**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
INSTITUTO DE ENERGIA E AMBIENTE
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA**

RENNYO KUNIZO NAKABAYASHI

**MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA NO BRASIL: CONDIÇÕES
ATUAIS E PERSPECTIVAS FUTURAS**

**SÃO PAULO
2014**

RENNYO KUNIZO NAKABAYASHI

MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA NO BRASIL: CONDIÇÕES ATUAIS E
PERSPECTIVAS FUTURAS

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Energia do Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo para a obtenção do título de Mestre em Ciências.

Orientador: Prof. Dr. Roberto Zilles

Versão Corrigida
(versão original disponível na Biblioteca da Unidade que aloja o Programa e na
Biblioteca Digital de Teses e Dissertações da USP)

SÃO PAULO
2014

**AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTES
TRABALHOS, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO,
PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.**

FICHA CATALOGRÁFICA

Nakabayashi, Renny.

Microgeração fotovoltaica no Brasil: condições atuais e perspectivas futuras. / Renny Nakabayashi; orientador: Roberto Zilles. – São Paulo, 2014.

106 f.: il.; 30 cm.

Dissertação (Mestrado em Ciências) – Programa de Pós-Graduação em Energia – Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo.

1. Energia solar – aspecto econômico. 2. Fontes alternativas de energia. 3. Distribuição de energia elétrica. I. Título.

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA

RENNYO NAKABAYASHI

“Microgeração fotovoltaica no Brasil: condições atuais e perspectivas futuras”

Dissertação defendida e aprovada pela Comissão Julgadora:

Prof. Dr. Roberto Zilles – PPGE/USP
Orientador e Presidente da Comissão Julgadora

Prof. Dr. Murilo Tadeu Werneck Fagá – PPGE/USP

Prof. Dr. Marcos Roberto Gouvêa – EP/USP

Aos meus pais, Kumio e Maria Teresinha, por terem me presenteado com a melhor formação possível, não a formal, mas a de caráter, valores e princípios. Esta não se compra.

AGRADECIMENTOS

Ao meu orientador, Professor Zilles, não apenas por todo o apoio dado durante o mestrado, mas por ter me recebido no LSF já durante a graduação, na Iniciação Científica.

Aos professores do IEE e da Poli, pela grande contribuição e pelas ricas discussões ao longo dos últimos anos.

Aos meus colegas e amigos da USP, pelos momentos de descontração e parceria, tornando minha jornada universitária muito mais agradável.

Aos meus colegas da AES, pelo bom ambiente de trabalho, pelas experiências trocadas, e pelos ensinamentos no dia a dia.

À Miquelli, por ser a melhor irmã do mundo, e ao meu cunhado, Enrico, por me proporcionar, muitas vezes, o acesso à verdadeira culinária italiana.

À minha querida namorada, Gre, por todo o carinho, afeto e apoio em todos os momentos. Obrigado por me completar.

RESUMO

NAKABAYASHI, Renny. Microgeração fotovoltaica no Brasil: condições atuais e perspectivas futuras. 2014. 106 p. Dissertação (Mestrado em Ciências) - Programa de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo. São Paulo, 2014.

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 estimativas 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 e uma projeção dos resultados para o ano de 2020, utilizando Simulação de Monte Carlo.

Para o ano de 2015, a expectativa é que na maioria das capitais brasileiras já existam condições favoráveis para a micro/minigeração com sistemas fotovoltaicos, dados os reajustes tarifários de energia elétrica aprovados em 2014. Observou-se que, dependendo da diferença entre as tarifas com e sem impostos, o percentual de autoconsumo pode exercer grande influência sobre a atratividade financeira na microgeração.

Em 2020, espera-se que a probabilidade de viabilidade da microgeração fotovoltaica, ultrapasse os 90%, enquanto que, em 2015, a probabilidade de viabilidade para as 27 capitais brasileiras está próxima de 62%.

Palavras-chave: Viabilidade econômica, energia solar, geração distribuída, microgeração, análise de sensibilidade, Simulação de Monte Carlo.

ABSTRACT

NAKABAYASHI, Renny. Photovoltaic microgeneration in Brazil: current conditions and future prospects. 2014. 106 p. M.Sc. Dissertation - Post-Graduate Program in Energy. Universidade de São Paulo. São Paulo [BR], 2014.

The economic attractiveness of micro and minigeneration is intrinsically related to conventional electricity price, as the benefit from the financial side, to the micro/minigerador is the avoided cost with the energy purchase. In this way, an economic assessment of photovoltaic distributed generation was performed (from the perspective of the residential consumer).

The analysis was made for the 27 brazilian capitals and the following results are presented: Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR) and Payback (return time on investment). A sensitivity analysis was made, besides a probabilistic approach for the year 2020, using Monte Carlo Simulation.

For 2015, the expectation is that in most brazilian capitals already exist favorable conditions for photovoltaic micro/minigenerators, mainly because the electricity tariffs readjustments approved in 2014. It was also observed that, depending on the difference between the prices with and without taxes, self-consumption percentage could greatly influence the financial attractiveness of microgeneration.

By 2020, it is expected that the probability of viability for photovoltaic microgeneration, could be over than 90% in the brazilian capitals, while in 2015, the probability of viability for the 27 capital cities is near 62%.

Keywords: Economic viability, solar energy, distributed generation, microgeneration, sensitivity analysis, Monte Carlo Simulation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Evolução da capacidade instalada de sistemas fotovoltaicos.	13
Figura 2 – Oferta interna de energia elétrica por fonte.....	14
Figura 3 - Evolução dos sistemas fotovoltaicos isolados e conectados à rede.	19
Figura 4 - Porcentagem de CFOs que utilizam sempre, ou quase sempre, uma determinada técnica.....	26
Figura 5 - Preço do Watt-Pico instalado vs. Taxa de câmbio.....	36
Figura 6 - Projeção para o preço de módulos fotovoltaicos.	37
Figura 7 – Preço do Watt-pico instalado, preço do módulo e parcela não relacionada ao módulo.....	38
Figura 8 - Evolução das tarifas de energia elétrica e do IPCA.....	41
Figura 9 - Curva de carga (dia útil) e curva de geração fotovoltaica.	46
Figura 10 - Curva de carga (final de semana) e curva de geração fotovoltaica.	47
Figura 11 – Lógica da simulação. Fonte: Elaborado pelo autor.....	51
Figura 12 - Taxa de câmbio (BRL/EUR).	54
Figura 13 - Tarifa média de fornecimento vs. Irradiação.	55
Figura 14 - VPL e TIR, cenário padrão.	57
Figura 15 - VPL vs. taxa de desconto.....	64
Figura 16 - VPL vs. reajuste tarifário de energia elétrica.....	65
Figura 17 - VPL vs. autoconsumo.	66
Figura 18 - VPL vs. preço do watt-pico instalado (R\$/Wp).....	67
Figura 19 - VPL vs. taxa de câmbio (BRL/EUR)	68
Figura 20 - Distribuição de frequência para o VPL - anos 2015 e 2020	68
Figura 21 - Probabilidade de viabilidade econômica da microgeração fotovoltaica.....	73
Figura 22 - Mediana do VPL para a microgeração fotovoltaica.	73

