ....	18
Figura 7 - Preço do Watt-Pico instalado vs. Taxa de câmbio (BRL/EUR). ....	25
Figura 8 - Projeção para o preço de módulos fotovoltaicos. ....	26
Figura 9 – Preço do Watt-pico instalado, preço do módulo e parcela não relacionada ao módulo. ....	27
Figura 10 - Evolução das tarifas de energia elétrica e do IPCA. ....	28
Figura 11 - Tarifa média residencial. ....	33
Figura 12 - Curva de carga (dia útil) e curva de geração fotovoltaica. ....	35
Figura 13 - Curva de carga (final de semana) e curva de geração fotovoltaica. ....	36
Figura 14 - Tarifa média de fornecimento (estimada) vs. Irradiação. ....	38
Figura 15 - VPL e TIR, cenário padrão. ....	40
Figura 16 - VPL vs. taxa de desconto. ....	46
Figura 17 - VPL vs. reajuste tarifário de energia elétrica. ....	47
Figura 19 - VPL vs. autoconsumo. ....	48
Figura 20 - VPL vs. preço do watt-pico instalado (R\$/Wp). ....	48

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Fluxo de caixa genérico para um projeto de geração distribuída. ....	22
Tabela 2 – Preços nacionalizados de equipamentos fotovoltaicos. ....	24
Tabela 3 - Preço do Watt-Pico instalado. ....	24
Tabela 4 - Evolução das tarifas de energia elétrica e IPCA.....	29
Tabela 5 - Efeito médio ponderado da RTE de fevereiro de 2015. ....	30
Tabela 6 – Tarifa média de fornecimento para a classe residencial (estimativa). ....	32
Tabela 7 - Irradiação solar diária média e Fator de capacidade.....	34
Tabela 8 - Condições para o cenário padrão.....	36
Tabela 9 - Projeção para o IPCA, Banco Central do Brasil.....	37
Tabela 10 - Cenários avaliados.....	37
Tabela 11 - Análise de sensibilidade, variáveis.....	38
Tabela 12 - Condições para cenário padrão.....	39
Tabela 13 - Custo nivelado da energia fotovoltaica e tarifas de energia .....	41
Tabela 14 - Resultados resumidos para 12 cenários (média Brasil).....	42
Tabela 15 - Custo da energia fotovoltaica (100% de autoconsumo). ....	42
Tabela 16 - Resultados de VPL para os 12 cenários (em milhares de R\$).....	44
Tabela 17 - Resultados de TIR (%) para os 12 cenários.....	45

## SUMÁRIO

INTRODUÇÃO .....	7
1 CONCEITOS FUNDAMENTAIS .....	12
1.1 Energia solar .....	12
1.2 Aplicações.....	12
1.3 Geração Distribuída .....	13
1.4 Resolução Normativa 482 ANEEL.....	14
1.5 Conceitos de Matemática Financeira .....	16
1.6 Geração de Energia Elétrica .....	18
1.7 Custo da Energia Fotovoltaica .....	20
2 MATERIAIS E MÉTODOS .....	22
2.1 Fluxo de caixa do projeto.....	22
2.2 Preço do Watt-pico .....	23
2.2.1 Determinantes e variações .....	25
2.2.2 Perspectivas para os próximos anos .....	25
2.3 Tarifas de energia elétrica.....	27
2.3.1 Histórico .....	28
2.3.2 Fatos Recentes .....	30
2.4 Energia Gerada .....	33
2.5 Autoconsumo .....	35
2.6 Cenários e sensibilidade.....	36
3 RESULTADOS .....	38
3.1 Cenário padrão .....	39
3.2 Custo da energia.....	40
3.3 Cenários e sensibilidade.....	41
4 CONSIDERAÇÕES FINAIS .....	50
REFERÊNCIAS .....	51
APÊNDICES .....	55

## INTRODUÇÃO

A capacidade de manusear recursos energéticos a fim de suprir necessidades possibilitou a sobrevivência humana e o desenvolvimento da sociedade até os níveis atuais. Na pré-história, a habilidade de controlar e se beneficiar do fogo possibilitou a utilização de sua energia térmica para aquecimento, cocção de alimentos e proteção contra predadores. Com a revolução industrial, a utilização do carvão e do petróleo como fontes de energia, a utilização da máquina a vapor e a industrialização, houve um expressivo crescimento populacional e, proporcionalmente, um expressivo crescimento no consumo de energia.

No século XXI, a energia continua sendo um dos grandes desafios da humanidade. Após a crise do petróleo na década de 1970, iniciou-se um forte incentivo pela busca por fontes renováveis de energia e uma menor dependência de recursos finitos na natureza. Esta mobilização adquire papel fundamental para atender as necessidades humanas sem comprometer as gerações futuras. No Brasil, é previsto que o consumo de energia elétrica triplique até 2050 (EPE, 2014a).

Uma maior participação das fontes de energia renováveis na matriz energética tem sido incentivada em nível mundial, e uma série de políticas públicas vêm sendo adotadas por diferentes países a fim de se buscar maior segurança energética e sustentabilidade. Neste contexto, a energia solar fotovoltaica desempenha, potencialmente, um papel importante na evolução da participação de fontes alternativas na matriz energética mundial, visto sua abundância e ampla disponibilidade na superfície terrestre.

Em alguns países, muitos incentivos foram dados para que as pessoas gerassem energia elétrica a partir de suas residências, utilizando sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. Os programas de incentivo geralmente são justificados por questões ambientais, segurança energética, geração de empregos, desenvolvimento de tecnologia e de uma cadeia produtiva. Estes programas variam de acordo com o país e com a fonte de energia (EPE, 2012).

A capacidade instalada mundial da energia fotovoltaica cresceu aproximadamente 43% de 2011 a 2012 e 38% de 2012 a 2013 (EPIA, 2014). Na última década nota-se um crescimento expressivo da energia solar fotovoltaica no mundo, especialmente na Europa, onde houve maior aplicação de incentivos. No final de 2009, a capacidade instalada de sistemas fotovoltaicos estava próxima a 23 GW, enquanto em 2013 havia quase 139 GW de capacidade instalada de sistemas fotovoltaicos instalados no mundo, uma evolução de quase 500% em menos de cinco anos e, maior do que 10.000% em um período de 13 anos (2000 a 2013), conforme se observa na Figura 1.

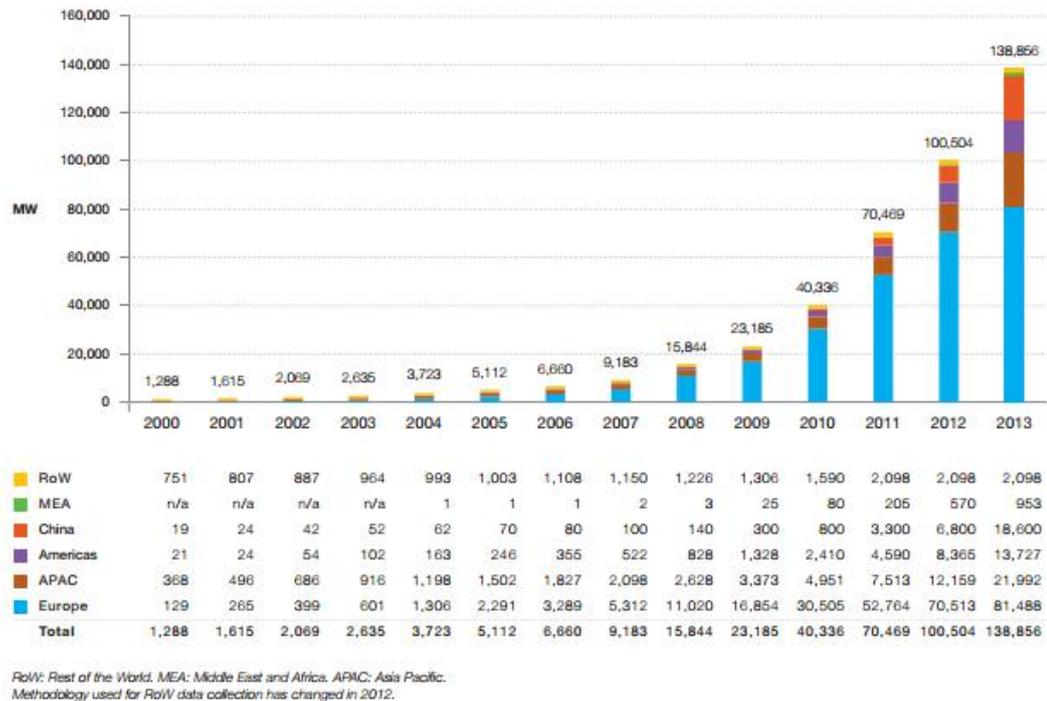
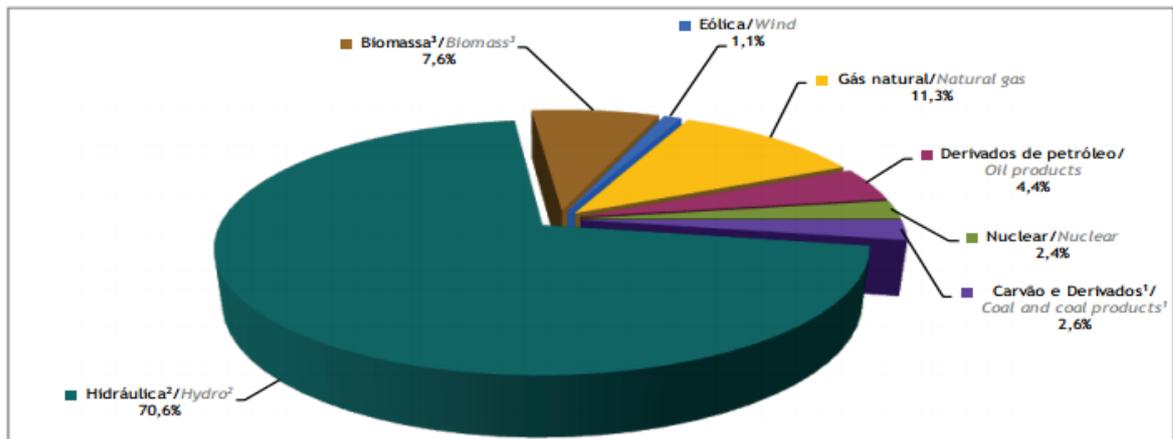


Figura 1 - Evolução da capacidade instalada de sistemas fotovoltaicos.  
Fonte: EPIA, 2014

No Brasil (ver Figura 2), embora a fonte hidráulica tenha composto aproximadamente 70% da matriz de oferta interna de energia elétrica em 2013, nota-se dificuldade na construção de grandes novos empreendimentos, visto que os potenciais ainda não explorados encontram-se em áreas com grandes restrições ambientais e distantes dos centros de carga, além da dificuldade de gerenciamento destas grandes obras no país.



Notas/ Notes:

<sup>1</sup> Inclui gás de coqueria/ Includes coke oven gas

<sup>2</sup> Inclui importação de eletricidade/ Includes electricity imports

<sup>3</sup> Inclui lenha, bagaço de cana, lixívia e outras recuperações/ Includes firewood, sugarcane bagasse, black-liquor and other primary sources

Figura 2 – Oferta interna de energia elétrica por fonte. Fonte: EPE, 2014 a.

Por muito tempo defendeu-se o não investimento em energia solar fotovoltaica por conta de elevados custos, porém este cenário tem mudado, a energia solar fotovoltaica vem ganhando competitividade econômica em relação às outras fontes.

O custo da energia solar fotovoltaica depende basicamente dos seguintes fatores: irradiação solar disponível, desempenho e custo dos sistemas fotovoltaicos. O Brasil é abundante em recurso solar e, na maioria das cidades já ocorre a chamada paridade tarifária, graças à equiparação de custos entre a energia elétrica gerada por sistemas fotovoltaicos e a tarifa de energia elétrica convencional. As condições para o desenvolvimento da energia solar fotovoltaica estão cada vez mais favoráveis, visto que a energia solar fotovoltaica apresenta uma trajetória de custos decrescentes ano após ano e, ao mesmo tempo, a energia elétrica gerada pelas fontes convencionais apresenta uma trajetória de custos crescentes.

### Motivação

A matriz elétrica brasileira é predominantemente hidráulica com complementação térmica e desde o final de 2012, o setor elétrico brasileiro se insere em um contexto de condições hidrológicas desfavoráveis, com uma diminuição da energia armazenada ano após ano, conforme se observa na Figura 3, na qual são exibidos os níveis de energia armazenada nos reservatórios dos subsistemas SE/CO e NE.

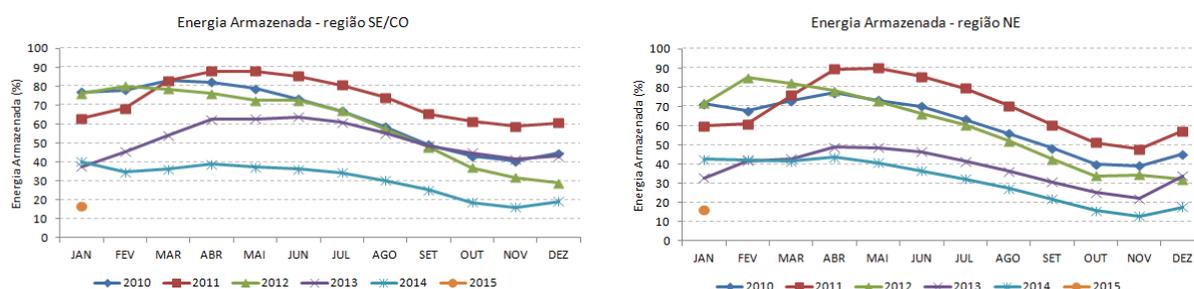


Figura 3 - Nível de armazenamento dos reservatórios. Fonte: Operador Nacional do Sistema (ONS)

Neste contexto, as usinas térmicas passam a estar plenamente acionadas, gerando um expressivo aumento de custo da energia elétrica no país. A evolução do valor médio do Preço da Liquidação das Diferenças (PLD) para o Brasil, cujo valor serve como referência para valorar a energia comercializada no curto prazo é apresentada na Figura 4. Nota-se que em uma grande parte do período de 2014 o PLD manteve-se próximo ao teto definido no ano, de 822 R\$/MWh. Para 2015 a ANEEL estabeleceu que o valor teto do PLD fosse de 388 R\$/MWh. Nota-se que no ano de 2015, até o presente momento, o PLD vem mantendo-se no seu valor máximo estipulado.

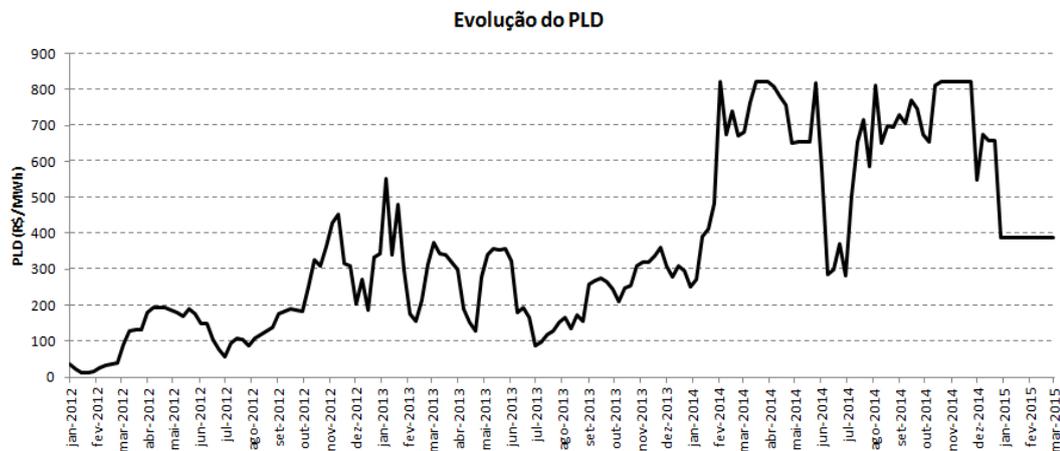


Figura 4 - Preço da Liquidação das Diferenças (R\$/MWh)

Mesmo com um menor preço-teto para o PLD em 2015, a geração térmica deve ser custeada, seja por encargos do setor, pelo sistema de bandeiras tarifárias ou por algum outro mecanismo. Portanto, estes custos extras, inexoravelmente, são repassados aos consumidores finais.

Em 2014, as tarifas médias residenciais sofreram um reajuste próximo de 20%, se consideradas as capitais do país. Em fevereiro de 2015 a ANEEL deliberou a Revisão Tarifária Extraordinária e como resultado, as tarifas de energia de 58 concessionárias sofrerão um reajuste médio de 23,4%. Além disso, há o efeito das bandeiras tarifárias, que quando vermelhas adiciona-se na fatura mensal do consumidor um valor de R\$ 5,50 a cada 100 kWh consumidos (sem considerar os impostos). É importante lembrar que além desses efeitos sobre a tarifa de energia elétrica, ainda ocorrerão os reajustes anuais para as concessionárias ao longo de 2015.

Pouco antes da atual crise instalada no setor elétrico brasileiro, em 17 de Abril de 2012, a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) publicou a Resolução Normativa nº 482, a qual estabelece, conforme seu artigo 1º: “as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuídas aos sistemas de distribuição de energia elétrica (geração distribuída) e o sistema de compensação de energia elétrica (*net metering*)” O sistema de compensação baseia-se em créditos de energia. Quando a energia gerada com a energia consumida apresentarem um balanço líquido positivo, são gerados créditos de energia que podem ser utilizados para abater o consumo nos meses subsequentes por um período de até 36 meses. Portanto, é possível que o consumidor de energia elétrica passe a gerar energia para consumo próprio e exportação dos excedentes para a rede elétrica.

Até então a capacidade instalada para a micro e minigeração fotovoltaica não vinha se mostrando expressiva, já que a atratividade financeira da microgeração vinha sendo afetada pela diminuição das tarifas de energia elétrica, direcionada pela MP 579 de 2012 (Lei 12.783/2013). A diminuição das tarifas proposta pela Lei 12.783 se tornou insustentável e atualmente o preço da energia já está em patamares superiores àqueles verificados no período anterior ao marco legal e apresenta forte tendência de alta no curto prazo.

Neste contexto, os objetivos desta Nota Técnica são descritos a seguir.

## **Objetivo Geral**

A presente Nota Técnica tem como objetivo avaliar a viabilidade econômico-financeira de sistemas de geração fotovoltaica distribuída de pequeno porte, bem como os fatores os quais influenciam a atratividade financeira desta modalidade de geração de energia elétrica.