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Fluxo de caixa genérico para um projeto de geração distribuída.	32
Tabela 2 – Preços nacionalizados de equipamentos fotovoltaicos.	34
Tabela 3 - Preço do Watt-Pico instalado.	34
Tabela 4 – Tarifa média de fornecimento para a classe residencial (início de 2015).	39
Tabela 5 - Evolução das tarifas de energia elétrica e IPCA.	43
Tabela 6 - Irradiação solar diária média e Fator de capacidade.	44
Tabela 7 - Condições para o cenário padrão.	47
Tabela 8 - Projeção para o IPCA, Banco Central do Brasil.	48
Tabela 9 - Cenários avaliados.	49
Tabela 10 - Análise de sensibilidade, variáveis.	49
Tabela 11 - Variáveis de entrada para a simulação	51
Tabela 12 - Variáveis de entrada para a simulação.	52
Tabela 13 - Projeção do IPCA para os próximos anos.	52
Tabela 14 – Evolução da tarifa média com impostos (residencial).	53
Tabela 15 - Taxa SELIC (2003 a 2013).	54
Tabela 16 - Condições para cenário padrão.	56
Tabela 17 - Custo nivelado da energia fotovoltaica e tarifas de energia	58
Tabela 18 - Resultados resumidos para 12 cenários (média Brasil).	59
Tabela 19 - Custo da energia fotovoltaica (100% de autoconsumo).	59
Tabela 20 - Resultados de VPL para os 12 cenários (em milhares de R\$).	61
Tabela 21 - Resultados de TIR (%) para os 12 cenários.	62
Tabela 22 - Resultados da simulação (2015) - viabilidade e VPL: mediana, média e desvio padrão.	70
Tabela 23 - Resultados da simulação (2020) - viabilidade e VPL: mediana, média e desvio padrão.	71
Tabela 24 - Diferenças entre 2015 e 2020.	72

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO	12
1 CONCEITOS FUNDAMENTAIS	18
1.1 Energia solar	18
1.2 Aplicações.....	19
1.3 Geração Distribuída	20
1.4 Resolução Normativa 482 ANEEL.....	21
1.5 Convênio ICMS/CONFAZ 6/2013	23
1.6 Conceitos de Análise de Investimento	23
1.7 Geração de Energia Elétrica	27
1.8 Custo da Energia Fotovoltaica	29
2 MATERIAIS E MÉTODOS	32
2.1 Fluxo de caixa do projeto.....	32
2.2 Preço do Watt-pico	33
2.2.1 Determinantes e variações	35
2.2.2 Perspectivas para os próximos anos	36
2.3 Tarifas de energia elétrica.....	39
2.4 Energia Gerada	44
2.5 Autoconsumo	46

2.6	Cenários e sensibilidade.....	47
2.7	Projeção para 2020.....	50
2.7.1	Simulação de Monte Carlo	50
2.7.2	Variáveis envolvidas e modelo	50
3	RESULTADOS	55
3.1	Cenário padrão	56
3.2	Cenários e sensibilidade.....	59
3.3	Próximos anos (2015 – 2020)	68
4	CONSIDERAÇÕES FINAIS	74
	REFERÊNCIAS	78
	APÊNDICES	82
	ANEXOS	96

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:

¹ Inclui gás de coqueria/ Includes coke oven gas

² Inclui importação de eletricidade/ Includes electricity imports

³ 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, em algumas 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. Além disso, é apenas questão de tempo para que ocorra a paridade tarifária nas demais cidades do país e para que a energia solar fotovoltaica se torne mais atrativa financeiramente, 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, caracterizada por grandes usinas distantes dos centros de carga. O potencial hidráulico disponível no país localiza-se na região norte, marcada por restrições ambientais, fazendo com que os novos empreendimentos funcionem a fio d'água, ou seja, sem reservatório e, além disso, em um país de dimensões continentais como o Brasil, as perdas e o custo de transporte da energia não são desprezíveis, ocasionando um aumento no custo de operação e de expansão do sistema elétrico.

No ano de 2014, o setor elétrico brasileiro sofre com o baixo nível dos reservatórios e usinas térmicas plenamente acionadas, fazendo com que o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) chegue ao teto (822 R\$/MWh). Estes custos extras, inexoravelmente, serão repassados aos consumidores e aos contribuintes. A expectativa do Banco Central é que o reajuste de energia elétrica para o ano de 2014 seja da ordem de 16,8%, valor bem acima da inflação esperada para o período (em julho de 2014 o IPCA acumulado nos últimos 12 meses era de 6,50%) (BANCO CENTRAL DO BRASIL, 2014).

Apesar das tarifas de energia elétrica terem sofrido uma diminuição em 2013, direcionada pela MP 579 de 2012 (Lei 12.783/2013), no curto prazo os valores estarão em patamares superiores àqueles verificados no período anterior ao marco legal.

Ao mesmo tempo em que as tarifas de energia elétrica apresentam tendência de alta para os próximos anos, o custo da energia solar fotovoltaica apresenta tendência de queda. Como já exposto, a capacidade fotovoltaica instalada vem crescendo expressivamente nos últimos anos, fazendo com que os custos diminuam, em função de economia de escala, curva de aprendizado e ganhos em eficiência.

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.

Passados dois anos da publicação da Resolução Normativa 482, de acordo com o BIG (Banco de informações de Geração) da ANEEL¹, o Brasil apresenta 144 usinas fotovoltaicas (no âmbito da geração distribuída, inseridas na Resolução 482), com potência instalada de 2,36 MW. No total, há 178 usinas fotovoltaicas registradas na ANEEL, com uma potência de 12,96 MW.

Objetivo Geral

Este trabalho tem como objetivo avaliar a viabilidade econômico-financeira atual para sistemas de geração distribuída de energia solar fotovoltaica no Brasil no contexto atual, bem como apontar tendências para o ano de 2020.