## **Objetivos Específicos**

- Estimar o preço (R\$/Wp) de um sistema fotovoltaico de pequeno porte no Brasil;
- Estimar o retorno financeiro de um projeto de geração fotovoltaica distribuída em cada uma das capitais dos estados brasileiros e do Distrito Federal, sob a ótica de clientes residenciais de baixa tensão;
- Realizar análise de sensibilidade do retorno financeiro diante das seguintes variáveis: reajuste tarifário de energia elétrica, percentual de autoconsumo, preço do sistema fotovoltaico instalado (R\$/Wp) e a taxa de desconto adotada.

## **Estrutura do documento**

Esta Nota Técnica é dividida em quatro capítulos. No Capítulo 1 é apresentada a revisão bibliográfica fundamental para compreensão do texto, nele são apresentadas as definições de geração distribuída e sua contextualização no setor elétrico brasileiro, além de alguns outros conceitos que foram utilizados para o desenvolvimento deste trabalho. A leitura do primeiro capítulo é facultativa ao leitor que tem familiaridade com o assunto.

O Capítulo 2 é dedicado à apresentação da metodologia empregada e das premissas adotadas, bem como suas justificativas. Neste capítulo é apresentado o modelo utilizado para a análise e seus parâmetros de entrada.

No Capítulo 3 são apresentados os resultados de retorno de investimento para a geração distribuída. Para tal, foi realizada uma análise de retorno para um determinado cenário padrão e, além disso, foram gerados 12 outros cenários, variando-se o reajuste da tarifa e o autoconsumo, também, em uma análise de sensibilidade, foi avaliado o impacto da variação de algumas condições, mantendo as demais condições constantes.

Por fim, no capítulo 4, são apresentadas as considerações finais e conclusões, onde são discutidos os resultados obtidos.

## 1 CONCEITOS FUNDAMENTAIS

Neste capítulo serão abordados os conceitos da energia solar, geração distribuída e sua contextualização no setor elétrico brasileiro, também serão apresentados alguns conceitos de matemática financeira utilizados para o desenvolvimento deste trabalho.

### 1.1 Energia solar

O Sol, a estrela central do Sistema Solar, é também sua principal fonte de energia, a qual é gerada por meio de fusão nuclear<sup>2</sup>, processo no qual o hidrogênio é convertido em hélio, liberando energia radiante. A energia solar que chega à Terra pode ser aproveitada diretamente sob a forma de luz e calor, além disso, no processo de fotossíntese, as plantas a utilizam na transformação de dióxido de carbono em carboidratos, possibilitando a constituição de biomassa.

A energia solar pode ser convertida em energia elétrica por sistemas termossolares ou por células fotovoltaicas. No primeiro caso, a radiação solar é absorvida e transformada em calor, o qual é utilizado para aquecer um fluido que acionará uma turbina que, através de um gerador, transformará a energia cinética em energia elétrica. No caso do efeito fotovoltaico, a eletricidade é gerada quando há exposição de um material semicondutor dopado, geralmente silício, à radiação eletromagnética.

O silício (Si), elemento de número atômico 14, possui quatro elétrons em sua camada de valência, desta forma ao interagirem com átomos cujas camadas mais externas tenham três ou cinco elétrons (boro e fósforo, geralmente), haverá um elétron em excesso ou em falta para que a estabilidade eletrônica seja obtida e este processo de agregar “impurezas” a elementos semicondutores, denominado dopagem, possibilita o efeito fotovoltaico.

### 1.2 Aplicações

As primeiras aplicações da tecnologia ocorreram no final da década de 50 e início da década de 60 em aplicações espaciais e satélites. Posteriormente, surgiram aplicações no setor de telecomunicações na década de 70 e, finalmente, na década de 80 a energia solar fotovoltaica começa a se tornar interessante, devido ao decaimento do preço, para fornecer energia elétrica para usuários distantes da infraestrutura convencional de eletricidade (redes elétricas). Assim, na década de 90 os sistemas fotovoltaicos se consolidam como tecnologia economicamente viável para fornecer energia em sistemas isolados (PERLIN, 1999). Nota-se que a alternativa para fornecer energia elétrica utilizando sistemas fotovoltaicos em sistemas isolados é interessante devido aos altos custos incorridos na construção de infraestrutura elétrica até locais distantes e, na maioria das vezes lugares com baixa densidade de carga.

---

<sup>2</sup> Dois prótons se fundem em uma partícula alfa, liberando dois pósitrons, dois neutrinos e energia.

Na década de 90, os sistemas fotovoltaicos eram aplicados, na maioria, em sistemas isolados e, a partir da década seguinte, os sistemas passaram a ser, predominantemente, conectados à rede elétrica. Na Figura 5, observa-se a capacidade instalada, em percentual, dos sistemas conectados à rede e isolados para os países membros<sup>3</sup> da *International Energy Agency* (IEA, 2013).

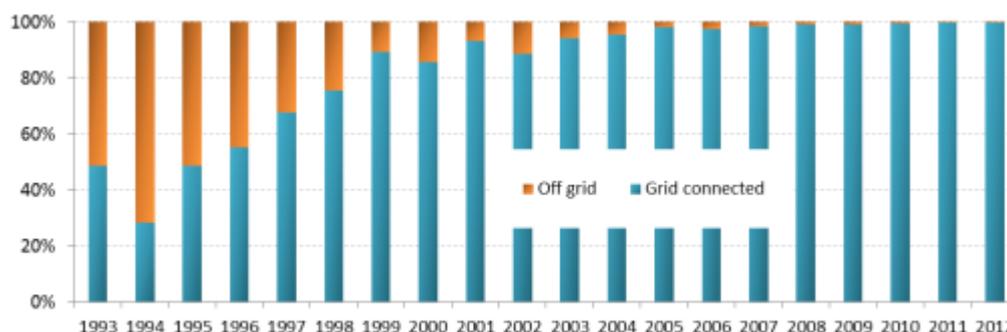


Figura 5 - Evolução dos sistemas fotovoltaicos isolados e conectados à rede.

Fonte: IEA, 2013.

Os sistemas conectados à rede podem ser divididos em sistemas de geração centralizada ou sistemas de geração distribuída. No primeiro caso, a oferta de energia é caracterizada por usinas de grande porte distantes dos centros de carga e, na geração distribuída a oferta se dá por meio de usinas de menor porte próximas aos centros de consumo.

No caso da geração centralizada há a vantagem de economia de escala, que pode aumentar a competitividade deste tipo de sistema frente aos sistemas de menor porte, em contrapartida, há a necessidade de grandes linhas de transmissão para o transporte de energia, além da aquisição do terreno para a construção da usina.

A geração distribuída não tem a mesma vantagem de escala de custos, por outro lado tem a vantagem da geração estar perto do consumo, diminuindo perdas técnicas nos sistemas e, além disso, este tipo de geração pode ser instalado nos próprios telhados de edificações, dispensando custos associados à aquisição ou arrendamento de terrenos.

### 1.3 Geração Distribuída

A geração distribuída, de modo geral, pode ser caracterizada como geração de energia próxima aos centros de consumo, entretanto não há um consenso com as especificações e definições exatas deste tipo de geração. No trabalho de (ACKERMAN; GÖRAN; SÖDER, 2001) realiza-se uma extensa pesquisa sobre as definições de GD e é realizada uma compilação de definições de diversos autores e são discutidas as questões relevantes e

<sup>3</sup> São 29 países membros. Para maiores informações, consultar: <http://www.iea.org/countries/membercountries>, acesso em setembro de 2014.

diferenças sobre as definições apresentadas, além disso, é analisada a relevância dos diferentes critérios considerados na definição. Os autores consideram alguns critérios de definição da GD como não cruciais como, por exemplo, potência, tecnologia e a propriedade sobre o sistema.

Enquanto o EPRI (*Electric Power Research Institute*) apresenta a definição de potência para a geração distribuída até 50 MW, o Gas Research Institute descreve a potência típica até 25 MW, por outro lado, o CIGRÉ define a potência máxima em torno de 50 ou 100 MW (ACKERMAN; GÖRAN; SÖDER, 2001). Apesar das distintas considerações a respeito da potência para a definição da GD, (ACKERMAN; GÖRAN; SÖDER, 2001) argumentam que a potência do sistema não é crucial para a definição, visto que o tamanho da unidade de geração que pode ser conectada à rede dependerá da capacidade e da configuração da própria rede, que se correlaciona com nível de tensão e, além disso, as restrições técnicas e o *layout* de cada rede são únicos e, portanto, não é possível definir, de maneira genérica, a capacidade máxima para unidades de geração distribuída.

Embora alguns autores associem o conceito de GD a tecnologias renováveis, (ACKERMAN; GÖRAN; SÖDER, 2001) apontam que a definição não se deve limitar a apenas determinadas tecnologias, visto que a disponibilidade de recursos varia significativamente de acordo com a região e o país. Além disso, é possível a geração em pequena escala com recursos não renováveis, por exemplo, com pequenas turbinas a gás.

(ACKERMAN; GÖRAN; SÖDER, 2001) afirmam que, embora seja defendida a ideia de que a geração distribuída deva ser propriedade de produtores independentes de energia ou dos próprios consumidores, o conceito também deve ser aberto às empresas. No Brasil, inclusive, é permitida a compra de energia proveniente de GD, pela concessionária de distribuição, de até 10% de sua carga, conforme artigos 14 e 15 do decreto 5163/2004, embora o decreto não considere como GD empreendimentos hidrelétricos com capacidade superior a 30 MW ou termelétricos com eficiência inferior a 75%, inclusive com cogeração.

#### **1.4 Resolução Normativa 482 ANEEL**

(BENEDITO, 2009) faz uma ampla análise da legislação e condições regulatórias envolvendo a geração distribuída no país até o ano do trabalho. Alguns pontos para a evolução da geração distribuída no Brasil são o decreto 2.003/1996, que regulamenta a produção de energia elétrica pelas figuras de Autoprodutor (AP) e Produtor Independente de Energia (PIE) e o decreto 5.163/2004, que torna possível a aquisição da geração distribuída por parte das concessionárias. Até a época, para uma pessoa física, era possível gerar energia para consumo próprio e vender apenas o excedente, entretanto a concessionária, embora tivesse a opção, não possuía nenhuma obrigação de comprar a energia gerada pelo AP. O histórico da legislação e das questões regulatórias pode ser visto com maiores detalhes em (BENEDITO, 2009).

Atualmente, após a Resolução Normativa nº 482/2012 da ANEEL, embora as concessionárias não sejam obrigadas a pagar um valor monetário pela energia excedente de geradores distribuídos, são gerados créditos de energia para que possam ser utilizados nos meses subsequentes pelos consumidores/geradores distribuídos.

A Resolução Normativa nº 482, de abril de 2012, representa um grande avanço para a regulamentação da micro e minigeração de energia no país, conforme citado anteriormente, a resolução permite a conversão do excedente de energia gerado em créditos de energia para serem utilizados posteriormente.

No art. 2º da Resolução Normativa nº 482, define-se a micro e minigeração distribuída a partir de centrais geradoras que utilizem fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada<sup>4</sup> e que tenham a potência limitada pela seguinte faixa de valores:

- **Microgeração distribuída:** potência instalada menor ou igual a 100 kW;
- **Minigeração distribuída:** potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1MW.

A compensação é realizada a partir da energia ativa injetada pelo micro ou minigerador, a qual gera créditos de energia equivalentes para serem consumidos em um período de até 36 meses. Ainda, de acordo com o art. 2º, é possível que o crédito gerado seja utilizado por outra unidade consumidora, desde que esta esteja relacionada ao mesmo CPF (Cadastro de pessoa Física) ou CNPJ (Cadastro de Pessoa Jurídica) da unidade consumidora responsável pela geração dos créditos.

De acordo com o Sistema de Compensação proposto pela resolução em questão, deverá ser cobrado, no mínimo, o custo de disponibilidade para consumidores do grupo B ou a demanda contratada para consumidores do grupo A.

O Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ) define, no Convênio ICMS 6, de 5 de Abril de 2013, questões fiscais relacionadas ao Sistema de Compensação de Energia proposto pela Resolução 482 da ANEEL, conforme cita a sua Cláusula primeira: “A emissão de documentos fiscais nas operações internas relativas à circulação de energia elétrica, sujeitas a faturamento sob o Sistema de Compensação de Energia Elétrica de que trata a Resolução Normativa Nº 482, da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, de 17 de abril de 2012, deverá ser efetuada de acordo com a disciplina prevista neste convênio, observadas as demais disposições da legislação aplicável”.

De acordo com o Convênio, em sua Cláusula segunda, a base de cálculo para a cobrança do ICMS é “o valor integral da operação, antes de qualquer compensação, correspondente à quantidade total de energia elétrica entregue ao destinatário, nele incluídos;”. Na prática, este convênio implica em um valor da energia injetada na rede pelo micro/minigerador menor do que o pago para a energia convencional, da rede elétrica.

---

<sup>4</sup> Para que uma unidade cogeneradora seja enquadrada na modalidade de “cogeração qualificada” deve atender aos requisitos mínimos de racionalidade energética previstos no artigo 4º da Resolução ANEEL nº 021/2000, que define os critérios avaliados na obtenção de qualificação junto à Agência.

## 1.5 Conceitos de Matemática Financeira

Decisões financeiras fazem parte da rotina de empresas e das pessoas. Por mais que, geralmente, para tomar decisões, as pessoas não utilizem tantas ferramentas de análise como as empresas, seus recursos financeiros são finitos e são levadas em conta as vantagens e desvantagens para a tomada de decisões. Por exemplo, ao decidir entre financiar um imóvel ou fazer uma poupança para a aquisição do bem à vista, talvez as pessoas não calculem explicitamente o VPL (valor presente líquido) ou a TIR (taxa interna de retorno) do projeto, embora o risco e o retorno da decisão sejam levados em conta (além dos critérios não racionais, é claro), mesmo que de maneira inconsciente, como ilustra a palavra *economia* que, do grego (*oikonomos*), significa “aquele que administra um lar” (MANKIW, 2009).

Uma figura de mérito para a avaliação financeira de um projeto é o Valor Presente Líquido, que nada mais é do que a diferença entre os benefícios gerados pelo projeto e seus custos (BREALEY; MYERS; ALLEN, 2011). Para o cálculo do VPL, os fluxos de caixa do projeto são trazidos a valor presente, descontados a uma determinada taxa de juros (ASSAF NETO, 1994). A expressão para o cálculo do VPL é dada pela Equação 1.1.

$$\text{VPL} = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{Fc_t}{(1+r)^t} \quad (1.1)$$

Onde  $I_0$  representa o investimento inicial,  $Fc_t$  representa o fluxo de caixa do projeto no período  $t$ ,  $r$  representa a taxa de desconto,  $t$  o período em questão e  $n$  o horizonte de análise do fluxo de caixa.

Se o VPL for positivo, as receitas do projeto superam o valor investido somado às despesas do projeto, desta forma os casos considerados economicamente viáveis são os que apresentam VPL maior do que zero.

O fluxo de caixa é descontado a uma determinada taxa por dois motivos: (1) o dinheiro de hoje vale mais que o dinheiro de amanhã e (2) um dinheiro seguro vale mais que um dinheiro incerto (BREALEY; MYERS; ALLEN, 2011). Para a determinação da taxa de desconto, pode ser considerado o custo médio ponderado de capital, bem como os conceitos de taxa mínima de atratividade (TMA) ou de custo de oportunidade do capital (ASSAF NETO, 1994). Para um projeto de baixo risco, por exemplo, a taxa de desconto utilizada poderia ser a rentabilidade de títulos públicos do governo federal ou a remuneração do capital em algum projeto de risco equivalente, embora para a determinação da taxa de desconto outros fatores devam ser levados em conta, tais como o nível de endividamento da empresa e seu custo de capital. Para o escopo deste trabalho, servem como direcionadores a remuneração de títulos públicos federais e a taxa de juros SELIC (Sistema Especial de Liquidação e de Custódia), a qual é fixada pelo COPOM (Comitê de Política Monetária).

Outra figura de mérito utilizado em avaliação financeira de projetos é a TIR (Taxa Interna de Retorno). (KEYNES, 1936) aponta a TIR como sendo a eficiência marginal do capital. Do ponto de vista matemático, a TIR é a taxa em que, empregada como a taxa de desconto no cálculo do VPL faz com que seu valor fique igual a zero, ou seja, é a raiz da função VPL, onde a variável independente é a taxa de desconto. A Equação 1.2 demonstra a relação da TIR com o VPL.

$$VPL = -I_0 + \frac{Fc_1}{(1+TIR)^1} + \frac{Fc_2}{(1+TIR)^2} + \frac{Fc_3}{(1+TIR)^3} + \dots + \frac{Fc_n}{(1+TIR)^n} = 0 \quad (1.2)$$

Nota-se que se:

- TIR > TMA, VPL > 0;
- TIR = TMA, VPL = 0;
- TIR < TMA, VPL < 0.

Em 1637, Descartes afirma em sua obra, *La Géométrie*, que o número máximo de raízes positivas de um polinômio é igual ao número de vezes em que há uma inversão de sinal nos seus coeficientes. Portanto, quando há apenas uma inversão de sinal nos coeficientes (fluxo de caixa) da equação do VPL, há apenas um valor para a TIR. Entretanto, quando há mais de uma inversão de fluxo de caixa, o número de raízes reais positivas pode chegar ao número de inversões de sinal dos coeficientes, ocasionando o surgimento de mais de uma TIR, ou até mesmo a não existência de uma TIR (polinômio sem raízes reais). Para os casos em que há mais de uma TIR, a solução mais simples, e geralmente adotada pelas empresas, é utilizar o VPL como figura de mérito, embora exista a opção de calcular a Taxa Interna de Retorno Modificada, consultar (BREALEY; MYERS; ALLEN, 2011) para mais informações.

A terceira figura de mérito abordada nesta Nota Técnica é o tempo de retorno sobre o investimento, ou *payback*, que é número de períodos necessários para que o fluxo de caixa acumulado se torne positivo, isto considerando que o fluxo de caixa do projeto é do tipo em que o investimento é realizado no primeiro período e as receitas estão nos anos seguintes. Existe o *payback* simples e o descontado, o primeiro não leva em conta o dinheiro no tempo e é vantajoso pela sua simplicidade de cálculo, já o *payback* descontado apresenta um valor mais confiável, nota-se que quanto maior o período analisado e a taxa de desconto, maior a divergência entre os resultados dos dois métodos de cálculo.

Cada uma das técnicas apresentadas tem suas limitações próprias. O método do VPL não dá a noção do quanto cada unidade monetária investida dará de retorno, por exemplo, dois projetos com investimentos de R\$1.000 e R\$ 100.000, respectivamente podem apresentar o mesmo VPL, entretanto o valor de investimento necessário para o segundo caso é 100 vezes maior. O método da TIR, conforme já mencionado, pode se tornar complicado em situações que apresentem mais de uma inversão no sinal do fluxo de caixa. Por fim, o método do tempo de retorno, ou *payback*, embora possa dar uma noção da atratividade do projeto de maneira simples e compreensível, apresenta limitações quanto à apresentação de rentabilidade.

Portanto, não há melhor ou pior figura de mérito, dependendo da configuração do fluxo de caixa, há uma melhor adaptação para cada tipo de ferramenta, embora a TIR e o VPL sejam as técnicas mais utilizadas pelos CFOs (*chief financial officers*) nas empresas (GRAHAM; HARVEY, 2001), conforme mostra a Figura 6.

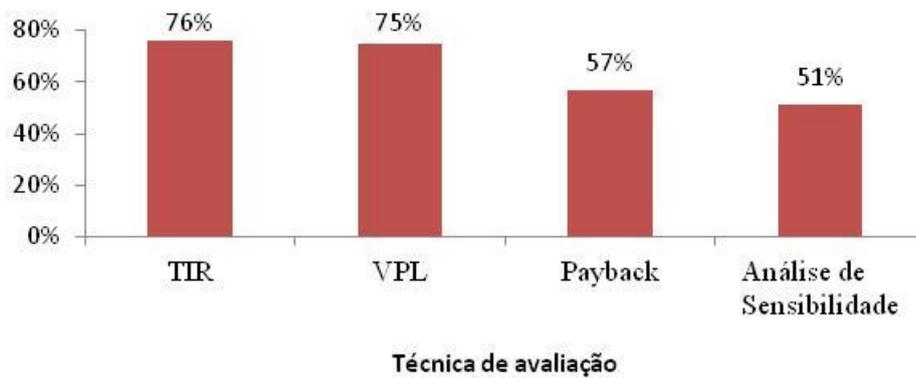


Figura 6 - Porcentagem de CFOs que utilizam sempre, ou quase sempre, uma determinada técnica.  
 Fonte: Adaptado de The theory and practice of corporate finance: evidence from the field. Journal of Financial Economics, 2001.

Uma vez que, há incertezas sobre a projeção futura dos fluxos de caixa dos projetos, bem como as condições previstas, uma análise de sensibilidade se mostra interessante a fim de determinar os efeitos de variação de uma ou mais variáveis de entrada no projeto e seus resultados nas variáveis de saída do modelo.

## 1.6 Geração de Energia Elétrica

Para se estimar o quanto de energia elétrica o sistema fotovoltaico irá gerar e qual será seu desempenho, é importante definir alguns conceitos fundamentais, que serão explorados nesta seção.

O efeito fotovoltaico, como explicado anteriormente, possibilita a transformação de energia radiante do sol em energia elétrica. Entretanto, para o consumo desta energia nos padrões empregados atualmente (em corrente alternada), tornam-se necessários equipamentos eletrônicos para condicionar a potência, os quais são conhecidos como inversores. Um sistema fotovoltaico conectado à rede é, portanto, constituído de um gerador fotovoltaico (conjunto de módulos), do próprio inversor e outros componentes periféricos. O desempenho do sistema, portanto, dependerá diretamente do desempenho dos equipamentos que o compõe.

Um conceito fundamental para a determinação do desempenho de um sistema fotovoltaico é o de produtividade do sistema  $Y_f$  (*final yield*), que é uma relação entre a energia, de fato, gerada pelo sistema e a potência nominal do gerador fotovoltaico, conforme a Equação 1.5 (MARION et al., 2005).

$$Y_f = \frac{\int_{t_1}^{t_2} P(t) dt}{P_0} = \frac{E}{P_0} \quad (1.5)$$

Onde,  $P(t)$  é a potência instantânea na saída do sistema,  $P_0$  é a potência nominal da unidade geradora e  $E$  é a energia entregue pelo sistema em um período de tempo ( $t_2 - t_1$ ). A unidade de medida da produtividade do sistema ( $Y_f$ ) é kWh/kW, ou seja, representa a produção de energia (kWh) por cada unidade de potência (kW) e, deste modo, é uma forma interessante de comparar o desempenho entre sistemas com potências diferentes.

Uma grandeza análoga à  $Y_f$  é a produtividade de referência  $Y_r$  (*Reference Yield*), apresentada na Equação 1.6.

$$Y_r = \frac{\int_{t_1}^{t_2} H(t)dt}{H_{ref}} \quad (1.6)$$

Onde,  $H(t)$  representa a irradiância solar incidente no plano do gerador (medida em  $kW/m^2$ ) e  $H_{ref}$  é a irradiância considerada em  $1000 W/m^2$ , para um período de 24 horas, pode-se dizer que  $Y_r$  representa o número de horas equivalentes de irradiância igual a  $1000 W/m^2$ , esta grandeza é função do local, orientação e inclinação do módulo e de condições de tempo (MARION et al., 2005).

A relação entre a produtividade final ( $Y_f$ ) e a de referência ( $Y_r$ ) denomina-se Desempenho Global do Sistema, ou *Performance Ratio*, esta relação é apresentada na Equação 1.7.

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r} \quad (1.7)$$

Valores de PR geralmente são apresentados em uma base anual ou mensal e geralmente variam de 0,6 a 0,8 (MARION et. al, 2005), este indicador é uma boa medida de desempenho para sistemas fotovoltaicos.

Ainda, das equações (1.5) e (1.7), a energia elétrica gerada pelo sistema, de é:

$$E = P_0 \cdot Y_f = P_0 \cdot Y_r \cdot PR \quad (1.8)$$

Outra figura de mérito, geralmente utilizada em usinas de geração de energia elétrica, é o Fator de Capacidade, que representa o nível de atividade de uma usina em um determinado período, ou seja, é a energia efetivamente produzida por uma usina dividida pela produção que teria funcionando em sua capacidade nominal durante o período. Por exemplo, dizer que uma usina possui um fator de capacidade de 50% é o equivalente a dizer que esta usina gera em um ano a quantidade de energia que geraria trabalhando em sua capacidade nominal durante seis meses. O Fator de Capacidade pode ser expresso por (1.9).

$$FC = \frac{\int_{t_1}^{t_2} P(t)dt}{P_0 \cdot (t_2 - t_1)} \quad (1.9)$$

Onde,  $P(t)$  é a potência instantânea, e  $P_0$  a potência nominal da unidade geradora.

O Fator de Capacidade de uma usina fotovoltaica e o Desempenho Global (PR) relacionam-se conforme a Equação (1.10), a partir de (1.5), (1.7) e (1.9).

$$FC = \frac{\int_{t_1}^{t_2} P(t)dt}{P_0 \cdot (t_2 - t_1)} = \frac{E}{P_0 \cdot (t_2 - t_1)} = \frac{Y_f}{(t_2 - t_1)} = \frac{Y_r \cdot PR}{(t_2 - t_1)} \quad (1.10)$$

Portanto, a energia gerada em função do fator de capacidade é:

$$E = P_0 \cdot FC \cdot (t_2 - t_1) \quad (1.11)$$

Desta seção conclui-se que o Fator de Capacidade e o Desempenho Global do Sistema (*Performance Ratio*) são indicadores que relacionam-se entre si e consideram as perdas globais envolvidas no sistema. Além disso, são grandezas fundamentais para estimar a energia gerada por sistemas fotovoltaicos a avaliar seu desempenho.

### 1.7 Custo da Energia Fotovoltaica

No contexto de análise de viabilidade econômico-financeira de empreendimentos energéticos, uma figura de mérito considerada é o custo nivelado da energia, ou LCOE (*Levelized Cost of Electricity*). O LCOE relaciona os custos envolvidos e a energia gerada pelo empreendimento, ao longo de sua vida útil. Esta figura de mérito representa o quanto um produtor de energia elétrica deveria obter de receita por kWh, de modo que seja o suficiente para cobrir as despesas operacionais, os investimentos, os juros e remunerar adequadamente os investidores. O trabalho *The future of Coal* (MIT, 2007) apresenta uma definição para o LCOE:

*The levelized cost of electricity is the constant dollar electricity price that would be required over the life of the plant to cover all operating expenses, payment of debt and accrued interest on initial project expenses, and the payment of an acceptable return to investors.*

De forma generalista, conforme apresentado por (EPIA, 2011) e (BRANKER; PATHAK; PEARCE, 2011), o LCOE pode ser definido como:

$$LCOE = \frac{\text{Custos ao longo da vida útil}}{\text{Energia gerada ao longo da vida útil}} = \sum_{t=0}^T \frac{C_t / (1+r)^t}{E_t / (1+r)^t} \quad (1.12)$$

onde,  $C_t$  representa os custos no período  $t$ ,  $E_t$  a energia gerada no período  $t$  e  $r$  a taxa de desconto.

Para sistemas fotovoltaicos, os maiores custos envolvidos estão no investimento inicial, já que o custo de operação de uma usina desta tecnologia é baixo. Por outro lado, usinas térmicas a combustíveis, têm os custos de combustível agregados ao custo de operação, o qual tem uma maior participação nos custos totais apresentados ao longo da vida útil do empreendimento.

(ZILLES; OLIVEIRA, 1999) apresentam um modelo para o cálculo do preço do kWh fotovoltaico (eq. 1.13), no modelo apresentado leva-se em consideração o investimento inicial, os custos com manutenção e operação do sistema e o fator de capacidade para o local.

$$C = \left[ \frac{r(1+r)^n}{(1+r)^n - 1} + OM \right] \frac{II}{87,6 FC} \quad (1.13)$$

Onde,  $C$  é o custo da energia produzida,  $FC$  o Fator de Capacidade do sistema,  $OM$  a porcentagem anual do investimento inicial para operação e manutenção.  $I$  investimento inicial,  $r$  taxa de desconto e  $n$  é a vida útil do projeto em anos. O modelo apresentado tem a vantagem de ser simples e se mostra bem satisfatório para calcular o custo da energia gerada por um sistema fotovoltaico.

Uma proposta dada por (BRANKER; PATHAK; PEARCE, 2011) para o cálculo do LCOE para sistemas fotovoltaicos, é considerar a degradação na geração dos módulos fotovoltaicos ao longo do tempo, a qual geralmente é considerada, nos modelos de projeção, com valores de 0,5% a 1% ao ano, embora valores mais baixos sejam alcançados na prática (SUNPOWER, 2008). A garantia fornecida pelos fabricantes, em geral, é de uma degradação máxima de 1% ao ano (ZWEIBEL; JAMES; VASILIS, 2008). O modelo proposto por (BRANKER; PATHAK; PEARCE, 2011) é dado pela Equação 1.14:

$$LCOE = \sum_{t=0}^T \frac{(I_t + O_t + M_t + F_t)/(1+r)^t}{E_t/(1+r)^t} = \sum_{t=0}^T \frac{(I_t + O_t + M_t + F_t)/(1+r)^t}{S_t(1-d)^t/(1+r)^t} \quad (1.14)$$

onde,  $I_t$  representa o investimento inicial,  $O_t$  os custos com operação,  $M_t$  os custos com manutenção,  $F_t$  os custos com financiamento,  $r$  a taxa de desconto,  $S_t$  a energia anual gerada em potência nominal<sup>5</sup> (*rated energy output per year*), e  $d$  a taxa anual de degradação dos módulos.

Para o desenvolvimento deste trabalho foram considerados, além da degradação anual dos módulos, os impostos relacionados ao crédito gerado pela energia injetada na rede, conforme estabelece a resolução do CONFAZ, abordada anteriormente. Neste trabalho, a abordagem dos tributos é realizada considerando-se que o micro/minigerador terá de pagar os impostos sobre o consumo bruto, quando usufruir dos créditos de energia gerados pela energia fotovoltaica injetada na rede elétrica.

---

<sup>5</sup> A energia anual gerada (dada em kWh/ano) em potência nominal (*rated energy output per year*) é a energia gerada em um ano, considerando-se as condições locais e do sistema, desconsiderando a degradação dos módulos.

## 2 MATERIAIS E MÉTODOS

Para a avaliação econômico-financeira de sistemas fotovoltaicos de geração distribuída sob a ótica do consumidor, são utilizados conceitos de matemática financeira abordados na seção 0. Para que o objetivo proposto seja atingido, são calculadas e apresentadas as seguintes figuras de mérito: Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e *Payback* (tempo de retorno sobre o investimento). Além disso, é realizada uma análise de sensibilidade a fim de se verificar o efeito das variáveis de entrada do modelo nos resultados.

### 2.1 Fluxo de caixa do projeto

O projeto é analisado sob a ótica do consumidor de energia elétrica, neste caso um consumidor-produtor, ou um “prosumidor”<sup>6</sup>. São avaliados diversos fluxos de caixa em múltiplos cenários que são detalhados nas sessões subsequentes.

Genericamente, os fluxos de caixa analisados têm a configuração apresentada na Tabela 1.

Tabela 1 - Fluxo de caixa genérico para um projeto de geração distribuída.

Ano	0	1	2	3	4	5	..	25
		Receita	Receita	Receita	Receita	Receita		Receita
<b>Fluxo de Caixa</b>	-Investimento	-Impostos	-Impostos	-Impostos	-Impostos	-Impostos	..	-Impostos
		-O&M	-O&M	-O&M	-O&M	-O&M		-O&M

Fonte: Elaborado pelo autor.

Onde, Investimento é o valor monetário necessário para aquisição e instalação do sistema fotovoltaico, as receitas consideradas são o que se economizaria na fatura de energia, O&M representa os custos de operação e manutenção do sistema instalado e Impostos representa o ICMS, conforme convênio do CONFAZ, já abordado no trabalho.

O valor economizado com energia elétrica é analisado levando-se em conta dois casos: (1) quando há energia injetada na rede, ou seja, a geração fotovoltaica é maior do que o

<sup>6</sup> O termo “prosumidor” origina-se da junção das palavras “produtor” e “consumidor”, dando a ideia de um agente que pode exercer tanto as funções de consumir quanto de produzir um determinado bem. Neste caso, o “prosumidor” pode comprar energia da rede elétrica como um consumidor convencional e, também, gerar energia na figura de micro e minigerador.

consumo e (2) quando não há energia injetada na rede, isto é, quando a demanda elétrica é maior do que a geração fotovoltaica.

Desta forma, no caso (1), situação na qual são gerados créditos de energia para serem utilizados posteriormente, o benefício considerado é dado pela receita equivalente ao valor integral da tarifa (com impostos), subtraindo-se o valor do ICMS. No caso (2), o benefício é dado considerando-se o valor da tarifa integral, com impostos.

Definido o fluxo de caixa genérico para os projetos a serem avaliados, pode-se dizer que a viabilidade econômico-financeira da energia solar fotovoltaica depende, de maneira geral, das condições a seguir:

- investimento necessário para a instalação do sistema;
- energia gerada pelo sistema;
- tarifa e impostos sobre a energia elétrica convencional;
- energia injetada na rede elétrica, curva de carga e percentual de autoconsumo;
- características do sistema de geração distribuída.

As condições apresentadas são detalhadas ao longo deste capítulo.

## 2.2 Preço do Watt-pico

Para definição e estimativa dos investimentos necessários, são tomados como base os preços internacionais dos equipamentos (módulos e inversores), são adicionados custos com frete, seguro, taxas, tributos e importação, de onde se obtém o preço nacionalizado para os equipamentos. Adicionalmente, se consideram custos de cabos, materiais extras, projeto e instalação, resultando no preço por Watt-pico instalado. As premissas adotadas para o custo nacionalizado são as seguintes:

- Incidência de Imposto de Importação (II) sobre módulos de 12% e 14% para inversores importados;
- Considera-se a alíquota do Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI), incidente sobre módulos fotovoltaicos, de 0%;
- Incidência de ICMS para inversores em 12% (embora a alíquota varie por estado);
- Incidência de PIS (1,65%) e COFINS (7,6%) sobre os módulos e inversores;
- Utilização de valores representativos de serviços aduaneiros;

O método é proposto por (ABINEE, 2012) no documento “Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira”.

A taxa de câmbio e os preços internacionais adotados (PHOTON, 2015) são apresentados na, na Tabela 2, na qual também são apresentados os preços nacionalizados de equipamentos fotovoltaicos. Os preços adotados são do mercado alemão, caso se considerasse os preços praticados para módulos chineses, os preços seriam mais baixos.

Tabela 2 – Preços nacionalizados de equipamentos fotovoltaicos.

<b>Equipamentos</b>	<b>Módulos</b>	<b>Inversores (&lt; 5 kW)</b>	<b>Inversores (&gt; 10kW)</b>
Preços internacionais dos equipamentos (€/Wp)	0,56	0,25	0,12
Equipamentos + Frete + Seguro (€/Wp)	0,02	0,02	0,01
Impostos + Taxas + Importação (€/Wp)	0,16	0,20	0,10
Custo nacionalizado (€/Wp)	0,74	0,47	0,23
Taxa de câmbio (BRL/EUR)		3,25	
<b>Preço nacionalizado (R\$/Wp)</b>	<b>2,42</b>	<b>1,52</b>	<b>0,75</b>

Fonte: Elaborado a partir de (ABINEE, 2012) e (PHOTON, 2015).

Tabela 3 - Preço do Watt-Pico instalado.

<b>Instalação</b>	<b>Até 5 kW</b>	<b>A partir de 10 kW</b>
Cabos e proteções	0,75	0,60
Sistema de fixação	1,25	0,80
Demais custos (conexão e projeto)	1,25	1,00
<b>Total (R\$/Wp)</b>	<b>7,19</b>	<b>5,56</b>

Fonte: Elaborado a partir de (ABINEE, 2012) e (PHOTON, 2015).

Os preços finais estimados são de 7,19 R\$/Wp para sistemas de pequeno porte (até 5kW) e de 5,56 R\$/Wp para sistemas de médio porte (a partir de 10kW). Nesta NT será utilizado apenas o preço para sistemas de pequeno porte, visto o escopo deste trabalho.