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 distribuída fotovoltaica em cada uma das capitais dos estados brasileiros e do Distrito Federal, sob a ótica de clientes de baixa tensão;
- Realizar análise de sensibilidade do retorno financeiro diante das seguintes variáveis: reajuste tarifário de energia elétrica, percentual de autoconsumo, preço FV (R\$/Wp), câmbio (BRL/EUR) e taxa de desconto;
- Criar um modelo matemático e estimar a previsão do retorno financeiro da energia solar fotovoltaica no ano de 2015 e 2020 no Brasil, probabilisticamente, utilizando a Simulação de Monte Carlo.

Estrutura Capítular

Esta dissertação está dividida em quatro capítulos. No Capítulo 1 é apresentada a revisão bibliográfica fundamental para compreensão e análise do trabalho, nele são apresentados os conceitos de geração distribuída e sua contextualização no setor elétrico

¹ - Disponível em <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>. Acesso em setembro de 2014.

brasileiro, além de alguns conceitos básicos de análise de investimento e da Simulação de Monte Carlo, os quais foram utilizados para o desenvolvimento deste trabalho.

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 no ano atual e nos próximos anos. 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. Para avaliação de perspectivas futuras, os resultados são apresentados de maneira não determinística, utilizando-se a Simulação de Monte Carlo.

Por fim, no capítulo 4, são apresentadas as considerações finais e conclusões, onde são discutidos os resultados obtidos, as limitações do trabalho e são apresentadas sugestões para trabalhos futuros.

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 análise de investimento e da Simulação de Monte Carlo, ferramentas utilizadas 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 nuclear², 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.

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

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.

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 3, observa-se a capacidade instalada, em percentual, dos sistemas conectados à rede e isolados para os países membros³ da *International Energy Agency* (IEA, 2013).

Figura 3 - Evolução dos sistemas fotovoltaicos isolados e conectados à rede.

Fonte: IEA, 2013.

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

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 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 distribuídas.

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 qualificada⁴ 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. No Anexo A pode-se consultar o texto da Resolução 482.

⁴ 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 Convênio ICMS/CONFAZ 6/2013

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. No Anexo B pode-se consultar o Convênio em discussão.

1.6 Conceitos de Análise de Investimento

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.

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

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 dissertação 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 4.

Figura 4 - 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.

1.6.1.1 Simulação de Monte Carlo

As ferramentas de análise apresentadas anteriormente são bem difundidas e aplicadas como técnicas de avaliação financeira, entretanto, em uma abordagem determinística de situações futuras ou projeções, as incertezas podem comprometer a análise e resultados futuros. A Simulação de Monte Carlo traz uma abordagem probabilística para os resultados em cenários onde há incertezas. Nesta dissertação, para o estudo das perspectivas futuras para a viabilidade econômica da energia solar fotovoltaica, é utilizada a Simulação de Monte Carlo, que é considerada um experimento estatístico em que, na prática, consiste na realização de simulações massivas de um modelo cujas variáveis de entrada seguem uma sequência de números aleatórios em uma distribuição de probabilidade definida.

A Simulação de Monte Carlo foi desenvolvida na década de 1940 durante o Projeto Manhattan, pelos matemáticos John von Neumann, Stanislaw Ulam, Nicholas Metropolis, Enrico Fermi e outros, ao estudar o comportamento da cadeia de reações de nêutrons em processos de fissão nuclear (DOOLEN; HENDRICKS, 1987). Atualmente, o método é aplicado em diversas áreas da ciência, tais como finanças, engenharia, química, biologia ou física. (KROESE, 2011). O nome Monte Carlo deve-se à região de Mônaco, conhecida pelos seus grandes cassinos.

1.7 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).

$$FC = \frac{\int_{t_1}^{t_2} P(t) dt}{P_0 \cdot (t_2 - t_1)} = \frac{E}{P_0} \cdot \frac{1}{(t_2 - t_1)} = \frac{Y_f}{(t_2 - t_1)} = \frac{Y_r \cdot PR}{(t_2 - t_1)} \quad (1.10)$$

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.

1.8 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 custo 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. II 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 nominal⁵ (*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.

⁵ 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 1.6. 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 realizado um estudo de sensibilidade e, também, um estudo sobre as perspectivas futuras para a geração fotovoltaica distribuída, com a Simulação de Monte Carlo.

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”⁶. 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
Fluxo de Caixa	-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,

⁶ 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.

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 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”, elaborado em parceria com as consultorias LCA e PSR.

A partir da taxa de câmbio e preços internacionais atualizados em 2014, (PHOTON, 2014), na Tabela 2 são apresentados os preços nacionalizados de equipamentos fotovoltaicos.

Tabela 2 – Preços nacionalizados de equipamentos fotovoltaicos.

Equipamentos	Módulos	Inversores (< 5 kW)	Inversores (> 10kW)
Preços internacionais dos equipamentos (€/Wp)	0,61	0,27	0,13
Equipamentos + Frete + Seguro (€/Wp)	0,02	0,02	0,01
Impostos + Taxas + Importação (€/Wp)	0,18	0,21	0,11
Custo nacionalizado (€/Wp)	0,81	0,50	0,25
Taxa de câmbio (BRL/EUR)		3,10	
Preço nacionalizado (R\$/Wp)	2,51	1,56	0,77

Fonte: Elaborado a partir de (ABINEE, 2012) e (PHOTON, 2014).

Tabela 3 - Preço do Watt-Pico instalado.

Instalação	Até 5 kW	A partir de 10 kW
Cabos e proteções	0,75	0,60
Sistema de fixação	1,25	0,80
Demais custos (conexão e projeto)	1,25	1,00
Total (R\$/Wp)	7,32	5,68

Fonte: Elaborado a partir de (ABINEE, 2012) e (PHOTON, 2014).

Os preços finais estimados são de 7,32 R\$/Wp para sistemas de pequeno porte (até 5kW) e de 5,68 R\$/Wp para sistemas de médio porte (a partir de 10kW). Neste estudo será utilizado apenas o preço para sistemas de pequeno porte, visto o escopo do trabalho.

O estudo apresentado pela (ABINEE, 2012) aponta um valor de 7,12 R\$/Wp para sistemas de pequeno porte, esta 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 31 de outubro de 2014 (3,10 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 (Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira, 2012) utiliza o método proposto pela ABINEE e apresenta o valor de 7,66 R\$/Wp.

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 3,10 BRL/EUR.

Para o período de jan/2002 a out/2014 a média é de 2,82 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 2,37 BRL/EUR e 3,27 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 5 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 6,33 R\$/Wp e 7,51 R\$/Wp, faixa de valores na qual compreendem-se os preços de outros estudos.

Figura 5 - Preço do Watt-Pico instalado vs. Taxa de câmbio.

Fonte: Elaborado pelo autor.