O texto “Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira” (ABINEE, 2012) aponta um valor de 7,12 R\$/Wp para sistemas de pequeno porte, esta pequena divergência frente aos valores apontados acima pode ser explicada pela taxa de câmbio considerada na época, que estava em 2,30 BRL/EUR, frente à de 03 de março de 2015, 3,25 BRL/EUR. Ao mesmo tempo em que a taxa de câmbio elevou o preço final, o preço por Watt-pico dos equipamentos diminuiu, compensando a variação devido ao câmbio. No estudo de 2012 os preços internacionais dos equipamentos considerados foram de 0,98 €/Wp para módulos e de 0,19 €/Wp para inversores. Nota-se uma diminuição expressiva no preço dos módulos durante o período (0,98 para 0,61 €/Wp). Embora o preço internacional dos inversores (> 10kW) tenha ido de 0,19 €/Wp para 0,13 €/Wp, neste caso, a diferença no preço dos inversores (<5 kW) se dá pela escala do equipamento utilizado no estudo da ABINEE, que utiliza preços para inversores com potência acima de 10 kW, enquanto neste trabalho são considerados os preços para inversores com potência de até 5 kW para sistemas de pequeno porte.

(MONTENEGRO, 2013) realiza uma estimativa do Wp instalado utilizando como base cotações com duas empresas nacionais e apresenta valores entre 6,50 e 7,04 R\$/Wp. A EPE, no documento “Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira” de 2012 utiliza o método proposto pela ABINEE e apresenta o valor de 7,66 R\$/Wp. Nota-se que os preços comparados são valores nominais. Portanto, uma manutenção nominal de preço significa uma queda real destes valores.

## 2.2.1 Determinantes e variações

Como método utilizado para o cálculo do Watt-pico utiliza como referência preço internacional de módulos, o preço final está sujeito à volatilidade cambial e, no momento em que o preço foi calculado para este trabalho, a taxa de câmbio estava em 3,25 BRL/EUR.

Para o período de jan/2002 a mar/2015 a média é de 2,84 BRL/EUR e o desvio padrão 0,45 BRL/EUR. Os valores para a média mais 1 desvio e média menos 1 desvio são de 2,39 BRL/EUR e 3,29 BRL/EUR, respectivamente.

Foi realizada uma simulação a fim de verificar o impacto da variação da taxa de câmbio no preço final do Watt-pico instalado e também foi simulado o preço final por Watt-pico de um possível cenário incentivado, desconsiderando-se os tributos II, IPI e ICMS sobre os equipamentos. A Figura 7 ilustra os resultados, com destaque para o fato de que o preço do Watt-pico instalado em sistemas de até 5 kW, considerando-se a média da taxa de câmbio subtraída ou somada de um desvio padrão, ficaria entre 6,18 R\$/Wp e 7,28 R\$/Wp, faixa de valores na qual compreendem-se os preços de outros estudos.

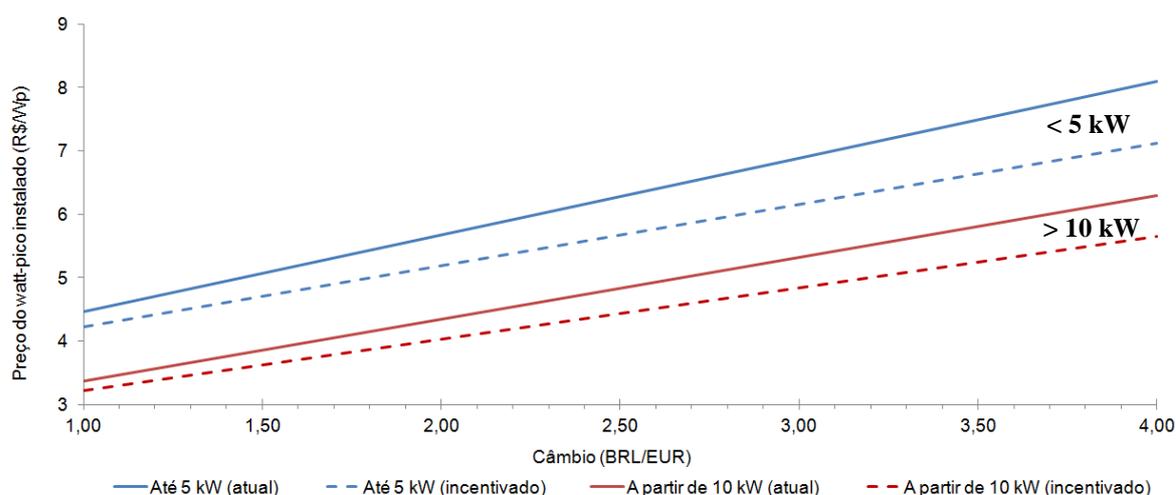


Figura 7 - Preço do Watt-Pico instalado vs. Taxa de câmbio (BRL/EUR).

## 2.2.2 Perspectivas para os próximos anos

A fim de se determinar o preço de determinada tecnologia para os próximos anos, uma abordagem muito utilizada é a de curva de aprendizado, a qual consiste em verificar a correlação entre os preços da tecnologia e a produção acumulada. As curvas de aprendizado são baseadas na teoria *learning-by-doing* e *learning by searching*, a partir das quais se afirma que ao longo do tempo, a experiência acumulada, em pesquisa ou capacidade instalada, pode trazer maior eficiência nos processos de produção e uma diminuição de custos.

Na indústria solar fotovoltaica, a experiência mostra que cada vez que se dobra a capacidade instalada dos módulos, seus preços sofrem uma diminuição de aproximadamente

20% (DE LA TOUR; GLACHANT; MÉNIÈRE, 2013). Nos últimos anos, houve um crescimento expressivo da capacidade instalada de sistemas fotovoltaicos, uma evolução de quase 500% no período de 2009 a 2013 (EPIA, 2014), o que contribuiu significativamente para a diminuição dos preços de módulos fotovoltaicos.

Partindo de diversas experiências de curva de aprendizado e no preço do silício, em (DE LA TOUR; GLACHANT; MÉNIÈRE, 2013) é apresentada uma projeção para o preço dos módulos fotovoltaicos para o período de 2011 a 2020. A projeção é apresentada em 3 cenários: um conservador, um médio e outro agressivo. As taxas médias apresentadas para o decréscimo de preço dos módulos são de 5,4%, 5,9% e 6,3%, respectivamente. O resultado é apresentado na Figura 8.

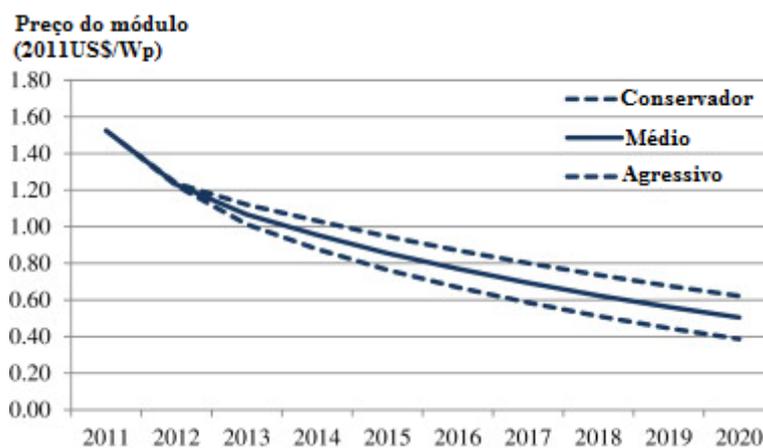


Figura 8 - Projeção para o preço de módulos fotovoltaicos.

Fonte: Adaptado de (DE LA TOUR; GLACHANT; MÉNIÈRE, 2013).

Embora boa parte do preço do sistema fotovoltaico esteja relacionada aos módulos (aproximadamente 35%), a fim de se estimar os preços do Watt-pico instalado do sistema completo, deve-se também considerar a diminuição dos custos relacionados aos outros componentes e serviços.

(BARBOSE et al., 2013) mostra que no período de 1998 a 2013, o decréscimo dos custos não relacionados ao módulo representaram aproximadamente 38% do total da queda do preço do Watt-pico instalado de sistemas fotovoltaicos (< 10 kW), o que demonstra um impacto expressivo dos componentes BOS (*balance of system*) na redução dos preços dos sistemas fotovoltaicos, conforme apresentado na Figura 9.

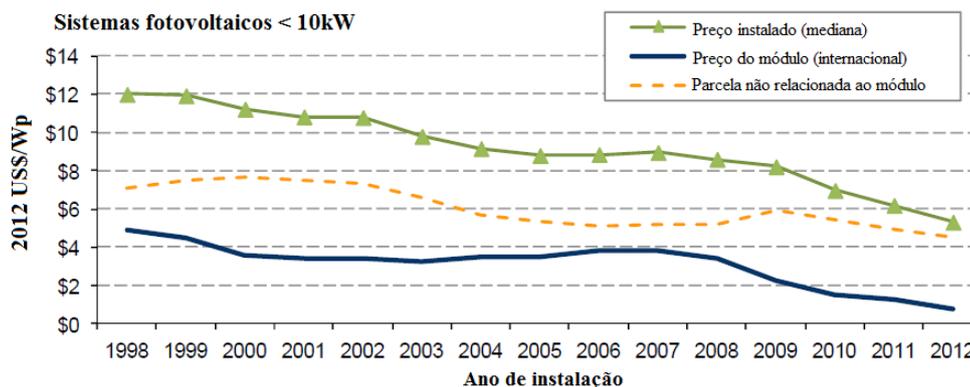


Figura 9 – Preço do Watt-pico instalado, preço do módulo e parcela não relacionada ao módulo.  
Fonte: Adaptado de (BARBOSE et al, 2013)

De acordo com (BARBOSE et al., 2013), diferentemente dos custos relacionados ao módulo, que seguem a tendência do mercado internacional, os custos extra-módulo consistem de uma variedade de componentes que podem ser diretamente afetados pelas condições locais de mercado, como por exemplo, políticas de incentivo em nível nacional.

De maneira geral, pode-se dizer que na medida em que um mercado fotovoltaico se desenvolve, reduções de custos ocorrem. Segundo (CANDELISE; WINSKEL; GROSS, 2013), o desenvolvimento de um mercado fotovoltaico permite os seguintes fatores:

- maior competição dos instaladores de sistemas e projetistas;
- desenvolvimento dos prestadores de serviço relacionados ao mercado, trazendo economia de escala à cadeia de suprimentos;
- maior poder de compra de módulos e componentes do sistema por parte dos instaladores e desenvolvedores de projetos;
- regras mais transparentes, que promovem maior eficiência no processo de conexão dos sistemas à rede. (EPIA, 2011).

Os fatores citados contribuem para a queda nos custos relacionados aos sistemas fotovoltaicos e, portanto, à uma realimentação ao desenvolvimento do mercado.

Por fim, (EPIA, 2011) apresenta uma projeção de queda dos preços dos sistemas instalados para os próximos anos, consideradas as seguintes premissas: 20% de taxa de aprendizagem para módulos e inversores em pequena escala, além de diminuição de custo em componentes estruturais e serviços. Em (EPIA, 2011), é apresentado (para a década 2011-2020) um potencial entre 5,14% e 6,89% de diminuição anual do preço para o Watt-pico instalado de sistemas residenciais, enquanto que, para sistemas de maior porte se espera uma queda anual entre 4,36% a 5,98%.

### 2.3 Tarifas de energia elétrica

Para a avaliação proposta de acordo com o item 2.1 deste documento, são necessários dados relacionados às tarifas de energia vigentes, bem como suas projeções para os próximos

anos. Esta seção subsidia o trabalho com os dados e as premissas utilizadas em relação às tarifas das 27 concessionárias das capitais brasileiras.

### 2.3.1 Histórico

Dados históricos<sup>7</sup> de tarifas de energia elétrica, considerados para a média nacional, são apresentados na Figura 10, as tarifas de energia elétrica podem não seguir uma trajetória bem definida suas alterações podem ser explicadas em razão de políticas adotadas, intervenções governamentais e diferentes fases do próprio setor elétrico brasileiro. Para o modelo de fluxo de caixa proposto no item 2.1, é necessário adotar uma premissa para a projeção para as tarifas de energia elétrica para o horizonte de avaliação financeira do projeto.

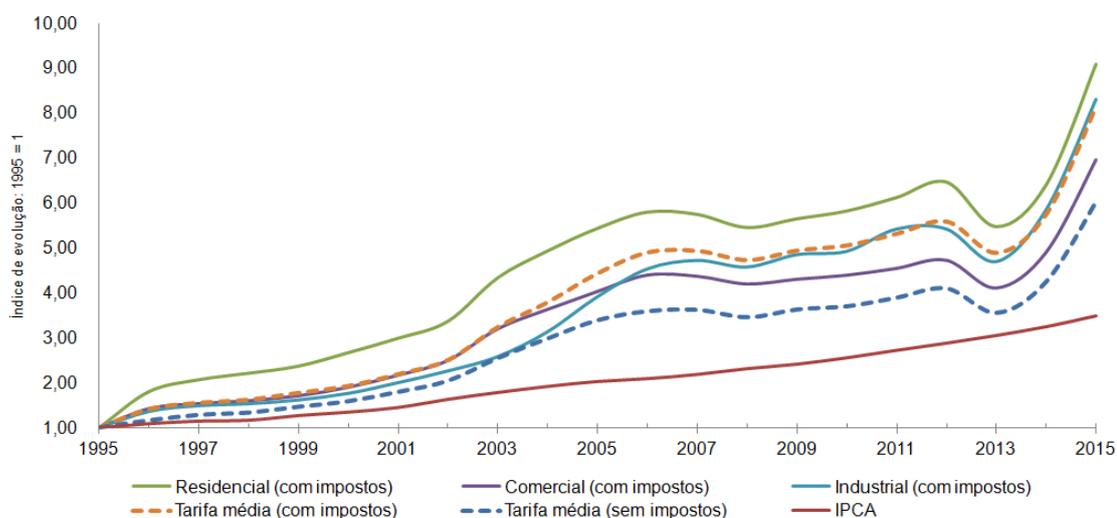


Figura 10 - Evolução das tarifas de energia elétrica e do IPCA.

Fonte: Elaborado pelo autor com dados da ANEEL e IBGE.

Para o período apresentado na Figura 10, 1995 a 2014, a evolução média geométrica da tarifa média com impostos foi de 9,6% a.a., enquanto o IPCA evoluiu a uma média geométrica de 6,4%. Na Tabela 4 é possível observar para diferentes períodos a evolução das tarifas de energia elétrica para diferentes classes de consumo e do IPCA.

<sup>7</sup> Para o ano de 2015 considera-se o efeito médio da Revisão Tarifária Extraordinária de fevereiro de 2015 (23,4%) e um reajuste anual aproximado de 15%.

Tabela 4 - Evolução das tarifas de energia elétrica e IPCA.

	1995 - 2004	2005 - 2012	2012 - 2013	2013 - 2014	1995 - 2014
Residencial	19,4%	2,5%	-15,3%	16,9%	10,3%
Comercial	15,4%	2,3%	-13,1%	19,3%	8,7%
Industrial	13,5%	4,8%	-13,3%	24,5%	9,7%
Tarifa Média Brasil (sem impostos)	12,9%	2,7%	-13,2%	19,8%	7,9%
<b>Tarifa Média Brasil (com impostos)</b>	<b>16,0%</b>	<b>3,3%</b>	<b>-13,2%</b>	<b>17,8%</b>	<b>9,6%</b>
<b>IPCA</b>	<b>7,6%</b>	<b>5,1%</b>	<b>5,9%</b>	<b>6,4%</b>	<b>6,4%</b>

Fonte: Elaborado pelo autor com dados da ANEEL e IBGE.

Nota-se que no período de 1995 a 2004, as tarifas cresceram acima do índice de inflação (IPCA), com destaque para a classe residencial, que teve o maior aumento de tarifas no período. Pode-se observar, ainda, que as tarifas para as classes comercial e residencial ficaram próximas, além disso, a tarifa média com impostos cresceu mais do que a tarifa média sem impostos. O período é caracterizado pela consolidação do processo de privatização do setor e a criação da ANEEL, determinada pela Lei 9427/1996. Além disso, em Junho de 2001 o Governo Federal decreta o racionamento de energia, com meta de redução de 20% no consumo de energia elétrica. No ano seguinte, em 2002 é declarado o fim do racionamento e o consumidor começa a pagar o Encargo de Capacidade Emergencial (taxa extra para custear térmicas emergenciais). Neste ano é criado o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico.

Em 2003, no período pós-acionamento, empresas do setor apresentaram problemas financeiros devido ao desequilíbrio de mercado e mais de dois bilhões de reais são financiados pelo BNDES pelo Programa emergencial e Excepcional de Apoio às Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica.

No período de 2005 a 2012 as tarifas evoluíram abaixo da inflação, ou seja, têm crescimento real negativo. Ainda assim, a tarifa média com impostos cresce mais do que a tarifa média sem impostos, isto é, proporcionalmente, os impostos aumentam mais do que as tarifas. Nota-se, também, que neste período as tarifas para a classe industrial evoluíram mais do que para as classes residencial e comercial. O período é marcado pela implantação do chamado Novo Modelo do Setor Elétrico no Brasil a partir de 2004 (Leis nº 10.847 e 10.848, de 15 de março de 2004, e Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004), além da criação da EPE (Empresa de Pesquisa Energética) e CCEE (Câmara Comercializadora de Energia Elétrica). São definidos dois ambientes para a contratação de energia elétrica, o ACR (Ambiente de Contratação Regulado) e o ACL (Ambiente de Contratação Livre).

No ano de 2005 é concluído o primeiro ciclo de revisão tarifária, que tem a formulação de sua metodologia baseada em três pontos principais: Empresa de Referência, Base de Remuneração e Fator X, que revê os ganhos de produtividade.

Em 2007 é iniciado o segundo ciclo de revisão tarifária e em 2011 é aprovada a metodologia para o terceiro ciclo (2012 a 2014). Neste ciclo a remuneração das distribuidoras passa de 9,95% para 7,5%, fato que se justifica, segundo a ANEEL<sup>8</sup>, devido à melhora da conjuntura macroeconômica do país.

No período de 2012 a 2013 houve uma redução média de 13,2% na tarifa, fruto da Medida Provisória 579, convertida na lei 12.783 em janeiro de 2013, que tratou da renovação antecipada das concessões dos ativos de geração de energia. Notar que a expectativa do governo era de redução média de 20% nas tarifas de energia elétrica, a qual não foi atingida.

### 2.3.2 Fatos Recentes

O ano de 2014, conforme mencionado anteriormente, foi marcado pelo baixo nível de água nos reservatórios das usinas hidrelétricas e acionamento de usinas térmicas com elevados custos de operação. Em boa parte do período o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) se manteve em 822 R\$/MWh, o preço-teto estabelecido pela ANEEL até o final daquele ano.