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 contribui 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 6.

Figura 6 - 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 7.

Figura 7 – 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 desta dissertação, são necessários os 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.

Os dados relacionados às tarifas médias para a classe residencial foram obtidos por meio de consulta à ANEEL⁷. Foram tomados os dados das tarifas referentes ao mês de janeiro de 2014 e aplicados os reajustes percentuais para a classe residencial para cada uma das distribuidoras⁸, até o momento de elaboração do trabalho o reajuste médio para a classe residencial era de 20%. Na Tabela 4 são exibidas as tarifas médias previstas para a classe residencial para o ano de 2015.

Tabela 4 – Tarifa média de fornecimento para a classe residencial (início de 2015).

Estado	Cidade	Distribuidora	Tarifa média sem impostos (R\$/MWh)	Tarifa média com impostos (R\$/MWh)	Reajuste em 2014
Amazonas	Manaus	AmE	320,68	394,83	15,83%
Amapá	Macapá	CEA	297,66	334,14	-
Alagoas	Maceió	CEAL	398,06	559,19	29,75%
Distrito Federal	Brasília	CEB	303,28	387,24	18,08%
					continua...

⁷ Dados obtidos em julho de 2014, por meio do Sistema Eletrônico do Serviço de Informação ao Cidadão (e-SIC), disponível em www.acessoainformacao.gov.br.

⁸ Até o dia 7 de novembro de 2014 haviam sido definidos os reajustes tarifários de 23 distribuidores (das 27 consideradas neste estudo). Reajuste da CEEE suspenso e reajuste da CEA, CERON e Eletroacre previstos para 30 de novembro, para este estudo foi adotado reajuste de 16,8% para estas distribuidoras.

continuação

Tabela 4 – Tarifa média de fornecimento para a classe residencial.

Estado	Cidade	Distribuidora	Tarifa média sem impostos (R\$/MWh)	Tarifa média com impostos (R\$/MWh)	Reajuste em 2014
Rio Grande do Sul	Porto Alegre	CEEE	370,74	526,61	-
Santa Catarina	Florianópolis	CELESC	354,34	451,72	22,76%
Goiás	Goiânia	CELG	350,42	522,56	19,37%
Pará	Belém	CELPA	479,55	677,52	34,41%
Pernambuco	Recife	CELPE	351,12	497,12	17,51%
Tocantins	Palmas	CELTINS	419,51	581,62	10,75%
Maranhão	São Luis	CEMAR	418,89	551,46	22,25%
Mato Grosso	Cuiabá	CEMAT	381,05	498,40	11,16%
Minas Gerais	Belo Horizonte	CEMIG	396,41	572,95	14,24%
Piauí	Teresina	CEPISA	404,64	545,54	24,70%
Rondônia	Porto Velho	CERON	458,06	590,15	-
Roraima	Boa Vista	CERR	346,83	346,83	54,06%
Bahia	Salvador	COELBA	336,79	499,29	14,82%
Ceará	Fortaleza	COELCE	359,19	496,52	16,55%
Paraná	Curitiba	COPEL	326,41	487,90	23,88%
Rio Grande do Norte	Natal	COSERN	342,56	455,14	11,01%
Acre	Rio Branco	ELETROACRE	500,06	685,35	-
São Paulo	São Paulo	ELETROPAULO	275,68	366,48	17,93%
Mato Grosso do Sul	Campo Grande	ENERSUL	357,05	485,65	9,40%
Paraíba	João Pessoa	EPB	367,78	523,03	20,83%
Espírito Santo	Vitória	ESCELSA	366,79	505,44	22,74%
Sergipe	Aracaju	ESE	344,72	492,23	11,83%
Rio de Janeiro	Rio de Janeiro	LIGHT	385,38	548,36	17,75%

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

Para o modelo de fluxo de caixa apresentado no item 2.1, é necessário adotar uma projeção para as tarifas de energia elétrica para o horizonte de avaliação financeira do projeto. Desta forma, dados históricos de tarifas de energia elétrica, considerados para a média nacional, são apresentados na Figura 8, 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.

Figura 8 - Evolução das tarifas de energia elétrica e do IPCA.

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

Ainda, de acordo com a Figura 8, no período de 1995 a 2004, nota-se que 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 analisado 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 ANEEL⁹, 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.

No ano de 2014, o reajuste esperado para o ano é acima da inflação. O ano é marcado pelo baixo nível de água nos reservatórios das usinas hidrelétricas e acionamento de usinas térmicas com elevados custos de operação. Neste ano o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) atinge 822 R\$/MWh, o patamar teto estabelecido pela ANEEL.

Até o início de novembro de 2014, a média do reajuste para a tarifa (classe residencial para as 27 capitais) chega a 20%, valor superior, inclusive, aos 16,8% estimado por (BACEN, 2014).

⁹ Linha do tempo do setor elétrico disponível em <http://www.aneel.gov.br/15anos/>, acesso em agosto de 2014.

Para o período apresentado na Figura 8, 1995 a 2013, a evolução da tarifa média com impostos foi de 9,1% a.a., enquanto o IPCA evoluiu a uma média geométrica de 6,4%.

Tabela 5 - Evolução das tarifas de energia elétrica e IPCA.

	1995 – 2004	2005 - 2012	2012 - 2013	1995 – 2013
Residencial (com impostos)	19,4%	2,5%	-15,3%	9,9%
Comercial (com impostos)	15,4%	2,3%	-13,1%	8,2%
Industrial (com impostos)	13,5%	4,8%	-13,3%	9,0%
Tarifa média (sem impostos)	12,9%	2,7%	-13,2%	7,3%
Tarifa média (com impostos)	16,0%	3,3%	-13,2%	9,1%
IPCA	7,6%	5,1%	5,9%	6,4%

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

Por fim, como o 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%, 5,8% e de 9,1%. A inflação considerada é de 5,8%.

Os valores de 3,3% e de 9,1% são os reajustes históricos para os períodos 2005-2012 e 1995-2014, respectivamente. O valor de 5,8% é a média geométrica para a projeção¹⁰ do IPCA para os próximos anos.

¹⁰ Valor referente à média geométrica dos valores de projeções do IPCA para o período 2014-2019 (feitas em 31/10/2014), de acordo com o Sistema de Expectativas de Mercado do Banco Central do Brasil. Disponível em: <https://www3.bcb.gov.br/expectativas/publico/consulta/serieestatisticas>. Acesso em novembro de 2014.

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 1.7, de dados de Irradiação solar diária média¹¹ e de um PR de 75%, obtém-se o Fator de Capacidade médio para cada uma das cidades. Os valores são apresentados na Tabela 6 - Irradiação solar diária média e Fator de capacidade

Tabela 6 - Irradiação solar diária média e Fator de capacidade.

Cidade	Irradiação solar diária (média) [kWh/m ² .dia]	Fator de capacidade
Aracaju	5,51	17,2%
Belém	5,05	15,8%
Belo Horizonte	5,23	16,3%
Boa Vista	5,60	17,5%
continua...		

¹¹ Dados do programa Sun Data do CRESESB/CEPEL. Disponível em <<http://www.cresesb.cepel.br/sundata/index.php>>. Acesso em julho de 2014.

continuação

Tabela 6 - Irradiação solar diária média e Fator de capacidade.

Cidade	Irradiação solar diária (média) [kWh/m².dia]	Fator de capacidade
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 fotovoltaica 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 consumidores. 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 1,5kWp 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 9, 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. Gráficamente, o percentual de autoconsumo é dado pela divisão da área [II] pela área [I + II].

Figura 9 - Curva de carga (dia útil) e curva de geração fotovoltaica.

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

Na Figura 10 também são apresentadas as curvas de geração e de carga para sábado e domingo com um autoconsumo de 53,6% e 52%, respectivamente.

Figura 10 - 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 pelas condições apresentadas na Tabela 7.

Tabela 7 - Condições para o cenário padrão.

Variável	Condição
Reajuste de tarifa	5,80% ao ano
Taxa de desconto	11% ao ano
Preço do sistema	7,32 R\$/Wp
Taxa de câmbio	3,10 BRL/EUR

Como citado na seção 2.3, as tarifas de energia elétrica evoluíram acima da inflação no período de 1995-2004 e abaixo da inflação (IPCA) no período 2005-2013. Nota-se que, historicamente (1995-2013) 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 condição adotada para o cenário padrão é a intermediária, ou seja, a evolução das tarifas próxima ao IPCA. A projeção do IPCA pelo Banco Central¹² é apresentada na Tabela 8. A média geométrica da para o período 2014-2018 é de 5,80%, valor que será adotado no cenário padrão.

Tabela 8 - Projeção para o IPCA, Banco Central do Brasil.

Ano	Projeção (%)
2014	6,45
2015	6,42
2016	5,65
2017	5,38
2018	5,22
Média Geométrica	5,80

A taxa de desconto nominal adotada no cenário padrão é de 11%, o valor é a taxa SELIC apontada pela 185ª reunião do Comitê de Política Monetária (BACEN, 2014). 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 e a taxa de câmbio adotada¹³, para o cálculo do preço do Watt-pico instalado é de 3,10 BRL/EUR. Na Figura 5 pode-se ver o impacto do câmbio no preço do Watt-pico, a faixa de valores mais provável é entre 6,41 R\$/Wp e 8,10 R\$/Wp.

A fim de se verificar o impacto da variação das condições de entrada do modelo, outros doze cenários são dados na Tabela 9. Os cenários são compostos por combinações de reajustes de tarifa abaixo e acima da inflação (ver Tabela 5), e de valores intermediários (entre 0% e 100%) de autoconsumo.

¹² Projeções de 11/07/2014. Sistema de Expectativas de Mercado, disponível em: <https://www3.bcb.gov.br/expectativas/publico/consulta/serieestatisticas>. Acesso em novembro de 2014.

¹³ Cotação em 31/07/2014.

Tabela 9 - Cenários avaliados.

Cenário	Reajuste anual de tarifa	Autoconsumo
1	3,30% (-2,4% real)	0%
2	3,30% (-2,4% real)	30%
3	3,30% (-2,4% real)	70%
4	3,30% (-2,4% real)	100%
5	5,80% (0% real)	0%
6	5,80% (0% real)	30%
7	5,80% (0% real)	70%
8	5,80% (0% real)	100%
9	9,10% (3,1% real)	0%
10	9,10% (3,1% real)	30%
11	9,10% (3,1% real)	70%
12	9,10% (3,1% 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*.

As faixas de valores para as quais são analisados os resultados são apresentadas na Tabela 10.

Tabela 10 - 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

2.7 Projeção para 2020

Na seção 2.1 foram apresentadas algumas condições das quais dependem a viabilidade econômico-financeira da microgeração fotovoltaica, sob a ótica do consumidor. Tais condições dependem de inúmeros fatores externos ao sistema avaliado e, portanto, há considerável incerteza quanto à evolução e o comportamento destas variáveis no futuro. Diante de tal fato, as projeções para as condições de viabilidade futura da microgeração foram realizadas utilizando a Simulação de Monte Carlo para o ano de 2015 e para o ano de 2020. Assim, pode-se estudar a evolução da viabilidade da microgeração fotovoltaico para os próximos anos.

2.7.1 Simulação de Monte Carlo

Conforme apresentado na Seção 1.6.1.1, a Simulação de Monte Carlo consiste em realização de simulações massivas, com as variáveis de entrada seguindo uma distribuição de probabilidade pré-definida.

Para o desenvolvimento deste trabalho foram simulados 270 mil resultados (27 cidades com 5000 resultados para cada ano). É realizada uma simulação para o ano de 2015 e outra para 2020.

2.7.2 Variáveis envolvidas e modelo

O algoritmo foi implementado em VBA (*Visual Basic for Applications*), no MS-Excel. Foram gerados 5000 números aleatórios¹⁴ para cada uma das variáveis de entrada, e para cada combinação das variáveis de entrada, foram geradas 27 variáveis de saída (um valor de VPL para cada cidade), ou seja, 135 mil valores. Na Figura 11 é apresentado o algoritmo para a simulação.

¹⁴ A geração de números aleatórios via software geralmente utiliza combinações e resultados de operações matemáticas das mais diversas formas, assim, os números na verdade são gerados de forma determinística. Portanto, seria mais adequado chamá-los de pseudoaleatórios.

Figura 11 – Lógica da simulação. Fonte: Elaborado pelo autor.

As variáveis de entrada são: reajuste da tarifa, taxa de desconto, autoconsumo, taxa de câmbio, inflação e redução do preço fotovoltaico instalado. As distribuições adotadas para as variáveis de entrada são exibidas na Tabela 11 e Tabela 12.

Tabela 11 - Variáveis de entrada para a simulação

Variável	Distribuição	Média	Desvio padrão
Reajuste anual de tarifa (%)	Normal	7,1	9,4
Taxa de desconto (%)	Normal	12,3	3,5
Taxa de câmbio (BRL/EUR)	Normal	2,82	0,45

Tabela 12 - Variáveis de entrada para a simulação.