O ano de 2015 inicia-se com reajustes expressivos nas tarifas de energia elétrica. Em fevereiro foi aprovada a Revisão Tarifária Extraordinária (RTE) para 58 distribuidoras com a intenção de cobrir custos do setor. Para as concessionárias das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste, o impacto médio ponderado foi de 28,7% e, para as distribuidoras das regiões Norte e Nordeste, o impacto médio foi de 5,5%. O efeito médio ponderado para a RTE de fevereiro de 2015 pode ser observado na Tabela 5. Além disso, neste ano entrou em vigor o Sistema de Bandeiras Tarifárias que, quando o nível dos reservatórios está baixo e, portanto, a bandeira é da cor vermelha, são cobrados dos consumidores R\$ 5,50 para cada 100 kWh consumidos, além dos impostos.

Tabela 5 - Efeito médio ponderado da RTE de fevereiro de 2015.

<b>Distribuidora</b>	<b>Efeito</b>	<b>Distribuidora</b>	<b>Efeito</b>
CELPE	2,20%	CELESC	24,80%
COSERN	2,80%	BANDEIRANTE	24,90%
CEMAR	3,00%	ENF	26,00%
CEPISA	3,20%	ESCELSA	26,30%
CELPA	3,60%	CEMAT	26,80%
ENERGISA PB	3,80%	ENERGISA MG	26,90%
CELTINS	4,50%	EFLUL	27,00%
CEAL	4,70%	ELETROCAR	27,20%
COELBA	5,40%	CELG	27,50%
ENERGISA BO	5,70%	DME-PC	27,60%

<sup>8</sup> Linha do tempo do setor elétrico disponível em <http://www.aneel.gov.br/15anos/>, acesso em agosto de 2014.

<b>Distribuidora</b>	<b>Efeito</b>	<b>Distribuidora</b>	<b>Efeito</b>
SULGIPE	7,50%	ENERSUL	27,90%
ENERGISA SE	8,00%	CEMIG	28,80%
CPFL STA CRUZ	9,20%	CPFL PIRATININGA	29,20%
COELCE	10,30%	EDEVP	29,40%
MOCOCA	16,20%	CPFL PAULISTA	31,80%
CERON	16,90%	HIDROPAN	31,80%
CPEE	19,10%	CFLO	31,90%
JOAOCESA	19,80%	ELETROPAULO	31,90%
COOPERALIANÇA	20,50%	FORCEL	32,20%
ELETROACRE	21,00%	CAIUA	32,40%
SANTAMARIA	21,00%	DEMEI	33,70%
CHESP	21,30%	MUXFELDT	34,30%
CSPE	21,30%	COCEL	34,60%
CEEE	21,90%	CNEE	35,20%
LIGHT	22,50%	RGE	35,50%
CJE	22,80%	COPEL	36,40%
IENERGIA	23,90%	UHENPAL	36,80%
CEB	24,10%	BRAGANTINA	38,50%
ELEKTRO	24,20%	AES SUL	39,50%

Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

Para os cálculos dos resultados apresentados nesta NT foram tomados os dados das tarifas referentes ao mês de dezembro de 2014 e aplicados os reajustes percentuais aprovados na Revisão Tarifária Extraordinária de fevereiro de 2015<sup>9</sup>. Além disso, aplica-se um reajuste ordinário (anual) de 15% para todas as concessionárias. Valor que pode ser considerado razoável, visto que além do efeito da RTE devem ser consideradas outras correções, tais como inflação, encargos setoriais e outras despesas com manutenção e operação.

Na Tabela 6 é fornecida uma estimativa para as tarifas médias no final de 2015, considerando-se o efeito da RTE e um reajuste ordinário de 15% para todas as concessionárias. Nota-se que não foram considerados os efeitos das Bandeiras Tarifárias. Pois é fator individual de cada consumidor, já que depende do consumo.

<sup>9</sup> A Revisão Tarifária Extraordinária ocorreu para 58 concessionárias.

Tabela 6 – Tarifa média de fornecimento para a classe residencial (estimativa).

<b>Estado</b>	<b>Cidade</b>	<b>Distribuidora</b>	<b>Tarifa média sem impostos (R\$/MWh)</b>	<b>Tarifa média com impostos (R\$/MWh)</b>
Amapá	Macapá	CEA	355,15	398,67
Roraima	Boa Vista	CERR	398,85	398,85
Amazonas	Manaus	AmE	368,78	454,06
Rio Grande do Norte	Natal	COSERN	404,98	538,06
Distrito Federal	Brasília	CEB	432,83	552,64
São Paulo	São Paulo	ELETROPAULO	418,16	555,89
Pernambuco	Recife	CELPE	412,68	584,27
Bahia	Salvador	COELBA	408,22	605,18
Sergipe	Aracaju	ESE	428,14	611,35
Paraíba	João Pessoa	EPB	439,02	624,34
Ceará	Fortaleza	COELCE	455,61	629,81
Piauí	Teresina	CEPISA	480,22	647,44
Santa Catarina	Florianópolis	CELESC	508,55	648,31
Maranhão	São Luis	CEMAR	496,18	653,20
Rondônia	Porto Velho	CERON	508,34	654,94
Alagoas	Maceió	CEAL	479,28	673,29
Acre	Rio Branco	ELETROACRE	495,43	679,00
Tocantins	Palmas	CELTINS	504,14	698,96
Mato Grosso do Sul	Campo Grande	ENERSUL	525,17	714,32
Mato Grosso	Cuiabá	CEMAT	555,64	726,76
Espírito Santo	Vitória	ESCELSA	532,74	734,13
Paraná	Curitiba	COPEL	512,01	765,32
Goiás	Goiânia	CELG	513,81	766,21
Rio de Janeiro	Rio de Janeiro	LIGHT	542,90	772,51
Rio Grande do Sul	Porto Alegre	CEEE	544,60	773,56
Pará	Belém	CELPA	571,34	807,20
Minas Gerais	Belo Horizonte	CEMIG	587,17	848,65

Fonte: Elaborado pelo autor a partir de dados da ANEEL.

Na Figura 11 são exibidas as tarifas de 2014, após a RTE e a estimativa para o final de 2015.

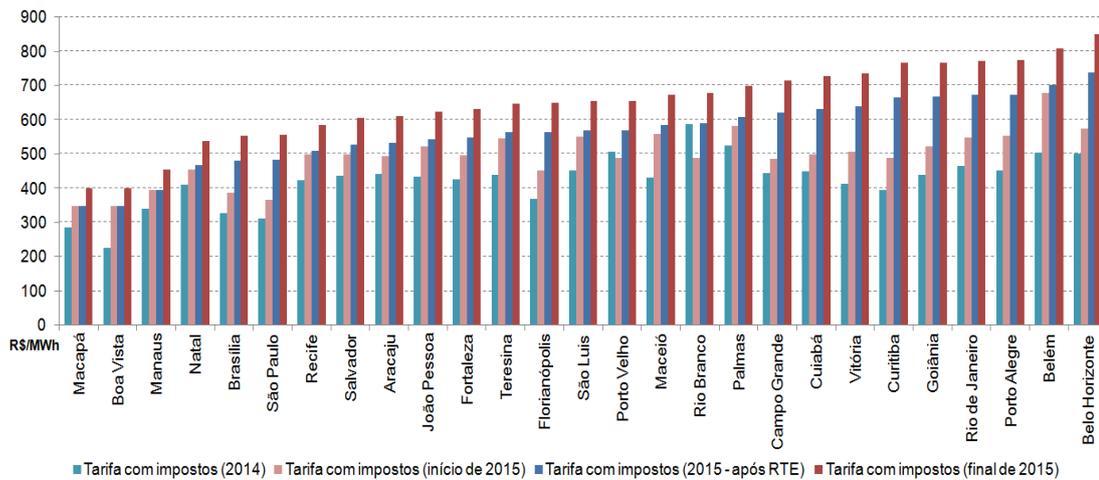


Figura 11 - Tarifa média residencial.

Fonte: Elaboração própria com dados da ANEEL.

Como exposto, as tarifas não seguem uma trajetória bem definida e, para a análise de viabilidade da energia solar fotovoltaica sob a condição de microgeração, são avaliados diferentes cenários com as seguintes premissas de reajuste das tarifas: acima, abaixo e igual à inflação. Os reajustes tarifários considerados, para a composição dos cenários, serão de 3,3%, 5,59% e de 9,6%. A inflação considerada de 5,59% é dada pela média geométrica da evolução anual do IPCA prevista pelo Banco Central do Brasil até 2020.

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

## 2.4 Energia Gerada

Para a estimativa da energia fotovoltaica gerada, adotam-se algumas premissas do ponto de vista do desempenho do sistema. Para este trabalho, é considerado o valor de 75% para o desempenho global do sistema (PR). De acordo com (BENEDITO, 2009), este é um valor factível para os sistemas instalados, visto que as perdas, as quais são originadas, basicamente, pela temperatura de operação das células, perdas na conversão de tensão contínua para alternada e perdas joule nas ligações, podem chegar a 25%, embora a prática mostre que é possível chegar a valores maiores, como no sistema de 0,75 kWp instalado no Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos do IEE-USP, que apresentou desempenho global de mais de 80%, conforme estudo de (OLIVEIRA, 2002).

Em relação à redução de produtividade anual dos módulos, em geral, os fabricantes consideram o valor máximo de 1% como referência para garantia (SUNPOWER, 2008). O valor adotado como premissa deste estudo é de 0,5% ao ano, visto que a experiência demonstra valores entre 0,2% e 1% como factíveis (BRANKER; PATHAK; PEARCE, 2011).

Para custos de Operação e Manutenção (O&M), considera-se 1% ao ano sobre o valor do sistema.

A partir da Equação 1.10, da seção 1.6, de dados de Irradiação solar diária média e de um PR de 75%, obtém-se o Fator de Capacidade médio para cada uma das cidades. Os valores são apresentados na Tabela 7.

Tabela 7 - Irradiação solar diária média e Fator de capacidade.

<b>Cidade</b>	<b>Irradiação solar diária (média) [kWh/m<sup>2</sup>.dia]</b>	<b>Fator de capacidade</b>
Aracaju	5,51	17,2%
Belém	5,05	15,8%
Belo Horizonte	5,23	16,3%
Boa Vista	5,60	17,5%
Brasília	5,13	16,0%
Campo Grande	5,13	16,0%
Cuiabá	5,23	16,3%
Curitiba	3,87	12,1%
Florianópolis	4,49	14,0%
Fortaleza	5,57	17,4%
Goiânia	5,20	16,3%
João Pessoa	5,51	17,2%
Macapá	5,40	16,9%
Maceió	5,39	16,8%
Manaus	4,93	15,4%
Natal	5,66	17,7%
Palmas	5,12	16,0%
Porto Alegre	4,72	14,8%
Porto Velho	4,62	14,4%
Recife	5,71	17,8%
Rio Branco	4,51	14,1%
Rio de Janeiro	4,85	15,2%
Salvador	5,45	17,0%
São Luis	4,92	15,4%
São Paulo	4,14	12,9%
Teresina	5,52	17,3%
Vitória	5,07	15,8%

Nota: Irradiação solar média no plano inclinado igual à latitude

Fonte: Elaborado a partir de dados de CRESESB/CEPEL.

Por fim, para o cálculo da energia anual gerada, será considerada a Equação 1.11 adaptada, adicionando-se o fator de degradação anual do módulo fotovoltaico, resultando na Equação 1.15.

$$E = P_0 \cdot FC \cdot 8760 \cdot (1 - d)^n \quad (1.15)$$

Onde  $d$  é a redução anual de produtividade e  $n$  o ano em análise.

Em resumo, para este estudo são consideradas as seguintes premissas: PR = 75%,  $d = 0,5\%$  a.a. e O&M = 1% a.a.

## 2.5 Autoconsumo

Outra figura importante na análise da viabilidade da microgeração fotovoltaica é o autoconsumo (vide Convênio ICMS/CONFAZ 6/2013), que é a parcela da energia gerada pelo sistema fotovoltaico que é consumida no próprio local, ou seja, a parcela de energia que não é injetada na rede elétrica. O autoconsumo depende basicamente de dois fatores: a curva de geração fotovoltaica e a curva de carga do consumidor-produtor.

(FRANCISQUINI, 2006) estimou diversas curvas de carga representativas para consumidores de diferentes classes utilizando medições em unidades consumidoras. Considera-se nesta análise curvas de carga estimadas para clientes residenciais com consumo de 300 a 500 kWh/mês. Para a estimativa do autoconsumo, foi utilizada a curva de carga esperada para a classe e o consumo citado e uma curva de geração fotovoltaica típica para um dia ensolarado, considerando um sistema de 1,5 kWp e um PR de 75%.

Considerando-se curvas de carga estimadas para a classe residencial, e um sistema de 1,5 kW, o autoconsumo médio para um dia útil seria de 54,8%. A partir da Figura 12, define-se a área da região I como a energia fotovoltaica gerada que é entregue à rede e a área II, a energia fotovoltaica gerada para o autoconsumo, ou seja, que não é injetada na rede elétrica. Graficamente, o percentual de autoconsumo é dado pela divisão da área [II] pela área [I + II].

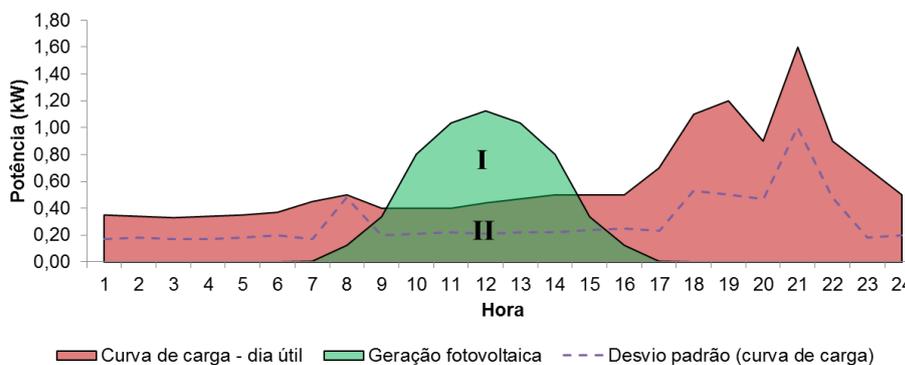


Figura 12 - Curva de carga (dia útil) e curva de geração fotovoltaica.

Fonte: Elaborado pelo autor a partir de (FRANCISQUINI, 2006).

Na Figura 13 também são apresentadas as curvas de geração e de carga para sábado e domingo com um autoconsumo de 53,6% e 52%, respectivamente.

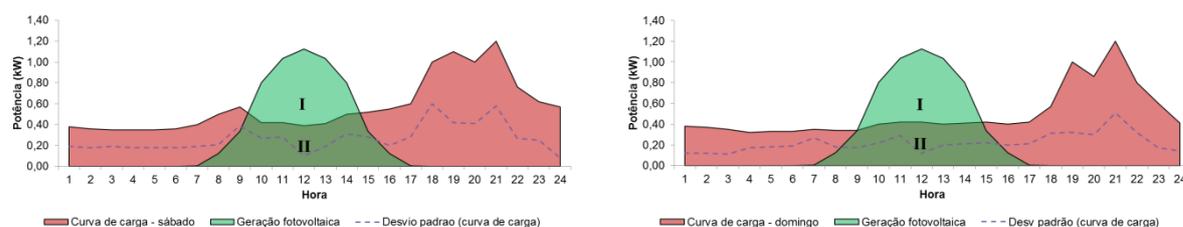


Figura 13 - Curva de carga (final de semana) e curva de geração fotovoltaica.

Fonte: Elaborado pelo autor a partir de (FRANCISQUINI, 2006).

Considerando-se a média ponderada entre os dias úteis e finais de semana, o valor médio de autoconsumo é de 54,3% e considerando a soma e a subtração de um desvio padrão para as curvas de carga, os valores de autoconsumo seriam de 30 e 73%.

## 2.6 Cenários e sensibilidade

Para este estudo foram considerados treze cenários, sendo que um deles é considerado como o cenário padrão. As condições do cenário padrão são apresentadas na Tabela 8.

Tabela 8 - Condições para o cenário padrão.

Variável	Condição
Reajuste de tarifa	9,60% ao ano
Taxa de desconto	12,25% ao ano
Preço do sistema	7,19 R\$/Wp
Taxa de câmbio	3,25 BRL/EUR

Como citado na seção 2.3, as tarifas de energia elétrica evoluíram acima da inflação no período de 1995-2004, abaixo da inflação (IPCA) no período 2005-2013 e bem acima da inflação no período 2013-2014. Nota-se que, historicamente (1995-2014) as tarifas evoluíram acima da inflação. Desta forma, são consideradas três condições possíveis neste estudo: (1) evolução das tarifas abaixo da inflação, (2) evolução das tarifas acima da inflação e (3) evolução das tarifas próxima à inflação.

A premissa adotada para o cenário padrão é que a evolução das tarifas será de 9,60% ao ano (nominal). Como citado na seção 2.3.2, este valor é a média histórica para os últimos 20 anos no Brasil. A projeção do IPCA pelo Banco Central<sup>10</sup> é apresentada na

Tabela 9. A média geométrica da para o período 2015-2019 é de 5,59%, valor que será adotado no cenário padrão.

<sup>10</sup> Projeções de 27/02/2015. Sistema de Expectativas de Mercado, disponível em: <https://www3.bcb.gov.br/expectativas/publico/consulta/serieestatisticas>.

Tabela 9 - Projeção para o IPCA, Banco Central do Brasil.

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

A taxa de desconto (nominal) adotada no cenário padrão é de 12,25%, o valor é a taxa SELIC apontada pela 188ª reunião do Comitê de Política Monetária (BACEN, 2015). A taxa de juros básica foi adotada como taxa de desconto, visto que existem títulos do tesouro nacional (LFT) cuja rentabilidade é vinculada à taxa SELIC. Por fim, o preço do Watt-pico instalado já foi discutido na seção 2.2.

A fim de se verificar o impacto da variação das condições de entrada do modelo, outros doze cenários são dados na Tabela 10. Os cenários são compostos por diferentes combinações de reajustes tarifários e de autoconsumo.

Tabela 10 - Cenários avaliados.

<b>Cenário</b>	<b>Reajuste anual de tarifa</b>	<b>Autoconsumo</b>
1	3,30% (-2,2% real)	0%
2	3,30% (-2,2% real)	30%
3	3,30% (-2,2% real)	70%
4	3,30% (-2,2% real)	100%
5	5,59% (0% real)	0%
6	5,59% (0% real)	30%
7	5,59% (0% real)	70%
8	5,59% (0% real)	100%
9	9,60% (3,8% real)	0%
10	9,60% (3,8% real)	30%
11	9,60% (3,8% real)	70%
12	9,60% (3,8% real)	100%

Além da análise do cenário padrão e dos outros doze cenários, foram realizadas simulações, considerando-se as variáveis de entrada do modelo em diferentes faixas de valores, condição *ceteris paribus*, a fim de se subsidiar uma análise de sensibilidade dos resultados perante as variáveis de entrada.