Variável	Distribuição	Máximo	Mínimo
Autoconsumo (%)	Uniforme	73%	30%
Redução anual de custos FV (%)	Uniforme	6,89 %	5,14 %

A redução de custos fotovoltaicos se dá em valores reais, para a verificação dos valores em termos nominais, adota-se a média e o desvio padrão da projeção do IPCA dados pelo Sistema de Expectativas de Mercado¹⁵. O período projetado é 2014-2019, o indicador é o IPCA, dado pela sua variação percentual acumulada no ano. Assim, esta projeção de inflação é incorporada na evolução dos preços fotovoltaicos.

Tabela 13 - Projeção do IPCA para os próximos anos.

Ano	2014	2015	2016	2017	2018	2019*
Média	6,44	6,36	4,62	5,35	5,16	5,16
Desvio padrão	0,10	0,39	0,37	0,40	0,49	0,49

*Para o ano de 2019, foi repetida a projeção de 2018.

Fonte: Banco Central do Brasil.

O processo de definição das variáveis probabilísticas foi realizado a partir de dados históricos ou outros estudos, conforme se descreve a seguir.

O reajuste de tarifa de energia elétrica com impostos é apresentado na Tabela 14, desconsidera a variação do ano de 1995-1996, devido à variação extrema da tarifa no período.

¹⁵ Projeções de 24/10/2014. Disponível em <https://www3.bcb.gov.br/expectativas/publico/consulta/serieestatisticas>, acesso em 27/10/2014.

Tabela 14 – Evolução da tarifa média com impostos (residencial).

Ano	Tarifa média com impostos (residencial)	Variação em relação ao ano anterior (%)
1995	71,43	-
1996	129,06	80,7%
1997	148,09	14,7%
1998	158,43	7,0%
1999	169,71	7,1%
2000	191,04	12,6%
2001	214,03	12,0%
2002	241,05	12,6%
2003	310,20	28,7%
2004	352,98	13,8%
2005	388,78	10,1%
2006	414,72	6,7%
2007	411,05	-0,9%
2008	390,23	-5,1%
2009	404,06	3,5%
2010	416,47	3,1%
2011	437,82	5,1%
2012	462,50	5,6%
2013	391,62	-15,3%

Fonte: ANEEL¹⁶.

A média da variação para o período (desconsiderando a variação de 1995 para 1996) é de 7,1% e o desvio padrão de 9,1%.

A taxa de desconto é dada pelos dados históricos da taxa SELIC para um período de 10 anos (2004 a 2013), ver Tabela 15. A média e o desvio padrão são de 12,3% e 3,5%, respectivamente.

¹⁶ Dados obtidos em julho de 2014, por meio do Sistema Eletrônico do Serviço de Informação ao Cidadão (e-SIC), disponível em www.acessoainformacao.gov.br.

Tabela 15 - Taxa SELIC (2004 a 2013).

Ano	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Taxa SELIC	16,2%	19,0%	15,1%	11,8%	12,5%	9,9%	9,8%	11,6%	8,5%	8,2%

Fonte: Banco Central do Brasil

O histórico da cotação do Euro em relação ao Real (BRL/EUR) apresenta uma média de R\$ 2,82 e desvio padrão R\$ 0,45 (ver Figura 12), o período considerado é desde o ano em que a moeda torna-se única nos 12 países da Zona do Euro, ou seja, 2002.

Figura 12 - Taxa de câmbio (BRL/EUR).

Fonte: OANDA.com¹⁷

O autoconsumo real dependerá da curva de geração fotovoltaica e da curva de carga do consumidor. Conforme discutido na seção 2.5, uma faixa de valores para um sistema de 1,5 kW e um consumidor residencial com consumo mensal acima de 300 kWh, é razoável esperar que o autoconsumo médio esteja na faixa de 30 a 70%.

A redução anual esperada de custos *turn-key* para sistemas fotovoltaicos, para esta década, está entre 5,14% e 6,89%, conforme já discutido na seção 3.2.2.

¹⁷ Disponível em <www.oanda.com/currency/historical-rates/>. Acesso em novembro de 2014.

3 RESULTADOS

Para o contexto atual, 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 foi avaliado, em uma análise de sensibilidade, o impacto da variação de algumas condições (Tabela 10), mantendo as demais condições constantes. Além disso, a fim de verificar a evolução do retorno nos próximos anos, realizou-se uma simulação de Monte Carlo para o ano de 2015 e para o ano de 2020. Neste capítulo encontram-se os resultados obtidos.

Conforme já discutido nas seções 2.3 e 2.4, parte-se de valores das tarifas médias de energia elétrica (residencial) e da irradiação média diária para cada uma das capitais, os quais são apresentados na Figura 13.

Figura 13 - Tarifa média de fornecimento 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.

3.1 Cenário padrão

Na análise para o cenário padrão, consideram-se as premissas apresentadas na Tabela 16, as quais já foram discutidas no capítulo 2.

Tabela 16 - 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.)	5,8%
Inflação	5,8%
Autoconsumo	54,3%
Taxa de Desconto	11 %
Preço FV (R\$/Wp)	7,32
BRL/EUR	3,10

Nota-se que, para as condições do cenário padrão há viabilidade financeira em 17 cidades, com destaque para Rio Branco e Palmas, onde a taxa interna de retorno ultrapassa os 15%. São Paulo apresentou o resultado menos favorável, com VPL negativo e TIR de 8,2%.

A cidade de São Paulo possui uma irradiação abaixo da média (4,85 kWh/m².dia) quando comparada às 27 capitais, cuja média é de 5,09 kWh/m².dia (plano inclinado igual à latitude) , além disso, a tarifa para a concessionária da cidade é (média residencial com impostos) de aproximadamente 370 R\$/MWh, enquanto a média (projetada) para as 27 capitais é de 503 R\$/MWh.

Rio Branco, apesar de apresentar uma irradiação abaixo da média (4,51 kWh/m².dia), sua tarifa média residencial é de 685 R\$/MWh, o que torna a microgeração fotovoltaica atrativa.

Natal apresenta um dos melhores níveis de irradiação do país, 5,71 kWh/m².dia, mas seu resultado é intermediário (TIR de 12,8%), visto que a tarifa média residencial é de 455 R\$/MWh, ou seja, um pouco abaixo da média das 27 capitais.

A Figura 14 ilustra o resultado da simulação do cenário padrão para as 27 capitais.

Figura 14 - VPL e TIR, cenário padrão.

Fonte: Elaborado pelo autor.

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 11%, 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:

- Taxa de desconto: 4,91%, isto é, a taxa de 11% descontada de 5,8% (inflação).
- Reajuste de tarifa: 0% real, ou seja, reajuste igual à inflação (5,8%).

O reajuste de tarifa impacta nas saídas de caixa, devido aos tributos pagos pela energia injetada na rede. Estes custos estão incorporados ao custo da energia fotovoltaica gerada.

Os dados para o custo nivelado da energia e de tempo de retorno (*payback*), no cenário padrão, são apresentados na Tabela 1Tabela 17. Neste cenário, nas capitais onde há viabilidade financeira, ou seja, VPL positivo, o custo da energia fotovoltaica é menor do que a tarifa de energia elétrica com impostos. O tempo mínimo de *payback* é de 14 anos e a média, nos casos em que há *payback*, o tempo médio é de 18,4 anos.

Tabela 17 - Custo nivelado da energia fotovoltaica e tarifas de energia

Cidade	Tarifa com impostos (R\$/MWh)	LCOE fotovoltaico (R\$/MWh)	<i>Payback</i> (anos)
São Paulo	366,48	483,19	não há
Macapá	334,14	440,85	não há
Vitória	505,44	580,82	não há
Curitiba	487,90	537,51	não há
Recife	497,12	543,84	não há
Brasília	387,24	420,90	não há
Boa Vista	346,83	378,45	não há
Manaus	394,83	422,67	não há
Fortaleza	496,52	516,63	não há
Florianópolis	451,72	462,09	não há
Salvador	499,29	492,69	23
João Pessoa	523,03	506,38	22
Belém	677,52	644,04	21
Natal	455,14	426,63	20
Goiânia	522,56	488,30	20
Campo Grande	485,65	451,85	20
Porto Alegre	526,61	488,84	20
Aracaju	492,23	455,52	20
Rio de Janeiro	548,36	497,04	19
Cuiabá	498,40	442,43	18
Maceió	559,19	483,26	17
São Luis	551,46	472,56	17
Teresina	545,54	461,85	16
Porto Velho	590,15	494,91	16
Belo Horizonte	572,95	477,42	15
Rio Branco	685,35	559,70	15
Palmas	581,62	458,72	14
Média	503,08	484,78	18,4

3.2 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 18.

Tabela 18 - 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%	-2.993,49	7,4%	26,00	531,17
2	3,3%	30,0%	-2.048,67	8,6%	25,81	499,11
3	3,3%	70,0%	-788,91	10,2%	24,00	456,37
4	3,3%	100,0%	155,91	11,3%	21,33	424,31
5	5,8%	0,0%	-915,20	10,2%	24,56	556,52
6	5,8%	30,0%	249,99	11,4%	22,37	516,85
7	5,8%	70,0%	1.803,57	13,0%	19,15	463,97
8	5,8%	100,0%	2.968,75	14,2%	16,85	424,31
9	9,1%	0,0%	3.070,62	13,9%	18,56	604,12
10	9,1%	30,0%	4.658,42	15,1%	16,33	550,18
11	9,1%	70,0%	6.775,49	16,7%	14,00	478,25
12	9,1%	100,0%	8.363,29	17,9%	12,74	424,31

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 19.

Tabela 19 - Custo da energia fotovoltaica (100% de autoconsumo).

Cidade	Tarifa com impostos (R\$/MWh)	LCOE fotovoltaico (R\$/MWh)
Macapá	334,14	424,16
São Paulo	366,48	441,65
Boa Vista	346,83	378,45
		continua...

continuação

Tabela 19 - Custo da energia fotovoltaica (100% de autoconsumo).

Cidade	Tarifa com impostos (R\$/MWh)	LCOE fotovoltaico (R\$/MWh)
Vitória	505,44	517,40
Brasília	387,24	382,50
Manaus	394,83	388,75
Recife	497,12	477,06
Curitiba	487,90	463,64
Florianópolis	451,72	417,55
Fortaleza	496,52	453,82
Salvador	499,29	418,36
João Pessoa	523,03	435,37
Natal	455,14	375,13
Belém	677,52	553,49
Campo Grande	485,65	393,03
Porto Alegre	526,61	417,55
Aracaju	492,23	388,05
Goiânia	522,56	409,56
Cuiabá	498,40	388,75
Rio de Janeiro	548,36	422,49
São Luís	551,46	411,93
Porto Velho	590,15	434,49
Maceió	559,19	409,56
Teresina	545,54	397,41
Rio Branco	685,35	474,95
Belo Horizonte	572,95	396,67
Palmas	581,62	384,56
Média	503,08	424,31

Fonte: Elaborado pelo autor

Com a condição de autoconsumo de 100% a média do LCOE fotovoltaico é de 424 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 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 20 e Tabela 21, respectivamente.

Tabela 20 - Resultados de VPL para os 12 cenários (em milhares de R\$).

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

Tabela 21 - Resultados de TIR (%) para os 12 cenários.

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

Nos cenários de 1 a 4 considera-se um reajuste de tarifa de energia elétrica inferior à inflação, 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, proporcional ao aumento de autoconsumo, ocorre um maior retorno. Nota-se para os cenários de 1 a 4 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.

Para as capitais onde há maior incidência de impostos como, por exemplo, Salvador, há uma expressiva diferença entre os diferentes cenários de autoconsumo. Inclusive, no

cenário 4, onde há 100% de autoconsumo, ocorre a viabilização da microgeração fotovoltaica, enquanto nos cenários de 1 a 3 não ocorre.

Considerando-se a média das 27 capitais, nos cenários de 1 a 3 não haveria viabilidade financeira, enquanto no cenário 4 ocorre viabilidade.

Nos cenários de 5 a 8, onde se considera o reajuste tarifário de energia elétrica em linha com a inflação, a viabilidade da microgeração ocorre (para a média das 27 capitais) nos cenários 6 a 8, ou seja, nos casos em que o autoconsumo é de pelo menos 30%. Enquanto no cenário 5 há viabilidade em apenas 8 capitais, no cenário 8 ocorre viabilidade em 24 capitais, ou seja, na maioria dos casos. 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 9,1% ao ano, ou seja, acima da inflação esperada. Tal condição ocorreu historicamente no Brasil, se observado o período de 1995 a 2013, conforme se observa na Tabela 5. Para tal condição de reajuste tarifário, há viabilidade na maioria das cidades e, inclusive, nos cenários 11 e 12, a viabilidade da microgeração em todos os casos.

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 10, Tabela 10 - Análise de sensibilidade, variáveis. 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 15 - VPL vs. taxa de desconto.