As faixas de valores para as quais são analisados os resultados são apresentadas na Tabela 11.

Tabela 11 - Análise de sensibilidade, variáveis.

Variável	Faixa de valores
Taxa de desconto	0 a 20 %
Reajuste da tarifa de energia elétrica	0 a 15 %
Autoconsumo	0 a 100 %
Preço do sistema fotovoltaico	4 a 10 R\$/Wp
Câmbio	1 a 4 BRL/EUR

### 3 RESULTADOS

Foi realizada uma análise de retorno para um cenário padrão pré-definido (seção 2.6), além de 12 outros cenários, variando-se o reajuste da tarifa e o autoconsumo. Também se avaliou, em uma análise de sensibilidade, o impacto da variação de algumas condições (Tabela 11), mantendo as demais condições constantes. Conforme já discutido nas seções 2.3 e 2.4, parte-se de valores estimados (para o final de 2015) das tarifas médias de energia elétrica (residencial) e da irradiação média diária para cada uma das capitais, cujos valores são apresentados na Figura 14.

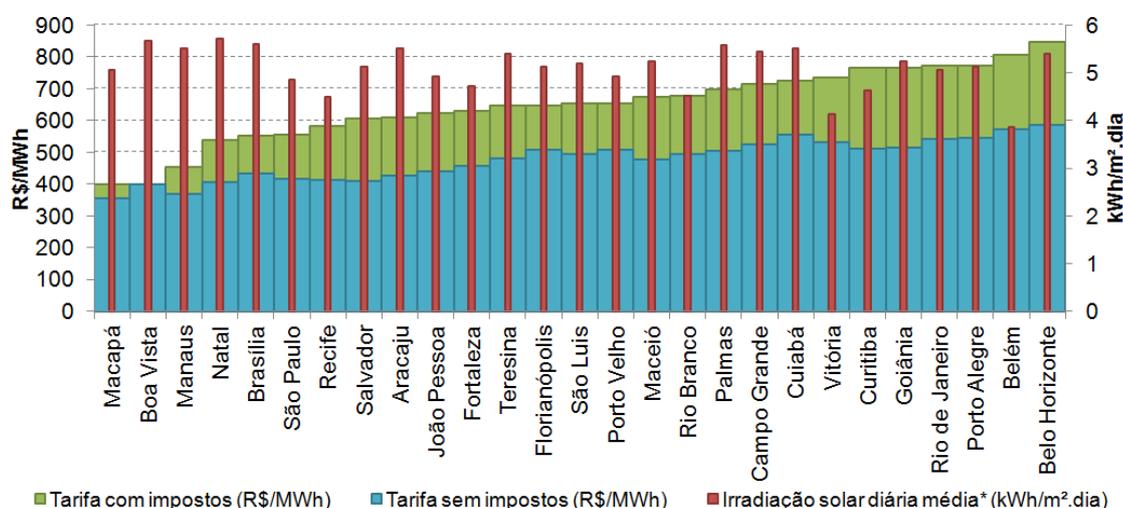


Figura 14 - Tarifa média de fornecimento (estimada) vs. Irradiação.

Fonte: elaborado com dados de ANEEL e CRESESB.

Os resultados dependem da combinação da tarifa e nível de irradiação. Apenas uma das condições, pode não ser suficiente para um resultado de viabilidade favorável. Além disso, espera-se que quanto maior a incidência de impostos, maior o impacto negativo da tributação referente à energia exportada à rede. É importante lembrar que os resultados aqui

apresentados são para as capitais e dentro do mesmo estado podem ocorrer diferentes condições de irradiação e de tarifas.

A média de tarifa para as 27 capitais é de 648 R\$/MWh (com impostos) e de 477 R\$/MWh (sem impostos), enquanto a média da irradiação solar diária média é de 5,09 kWh/m<sup>2</sup>.dia (no plano inclinado igual a latitude).

### 3.1 Cenário padrão

Na análise para o cenário padrão, consideram-se as premissas apresentadas na Tabela 12, as quais já foram discutidas na seção 2.

Tabela 12 - Condições para cenário padrão

Classe	Residencial
PR	75%
O&M	1,00% a.a.
N (anos)	25
Redução de produtividade (% a.a.)	0,5
Reajuste tarifa energia elétrica (%a.a.)	9,6%
Inflação	5,59%
Autoconsumo	54,3%
Taxa de Desconto	12,25 %
Preço FV (R\$/Wp)	7,19
BRL/EUR	3,25

Nota-se que, para as condições do cenário padrão há viabilidade financeira em todas as capitais, com destaque para Belo Horizonte, onde a taxa interna de retorno ultrapassa os 25%. Macapá e Boa Vista apresentaram resultado menos favoráveis, mas mesmo assim a TIR é maior do que 14,5% e o VPL positivo. As distribuidoras, CEA e CERR não participaram da RTE de fevereiro de 2015, ocasionando uma defasagem de tarifa para estas distribuidoras e, portanto, diminuindo o retorno sobre o investimento em microgeração nestas capitais.

No trabalho de (NAKABAYASHI, 2014), no qual se realiza a avaliação para as 27 capitais, a cidade de São Paulo apresentou-se como menos viável. Após a RTE, a cidade ultrapassou quatro cidades em viabilidade<sup>11</sup>, as quais são: Macapá, Boa Vista, Recife e Manaus.

Belo Horizonte apresenta condições de irradiação acima da média (5,40 kWh/m<sup>2</sup>.dia), além da tarifa média (com impostos) estimada estar acima de 840 R\$/MWh, enquanto a média

<sup>11</sup> As concessionárias de Macapá, Boa Vista e Manaus não participaram da RTE e a concessionária de Recife (Energisa PB) teve um reajuste médio de 3,8%.

esperada para as 27 capitais está próxima de 650 R\$/MWh. A Figura 15 ilustra o resultado da simulação do cenário padrão para as 27 capitais.

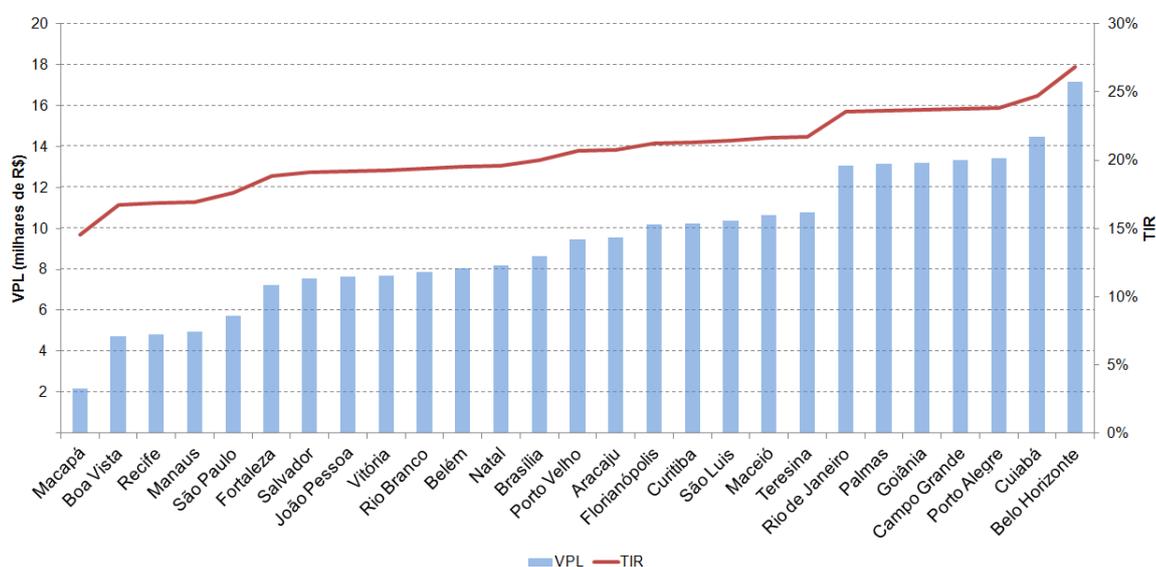


Figura 15 - VPL e TIR, cenário padrão.

Fonte: Elaborado pelo autor.

### 3.2 Custo da energia

Para o cálculo do custo nivelado da energia é mais adequado utilizar a taxa de desconto real, isto é, a taxa nominal descontada da inflação. Visto que o uso da taxa de desconto nominal, de 12,25%, acarretaria em uma distorção na comparação do custo nivelado da energia com a tarifa de energia elétrica convencional atual. Para isso, as premissas adotadas para o cálculo do custo nivelado da energia são (demais condições similares ao cenário padrão):

- Taxa de desconto: 6,3%, isto é, a taxa de 12,25% descontada de 5,6% (inflação).
- Reajuste de tarifa: 0% real, ou seja, reajuste igual à inflação (5,6%).

O reajuste de tarifa impacta nas saídas de caixa, devido aos tributos pagos pela energia injetada na rede. No modelo adotado estes custos estão incorporados ao custo da energia fotovoltaica gerada (LCOE).

Os dados para o custo nivelado da energia e de tempo de retorno (*payback*), no cenário padrão, são apresentados na Tabela 13. Nota-se que em Macapá, Boa Vista, Recife, Manaus e São Paulo ocorre viabilidade financeira (VPL positivo), embora o custo nivelado da energia fotovoltaica seja maior do que a tarifa média (com impostos). Este fenômeno se deve pelo fato da evolução das tarifas de energia acima da inflação, premissa adotada no cenário padrão. Isto é, mesmo que atualmente o LCOE fotovoltaico esteja acima da tarifa média, ao longo do tempo a tarifa ultrapassará o LCOE e ocorrerá *payback* do sistema.

Tabela 13 - Custo nivelado da energia fotovoltaica e tarifas de energia

<b>Cidade</b>	<b>Tarifa com impostos (R\$/MWh)</b>	<b>LCOE fotovoltaico (R\$/MWh)</b>	<b>Payback (anos)</b>
<b>Macapá</b>	398,67	517,49	19,0
<b>Boa Vista</b>	398,85	443,97	15,0
<b>Recife</b>	584,27	638,07	15,0
<b>Manaus</b>	454,06	495,03	15,0
<b>São Paulo</b>	555,89	581,06	14,0
<b>Fortaleza</b>	629,81	611,99	12,0
<b>Salvador</b>	605,18	580,81	12,0
<b>João Pessoa</b>	624,34	595,43	12,0
<b>Vitória</b>	734,13	699,01	12,0
<b>Rio Branco</b>	679,00	641,07	12,0
<b>Belém</b>	807,20	757,11	12,0
<b>Natal</b>	538,06	500,90	12,0
<b>Brasília</b>	552,64	503,48	11,0
<b>Porto Velho</b>	654,94	576,70	11,0
<b>Aracaju</b>	611,35	538,96	11,0
<b>Florianópolis</b>	648,31	553,71	10,0
<b>Curitiba</b>	765,32	659,67	10,0
<b>São Luis</b>	653,20	555,00	10,0
<b>Maceió</b>	673,29	569,13	10,0
<b>Teresina</b>	647,44	542,63	10,0
<b>Rio de Janeiro</b>	772,51	600,56	9,0
<b>Palmas</b>	698,96	540,18	9,0
<b>Goiânia</b>	766,21	595,82	9,0
<b>Campo Grande</b>	714,32	547,52	9,0
<b>Porto Alegre</b>	773,56	594,47	9,0
<b>Cuiabá</b>	726,76	534,26	8,0
<b>Belo Horizonte</b>	848,65	584,84	7,0
<b>Média</b>	<b>648,78</b>	<b>576,25</b>	<b>11,30</b>

### 3.3 Cenários e sensibilidade

A fim de verificar-se o impacto das variáveis: reajuste tarifário e autoconsumo, foram gerados doze diferentes cenários, cujas condições e os resultados para a média das 27 capitais são apresentados na Tabela 14.

Tabela 14 - Resultados resumidos para 12 cenários (média Brasil)

Cenário	Reajuste anual de tarifa (nominal)	Autoconsumo	VPL(R\$)	TIR	Payback (anos)	Custo da energia fotovoltaica (R\$/MWh)
1	3,3%	0,0%	-1.538,71	10,2%	24,96	640,82
2	3,3%	30,0%	-414,62	11,8%	22,78	597,90
3	3,3%	70,0%	1.084,16	13,8%	18,89	540,68
4	3,3%	100,0%	2.208,25	15,3%	15,89	497,77
5	5,6%	0,0%	533,71	13,0%	21,41	669,51
6	5,6%	30,0%	1.879,85	14,6%	18,07	617,99
7	5,6%	70,0%	3.674,69	16,6%	14,67	549,29
8	5,6%	100,0%	5.020,82	18,2%	12,78	497,77
9	9,6%	0,0%	5.933,79	17,7%	13,96	743,41
10	9,6%	30,0%	7.858,50	19,3%	12,37	669,72
11	9,6%	70,0%	10.424,78	21,4%	10,59	571,46
12	9,6%	100,0%	12.349,49	23,0%	9,56	497,77

Nota-se que o custo nivelado da tarifa aumenta com a exportação de energia para a rede elétrica e com o reajuste da tarifa de energia elétrica, isto é, quanto menor o autoconsumo e maior o reajuste da tarifa, maior o custo da energia fotovoltaica (devido aos tributos). Para um autoconsumo de 100%, não é considerado o pagamento de tributos e, portanto, o reajuste da tarifa não impacta no custo nivelado da energia fotovoltaica. Este cenário seria uma condição equivalente à de isenção dos impostos previstos no Convênio ICMS/CONFAZ 6/2013. O custo nivelado da energia fotovoltaica para a condição mencionada é dado para cada uma das capitais na Tabela 15.

Tabela 15 - Custo da energia fotovoltaica (100% de autoconsumo).

Cidade	Tarifa com impostos (R\$/MWh)	LCOE fotovoltaico (R\$/MWh)
Macapá	398,67	497,60
Boa Vista	398,85	443,97
Recife	584,27	559,66
Manaus	454,06	456,06
São Paulo	555,89	518,12
Fortaleza	629,81	532,39
Salvador	605,18	490,79
João Pessoa	624,34	510,74
Vitória	734,13	606,97
Rio Branco	679,00	557,18
Belém	807,20	649,32
Natal	538,06	440,08
Brasília	552,64	448,73

<b>Cidade</b>	<b>Tarifa com impostos (R\$/MWh)</b>	<b>LCOE fotovoltaico (R\$/MWh)</b>
Porto Velho	654,94	509,71
Aracaju	611,35	455,23
Florianópolis	648,31	489,84
Curitiba	765,32	543,91
São Luis	653,20	483,24
Maceió	673,29	480,47
Teresina	647,44	466,21
Rio de Janeiro	772,51	495,63
Palmas	698,96	451,14
Goiânia	766,21	480,47
Campo Grande	714,32	461,08
Porto Alegre	773,56	489,84
Cuiabá	726,76	456,06
Belo Horizonte	848,65	465,35
<b>Média</b>	<b>648,78</b>	<b>497,77</b>

Com a condição de autoconsumo de 100% a média do LCOE fotovoltaico é de 497,77 R\$/MWh, custo menor do que o apresentado no cenário padrão. Notar que o LCOE é igual nos cenários 4, 8 e 12, o que corrobora a tese de que o reajuste tarifário não impacta no LCOE quando não há exportação de energia elétrica para a rede elétrica.

Do ponto de vista de análise de viabilidade, caso se espere um reajuste tarifário da energia convencional muito diferente da inflação, é mais adequado adotar o VPL ou a TIR como figura de mérito, visto que um grande reajuste tarifário, por exemplo, aumentaria consideravelmente o VPL e a TIR, entretanto exerceria pouco ou nenhum impacto no custo nivelado da energia fotovoltaica.

Os valores de VPL e TIR para os 12 cenários são apresentados na Tabela 16 e na Tabela 17, respectivamente.

Tabela 16 - Resultados de VPL para os 12 cenários (em milhares de R\$).

Cidades	Cenários											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Macapá	-4,3	-4,0	-3,6	-3,3	-2,7	-2,4	-1,9	-1,6	1,3	1,8	2,4	2,9
Boa Vista	-2,3	-2,3	-2,3	-2,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	4,7	4,7	4,7	4,7
Manaus	-3,2	-2,6	-1,8	-1,2	-1,5	-0,8	0,2	0,9	3,0	4,1	5,5	6,5
Recife	-4,0	-3,0	-1,7	-0,7	-2,4	-1,2	0,4	1,6	1,7	3,4	5,7	7,4
São Paulo	-3,2	-2,4	-1,2	-0,4	-1,5	-0,5	0,9	2,0	3,0	4,5	6,5	8,0
Fortaleza	-2,7	-1,6	-0,2	0,8	-0,9	0,4	2,1	3,4	3,9	5,7	8,2	10,0
Vitória	-2,5	-1,4	0,0	1,1	-0,6	0,7	2,4	3,7	4,3	6,2	8,7	10,5
Salvador	-3,0	-1,7	0,1	1,4	-1,2	0,4	2,5	4,0	3,5	5,7	8,7	10,9
João Pessoa	-2,7	-1,5	0,1	1,3	-0,8	0,6	2,5	3,9	4,0	6,0	8,7	10,7
Rio Branco	-2,4	-1,3	0,2	1,2	-0,4	0,8	2,6	3,9	4,5	6,4	8,8	10,7
Natal	-2,0	-1,0	0,3	1,3	0,0	1,1	2,7	3,9	5,1	6,8	9,1	10,8
Belém	-2,5	-1,3	0,3	1,5	-0,6	0,9	2,8	4,2	4,4	6,4	9,1	11,1
Brasília	-1,5	-0,7	0,5	1,4	0,5	1,6	3,0	4,0	5,9	7,4	9,4	10,9
Porto Velho	-1,2	-0,2	1,0	2,0	1,0	2,1	3,6	4,7	6,6	8,2	10,3	11,9
Aracaju	-1,8	-0,5	1,3	2,6	0,2	1,8	3,9	5,5	5,5	7,7	10,7	13,0
Florianópolis	-0,7	0,2	1,4	2,4	1,5	2,6	4,1	5,2	7,3	8,9	11,0	12,6
São Luis	-0,9	0,2	1,6	2,7	1,4	2,6	4,3	5,6	7,1	8,9	11,3	13,2
Curitiba	-1,8	-0,3	1,8	3,3	0,2	2,1	4,5	6,3	5,5	8,1	11,6	14,2
Maceió	-1,2	0,1	1,9	3,2	1,0	2,5	4,7	6,2	6,6	8,8	11,8	14,1
Teresina	-0,8	0,4	1,9	3,1	1,4	2,8	4,7	6,1	7,2	9,2	11,8	13,8
Rio de Janeiro	-0,1	1,4	3,4	4,9	2,2	4,1	6,5	8,3	8,4	11,0	14,4	17,0
Palmas	0,1	1,5	3,4	4,8	2,5	4,2	6,5	8,2	8,8	11,2	14,4	16,8
Campo Grande	0,4	1,7	3,5	4,8	2,8	4,4	6,6	8,2	9,2	11,5	14,5	16,8
Goiânia	-0,4	1,3	3,6	5,3	1,9	4,0	6,7	8,8	7,9	10,8	14,7	17,7
Porto Alegre	0,1	1,6	3,6	5,2	2,5	4,3	6,7	8,6	8,7	11,3	14,8	17,4
Cuiabá	1,2	2,5	4,1	5,3	3,8	5,3	7,3	8,7	10,7	12,8	15,6	17,7
Belo Horizonte	1,7	3,5	6,0	7,8	4,4	6,6	9,5	11,7	11,5	14,6	18,8	22,0
<b>Média</b>	<b>-1,5</b>	<b>-0,4</b>	<b>1,1</b>	<b>2,2</b>	<b>0,5</b>	<b>1,9</b>	<b>3,7</b>	<b>5,0</b>	<b>5,9</b>	<b>7,9</b>	<b>10,4</b>	<b>12,3</b>

Tabela 17 - Resultados de TIR (%) para os 12 cenários.

Cidade	Cenários											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Macapá	6,2	6,6	7,2	7,7	9,0	9,5	10,1	10,5	13,7	14,2	14,8	15,2
Boa Vista	9,2	9,2	9,2	9,2	12,1	12,1	12,1	12,1	16,8	16,8	16,8	16,8
Manaus	7,8	8,7	9,9	10,7	10,6	11,5	12,7	13,6	15,3	16,2	17,4	18,3
Recife	6,6	8,1	10,1	11,5	9,4	11,0	12,9	14,3	14,1	15,6	17,6	19,0
São Paulo	7,8	9,0	10,7	11,9	10,6	11,9	13,5	14,7	15,3	16,6	18,2	19,4
Fortaleza	8,5	10,1	12,1	13,5	11,4	12,9	14,9	16,3	16,1	17,6	19,6	21,1
Vitória	8,9	10,5	12,5	13,9	11,7	13,3	15,3	16,7	16,4	18,0	20,0	21,5
Salvador	8,2	10,1	12,5	14,3	11,0	12,9	15,3	17,1	15,7	17,6	20,1	21,9
João Pessoa	8,6	10,3	12,5	14,1	11,4	13,1	15,3	16,9	16,1	17,8	20,1	21,7
Rio Branco	9,1	10,6	12,6	14,1	11,9	13,4	15,4	16,9	16,6	18,1	20,2	21,6
Natal	9,6	11,0	12,8	14,1	12,4	13,8	15,6	16,9	17,1	18,5	20,3	21,7
Belém	8,9	10,6	12,8	14,4	11,8	13,4	15,6	17,2	16,5	18,2	20,4	22,0
Brasília	10,3	11,5	13,1	14,2	13,1	14,3	15,9	17,1	17,8	19,0	20,6	21,8
Porto Velho	10,8	12,1	13,8	15,0	13,6	14,9	16,6	17,8	18,3	19,6	21,3	22,6
Aracaju	9,9	11,7	14,1	15,9	12,7	14,5	16,9	18,7	17,4	19,3	21,7	23,5
Florianópolis	11,4	12,7	14,3	15,6	14,2	15,5	17,2	18,4	18,9	20,2	21,9	23,2
São Luis	11,2	12,7	14,6	16,0	14,0	15,5	17,4	18,8	18,7	20,2	22,2	23,6
Curitiba	9,9	12,0	14,8	16,8	12,7	14,8	17,6	19,6	17,4	19,6	22,4	24,5
Maceió	10,8	12,6	15,0	16,7	13,6	15,4	17,8	19,5	18,3	20,1	22,6	24,4
Teresina	11,3	12,9	15,0	16,5	14,1	15,7	17,8	19,4	18,8	20,4	22,6	24,2
Rio de Janeiro	12,2	14,3	17,0	19,0	15,1	17,1	19,8	21,8	19,8	21,9	24,7	26,7
Palmas	12,6	14,5	17,0	18,8	15,4	17,3	19,8	21,7	20,1	22,1	24,7	26,6
Campo Grande	12,9	14,7	17,1	18,8	15,7	17,5	19,9	21,7	20,5	22,3	24,8	26,6
Goiânia	11,9	14,2	17,2	19,5	14,7	17,0	20,1	22,4	19,4	21,8	24,9	27,3
Porto Alegre	12,5	14,5	17,3	19,3	15,3	17,4	20,1	22,1	20,0	22,1	24,9	27,1
Cuiabá	14,1	15,7	17,9	19,5	16,9	18,5	20,7	22,4	21,6	23,3	25,6	27,3
Belo Horizonte	14,7	17,1	20,4	22,9	17,5	20,0	23,3	25,8	22,3	24,8	28,2	30,8
<b>Média</b>	<b>10,2</b>	<b>11,8</b>	<b>13,8</b>	<b>15,3</b>	<b>13,0</b>	<b>14,6</b>	<b>16,6</b>	<b>18,2</b>	<b>17,7</b>	<b>19,3</b>	<b>21,4</b>	<b>23,0</b>

Nos cenários de 1 a 4 considera-se um reajuste de tarifa de energia elétrica inferior à inflação, isto significa um reajuste real negativo da energia elétrica, desta forma, é natural que a microgeração torne-se menos atrativa nestes cenários, visto que a vantagem econômica da microgeração é o custo evitado com a compra de energia elétrica da concessionária de distribuição de energia. Ainda, proporcionalmente ao aumento de autoconsumo, ocorre um maior retorno. Nota-se que para cenários com diferentes percentuais de autoconsumo e mesmo reajuste de tarifa não há diferença na atratividade para a cidade de Boa Vista, visto que há isenção de impostos sobre a energia elétrica para a concessionária em questão. Isto é, não há impacto do percentual de autoconsumo no resultado.

Para as capitais onde há maior incidência de impostos como, por exemplo, Salvador, há uma expressiva diferença entre os diferentes cenários de autoconsumo. Enquanto não há viabilidade nos cenários 1, 2 e 5, ocorre viabilidade nos cenários restantes.

Considerando-se a média das 27 capitais, apenas nos cenários 1 e 2 não haveria viabilidade financeira, enquanto nos demais ocorreria viabilidade.

Quando se compara o caso de 0% de autoconsumo com 100% de autoconsumo pode-se verificar o impacto do Convênio ICMS/CONFAZ 6/2013 sobre a viabilidade da microgeração fotovoltaica.

Nos cenários de 9 a 12 existe a condição de reajuste da tarifa em 9,6% ao ano, ou seja, acima da inflação. Tal condição, além de ser a adotada no cenário padrão, ocorreu historicamente no Brasil, se observado o período de 1995 a 2014, conforme Tabela 4. Para tal condição de reajuste tarifário, há viabilidade em todas as capitais do país, sendo que no cenário 12 a TIR chega a ultrapassar os 30% para Belo Horizonte.

Além dos doze cenários apresentados, para se verificar a sensibilidade das variáveis de entrada do modelo, foram feitas simulações, conforme explicado na seção 2.6. Na Tabela 11 é possível encontrar as condições de simulação para as variáveis estudadas. A análise de sensibilidade, conforme explicado, foi realizada a partir do cenário padrão, variando-se uma condição de cada vez, mantendo as demais constantes.

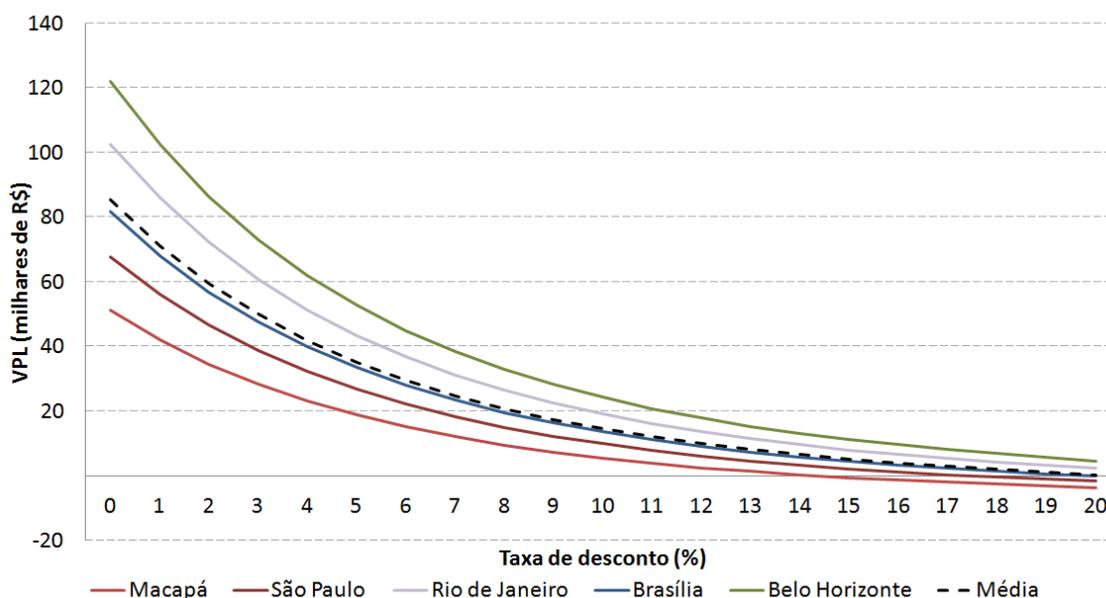


Figura 16 - VPL vs. taxa de desconto.

Na Figura 16, é apresentado o VPL em função da taxa de desconto. São apresentados os extremos positivo e negativo (Belo Horizonte e Macapá), a média para as 27 capitais, além de três casos intermediários (Brasília, Rio de Janeiro e São Paulo). Percebe-se que uma taxa de desconto (nominal) menor do que 13% viabiliza a microgeração em todas as capitais. Além disso, mesmo com uma taxa de desconto mais alta (próxima a 20%), ainda haveria viabilidade

em muitas capitais. Para a média brasileira, a taxa de desconto de 20% é a que torna o VPL nulo, ou seja, é a TIR.

Nota-se, ainda a partir da Figura 16, que para uma taxa de desconto mais baixa, uma variação na taxa de desconto causa uma maior variação no VPL do que em uma taxa de desconto mais alta. Ou seja, o VPL é mais sensível com taxas de desconto mais baixas.

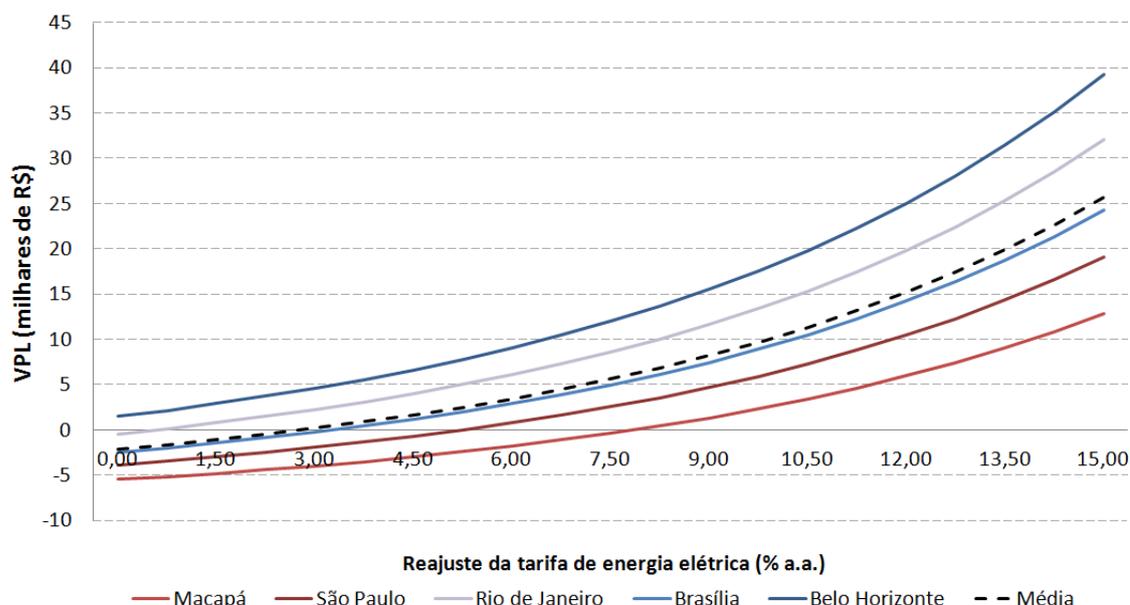


Figura 17 - VPL vs. reajuste tarifário de energia elétrica.

Na Figura 17, é apresentado o VPL em função do reajuste (nominal) da tarifa de energia elétrica. São apresentados valores para Macapá, São Paulo, Rio de Janeiro, Brasília, Belo Horizonte e para a média das 27 capitais. Gráficamente, observa-se que o VPL aumenta em função do reajuste da tarifa de energia elétrica, o que pode ser explicado pelo benefício financeiro ser proporcional à tarifa de energia e à energia gerada. Nota-se que um reajuste tarifário anual a partir de, aproximadamente, 7,5% implicaria na viabilidade financeira da microgeração fotovoltaica Macapá (piores casos), enquanto um reajuste próximo de 3% implicaria na viabilidade para a média das 27 capitais. Para os melhores casos (cidades entre Rio de Janeiro e Belo Horizonte) haveria viabilidade mesmo com reajustes tarifários muito baixos (próximos de zero).

O VPL em função do autoconsumo é apresentado na Figura 18. É interessante notar que a inclinação da reta para cada um dos casos é proporcional à diferença da tarifa com e sem impostos. No caso de Macapá, por exemplo, onde os impostos incidentes são relativamente baixos, o VPL em função do autoconsumo varia pouco e, para um autoconsumo de 0%, o VPL é próximo a R\$ 1.200, enquanto um autoconsumo de 100% torna o VPL aproximadamente R\$ 2.900. No caso de Salvador, onde há uma maior incidência de impostos (para a classe de consumo em estudo), a reta apresenta uma inclinação maior do que a da média brasileira, isto significa que o autoconsumo exerce grande influência na atratividade da microgeração nesta localidade. Na Figura 14 é possível observar em quais capitais há maior incidência de impostos sobre a tarifa de energia elétrica. A partir das condições do cenário padrão, mesmo com um autoconsumo de 0% ainda há viabilidade em todas as capitais.

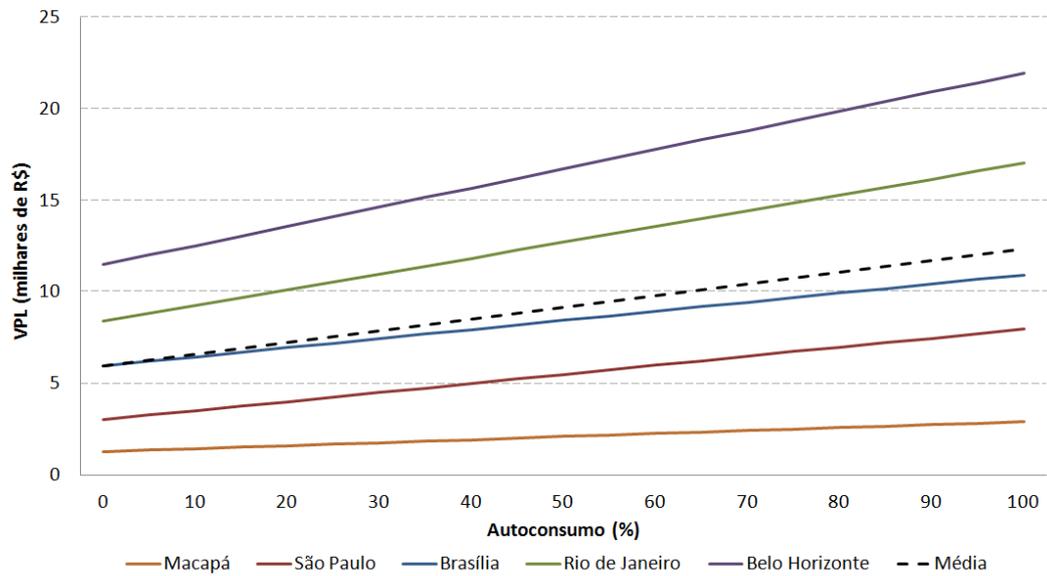


Figura 18 - VPL vs. autoconsumo.

É natural que quanto menor o preço do watt-pico instalado, maior o retorno financeiro da microgeração. Assim, na Figura 19 é apresentado o VPL em função do preço *turn-key* para o watt-pico fotovoltaico. O preço do watt-pico impacta no investimento inicial e nos custos de manutenção e operação (no modelo é proporcional ao investimento inicial). Desta forma, a inclinação da reta é igual para todas as capitais.

Mesmo considerando-se um preço fotovoltaico maior (10 R\$/Wp), ainda há viabilidade na maioria das capitais. Para preços abaixo de, aproximadamente, 8,20 R\$/Wp há viabilidade em todas as capitais.

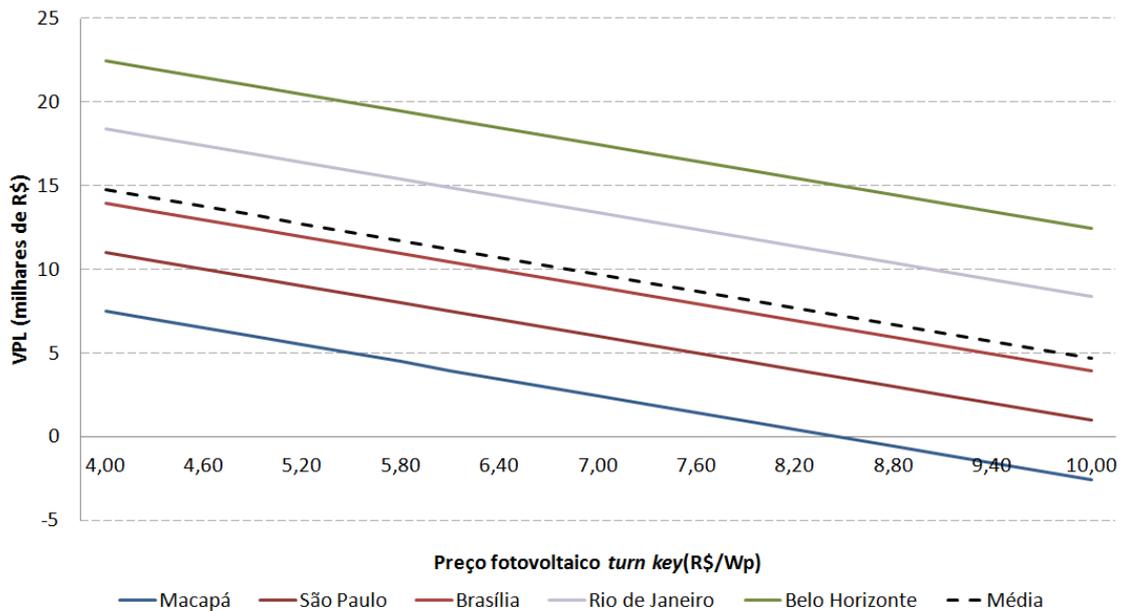


Figura 19 - VPL vs. preço do watt-pico instalado (R\$/Wp)

Os gráficos com os valores da TIR e *payback* em função das variáveis: taxa de desconto, reajuste tarifário, autoconsumo, preço fotovoltaico *turn-key* são apresentados nos Apêndices desta Nota Técnica.

#### 4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste trabalho foi realizado um estudo para avaliar a viabilidade econômico-financeira da microgeração fotovoltaica. Tomou-se como referência a classe de consumo residencial e um sistema de 1,5 kWp. A viabilidade da microgeração depende de condições diversas como, por exemplo, investimento necessário, desempenho do sistema, nível de irradiação solar, energia gerada, perfil da curva de carga do microgerador e, além disso, das condições vigentes nas tarifas de energia elétrica para o grupo em questão, tais condições, além de outras, foram incluídas no modelo para a avaliação.

No cenário padrão já ocorre plena viabilidade da microgeração em todas as capitais brasileiras. Nos cenários alternativos também há viabilidade na maioria dos casos, inclusive em um cenário de evolução de tarifas abaixo da inflação (para percentuais de autoconsumo acima de 50%).

No cenário 1, onde há 0% de autoconsumo e reajuste de tarifa abaixo da inflação, ainda há viabilidade em cinco capitais. Esta não é a expectativa atual para o setor elétrico, que passa por uma fase de altos reajustes devida, principalmente, a um expressivo acionamento de usinas térmicas para compensar um baixo nível de água nos reservatórios.

Considerando-se uma evolução de tarifas em linha com a inflação, há viabilidade na maioria das cidades, independentemente do percentual de autoconsumo. Finalmente, nos cenários onde o reajuste tarifário de energia elétrica se dá acima da inflação, há viabilidade em todas as capitais brasileiras.

Neste trabalho não foram abordados, diretamente, cenários com possíveis incentivos à geração distribuída. Entretanto, a análise de sensibilidade pode fornecer uma ideia de como a atratividade da microgeração se comportará na presença de incentivos. Por exemplo, cenários com diferentes percentuais de autoconsumo mostram como seriam os resultados com uma possível isenção de impostos sobre o consumo de créditos de energia gerados a partir da energia exportada para a rede elétrica. Além disso, o impacto da taxa de desconto demonstra como seriam os resultados com uma linha de crédito específica, por exemplo.

Por fim, em linhas gerais pode-se considerar a microgeração fotovoltaica como uma alternativa interessante às fontes tradicionais no sistema elétrico brasileiro. Apesar de existirem limitações devidas, principalmente, à sua intermitência, seu custo de operação é muito baixo e o recurso solar pode ser considerado como infinito. Além disso, na atual conjuntura do setor elétrico brasileiro, a microgeração mostra-se uma modalidade de muito potencial e com retorno financeiro atrativo para os consumidores de energia elétrica, com uma TIR chegando a 30% ao ano (nominal), dependendo do caso.

## REFERÊNCIAS

ACKERMAN, T; GÖRAN, A; SÖDER, L. **Distributed generation: a definition**. Electric Power Systems Research, v.57, p. 195-204, 2001.

ASSAF NETO, A., **Matemática financeira e suas aplicações**. São Paulo: Editora Atlas, 1994.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DA INDÚSTRIA ELÉTRICA E ELETRÔNICA. **Propostas para inserção da energia solar fotovoltaica na matriz elétrica brasileira**. ABINEE, 2012.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa nº. 482 de 17 de abril de 2012. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 19 abr. 2012.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. **Ata da 188ª reunião do COPOM**. Disponível em: <<http://www.bcb.gov.br/?COPOM188/>>. Acesso em 01 mar 2015.

BARBOSE, G. et al. **Tracking the Sun VI: an historical summary of the installed price of photovoltaics in the United States from 1998 to 2012**. Berkeley: Lawrence Berkeley National Laboratory, 2013.

BENEDITO, R. S. **Caracterização da geração distribuída de eletricidade por meio de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, no Brasil, sob os aspectos técnico, econômico e regulatório**. 2009. Dissertação (Mestrado em Energia). Universidade de São Paulo, São Paulo.

BRANKER, K; PATHAK, M.J.M; PEARCE,J.M. A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 15, p. 4470–4482, 2011.

BREALEY, R. A; MYERSS. C; ALLEN F. **Principles of corporate finance**, 10th ed. New York: McGraw-Hill, 2011.

CANDELISE, C; WINSKEL, M; GROSS, R. J K. The dynamics of solar PV costs and prices as a challenge for technology forecasting. <http://www.sciencedirect.com/science/journal/13640321>. v. 26, p. 97-107. 2013.

DE LA TOUR, A; GLACHANT, M; MÉNIÈRE, Y. Predicting the costs of photovoltaic solar modules in 2020 using experience curve models. **Energy**, v. 62, p. 341-348, 2013.

DOOLEN, G. D; HENDRICKS, J. **Monte Carlo at work**. Los Alamos Science, Special Issue, 1987.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (Brasil). **Análise da inserção da geração solar na matriz elétrica brasileira**. Rio de Janeiro: EPE, 2012.

\_\_\_\_\_. **Balço Energético Nacional 2014**: ano base 2013. Rio de Janeiro: EPE, 2014a.

\_\_\_\_\_. **Demanda de energia, 2050**. Rio de Janeiro: EPE, 2014b. Nota Técnica DEA 13/14 EUROPEAN PHOTOVOLTAIC INDUSTRY ASSOCIATION. **Global market outlook for photovoltaics (2014-2018)**. EPIA, 2014.

\_\_\_\_\_. **Solar photovoltaics competing in the energy sector** : on the road to competitiveness. EPIA, 2011.

FRANCISQUINI A. A., **Estimação de curvas de carga em pontos de consumo e em transformadores de distribuição**. Dissertação de Mestrado. UNESP, 2006.

GRAHAM, J. R; HARVEY, C. R. The theory and practice of corporate finance: evidence from the field. **Journal of Financial Economics**, v. 61, 2001.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Trends 2013 in photovoltaic applications**: survey report of selected IEA countries between 1992 and 2012. Photovoltaic Power Systems Programme (PVSP). Report IEA-PVPS T1-23, 2013.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Key world energy statistics 2012**. Disponível em: <<https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/kwes.pdf>> Acesso em: 25 abr. 2013.

INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS. **Atlas brasileiro de energia solar**. Enio Bueno Pereira et al. São Paulo : São José dos Campos: 2006.

KEYNES, J. M. **The General theory of employment, interest, and money**. Macmillan. New York, 1936.

MANKIW, N. G. **Introdução à economia**, 5ª ed. Cengage Learning. São Paulo: 2009.

MARION et al. Performance parameters for grid-connected PV systems. In: IEEE PHOTOVOLTAICS SPECIALISTS CONFERENCE AND EXHIBITION, 31, 2005, Florida. **Proceedings**. IEEE: Piscataway, 2005.

MIT, Massachusetts Institute of Technology. **The Future of coal**. Massachusetts: 2007.

MONTENEGRO, A. **Avaliação do retorno do investimento em sistemas fotovoltaicos integrados a residências unifamiliares urbanas no Brasil**. 2013. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, Santa Catarina.

NAKABAYASHI, R. K. **Microgeração fotovoltaica no Brasil: condições atuais e perspectivas futuras**. 2014. Dissertação (Mestrado em Energia). Universidade de São Paulo, São Paulo.

NATIONAL AERONAUTICS AND SPACE ADMINISTRATION. **The balance of power in the earth-sun system**, Nasa Facts. 2005.

OLIVEIRA, S. H. **Geração distribuída de eletricidade: inserção de edificações fotovoltaicas conectadas à rede no Estado de São Paulo**. 198 p. 2002. Tese (Doutorado) – Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo.

PERLIN, J. **From space to earth: the story of solar electricity**. Michigan: AATEC, 1999.

PHOTON. **PHOTON price index**. Fevereiro de 2015. Disponível em: <<http://www.photon.info/newsletter/document/91579.pdf>>. Acesso em: 27 fev.2015.

ZILLES, R.; OLIVEIRA, S. H. F. O Preço do Wp e o Custo do KWh Fornecido por Sistemas Interligados à Rede Elétrica. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA, 8., 1999, Rio de Janeiro. **Anais**. São Paulo : CBE, 1999. p 743-748.

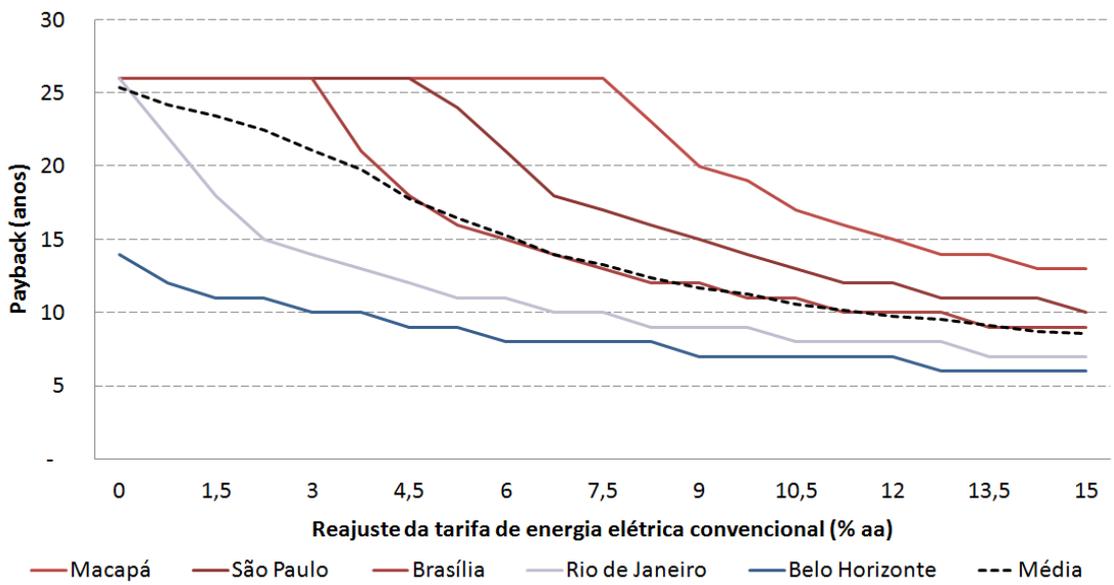
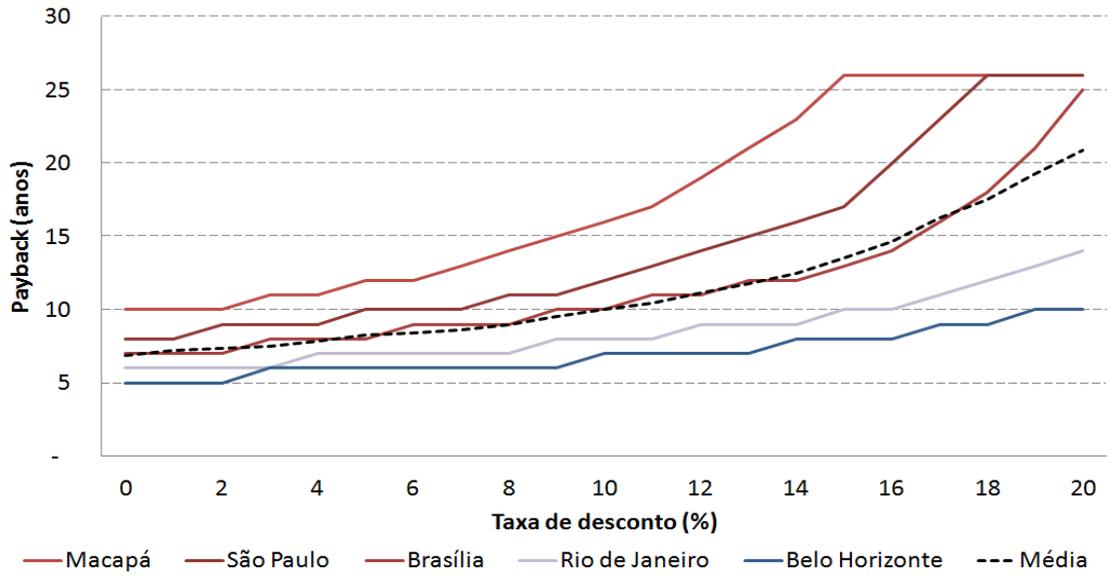
WERNER C. et al. Global cumulative installed photovoltaic capacity and respective international trade flows. In: EUROPEAN PHOTOVOLTAIC SOLAR ENERGY CONFERENCE AND EXHIBITION, 26 ., 2011, Hamburg. **Anais**. Hamburg, 2011.

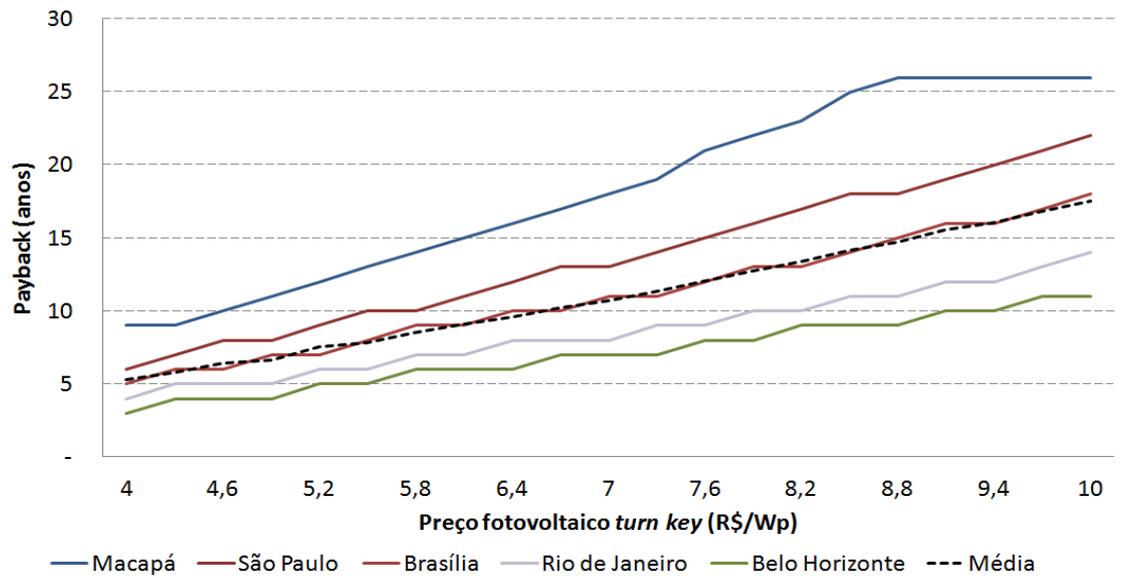
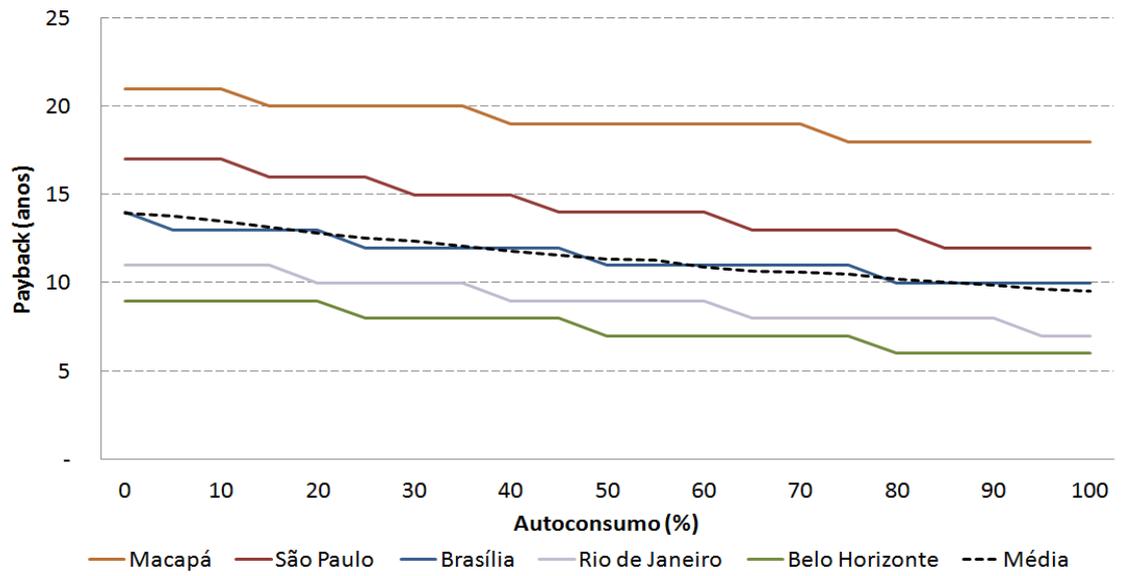
SUNPOWER CORPORATION. **Levelized cost of electricity**: the drivers of the levelized cost of electricity for utility-scale photovoltaics. 2008. p. 1–27

ZWEIBEL, K; JAMES, E.M; VASILIS F. A solar grand plan. **Scientific American**, v. 298, p. 64–73, 2008.

APÊNDICES

APÊNDICE A – SENSIBILIDADE DO PAYBACK





**APÊNDICE B – SENSIBILIDADE DA TIR**