Na Figura 15, é apresentado o VPL em função da taxa de desconto. São apresentados os extremos positivo e negativo (Palmas e São Paulo), a média para as 27 capitais, além de dois casos intermediários (Rio de Janeiro e Brasília). Percebe-se que uma taxa de desconto (nominal) menor do que 7% viabilizaria a microgeração no pior caso (São Paulo), ou seja, em todas as capitais. Além disso, uma taxa de desconto maior do que, aproximadamente, 16% seria o suficiente para a inviabilização no melhor (Palmas) caso e, conseqüentemente, em todos os outros. Para a média brasileira, uma taxa de desconto abaixo de 11% é suficiente para a viabilização da microgeração, enquanto uma taxa acima disso a inviabilizaria.

Nota-se, ainda a partir da Figura 15, que para uma taxa de desconto mais baixa (abaixo de 10%), uma variação na taxa de desconto causa uma maior variação no VPL do que em uma taxa de desconto mais alta. Supondo uma taxa de desconto extremamente alta, no limite, o valor do VPL seria negativo, igual ao investimento inicial. Dado que na Equação 1.1, os termos do fluxo de caixa nos anos seguintes seriam levados a zero e o VPL, portanto, seria igual a $-I_0$.

Figura 16 - VPL vs. reajuste tarifário de energia elétrica.

Na Figura 16, é apresentado o VPL em função do reajuste da tarifa de energia elétrica. São apresentados valores para Palmas, São Paulo, Rio de Janeiro, Brasília e para a média das 27 capitais. Graficamente, observa-se que o VPL aumenta em função do reajuste da tarifa de energia elétrica, o que pode ser explicado pelo fato do benefício financeiro ser proporcional à tarifa de energia e à energia gerada. Nota-se que um reajuste tarifário anual a partir de, aproximadamente, 9% implicaria em viabilidade financeira da microgeração fotovoltaica em todas as capitais do país, enquanto um reajuste de 1,5% implicaria em inviabilidade para, praticamente, todos os casos. Notar que estes reajustes são nominais, considerando-se a inflação em 5,8%, um reajuste nominal de 9% significaria um reajuste real de aproximadamente 3%, enquanto um reajuste nominal de 1,5% representaria um reajuste real negativo de aproximadamente 4%.

Figura 17 - VPL vs. autoconsumo.

O VPL em função do autoconsumo é apresentado na Figura 17, 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 Boa Vista, por exemplo, onde a tarifa com e sem impostos é a mesma, o VPL em função do autoconsumo é constante e próximo a $-R\$1.000$. 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 13 é possível observar em quais capitais há maior incidência de impostos na tarifa. Considerando-se a média para as 27 capitais, o ponto de autoconsumo a partir do qual começa a ocorrer viabilidade é a partir dos 15%.

É natural que quanto menor o preço do watt-pico instalado, maior o retorno financeiro da microgeração. Assim, na Figura 18 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 (que no modelo é proporcional ao investimento inicial). Desta forma, a inclinação da reta é igual para todas as capitais.

O ponto abaixo do qual todas as capitais apresentam VPL positivo é próximo aos 5,5 R\$/Wp, enquanto que para valores a partir de, aproximadamente, 9,7 R\$/Wp não há viabilidade para nenhuma capital. Para a média das 27 capitais, o ponto de equilíbrio é aproximadamente 7,6 R\$/Wp.

Como descrito na seção 2.2 (Preço do Watt-pico), o valor considerado para o cenário padrão deste trabalho é de 7,32 R\$/Wp, o qual é sujeito a variações de acordo com os preços internacionais e condições cambiais.

Figura 18 - VPL vs. preço do watt-pico instalado (R\$/Wp)

Conforme explicado na seção 2.2.1, a taxa de câmbio impacta diretamente no preço do watt-pico instalado (ver Figura 5) e, consequentemente, no VPL. Desta forma, são apresentados os resultados do VPL em função da taxa de câmbio (BRL/EUR) na Figura 19. Uma taxa de câmbio de 1,6 BRL/EUR representa, indiretamente, um valor de 5,5 R\$/Wp e, portanto, VPL positivo em todas as 27 capitais. O ponto de equilíbrio para a média brasileira é de 3,4 BRL/EUR, que representa, aproximadamente, 7,6 R\$/Wp. Notar que, assim como na Figura 18, na Figura 19 as retas que representam o VPL em função da taxa de câmbio possuem a mesma inclinação para todas as capitais.

Figura 19 - VPL vs. taxa de câmbio (BRL/EUR)

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

3.3 Próximos anos (2015 – 2020)

Como apresentado na seção 2.7, foram realizadas simulações de Monte Carlo a fim de se obter resultados probabilísticos a respeito da viabilidade econômica da microgeração fotovoltaica sob a ótica do consumidor. Para tanto, nesta seção são apresentados e comparados os resultados para o ano de 2015 e 2020. As premissas são apresentadas na seção 2.7.2.

Figura 20 - Distribuição de frequência para o VPL - anos 2015 e 2020

A Figura 20 resume os resultados da simulação para a média das 27 capitais brasileiras, são apresentadas as curvas de frequência de ocorrência em função do VPL. São apresentadas duas curvas: uma para o ano de 2015 e outra para o ano de 2020. A probabilidade de inviabilidade é dada pela área em vermelho abaixo de cada curva, e a probabilidade de viabilidade é dada pela área em verde. Para os gráficos individuais de cada uma das capitais, consultar Apêndice C.

Nota-se que a área em vermelho diminui de 2015 para 2020 e, portanto, há uma previsão de aumento na probabilidade da microgeração fotovoltaica ser viável em um horizonte de cinco anos. De acordo com os resultados da simulação, para a média das 27 capitais brasileiras, em 2015 há uma probabilidade de viabilidade de 62,1%, enquanto em 2020 a probabilidade é de 90,1%. Os casos menos atrativos são Macapá e São Paulo, os quais apresentam uma probabilidade de viabilidade de 22,8% e 24,5% em 2015 e de 66,1% e 67,7% em 2020, respectivamente. Os casos mais atrativos são Rio Branco e Palmas, os quais apresentam uma probabilidade de 83,2% e 86,5% para o ano de 2015 e de 97,5% e 98,1% para o ano de 2020, respectivamente.

Mesmo nos piores casos, para 2020, a probabilidade de viabilidade é melhor do que a média das 27 capitais brasileiras em 2015. As condições de atratividade para a microgeração em São Paulo para 2020, por exemplo, são melhores do que as condições para Natal e João Pessoa em 2015.

Na Tabela 22 são apresentados os resultados detalhados para cada uma das capitais brasileiras. Além da probabilidade de viabilidade e inviabilidade, são apresentados os valores da mediana, média e desvio padrão do VPL (em reais de 2015) para as capitais brasileiras. Como há significativa dispersão nos resultados, a mediana será medida de tendência central adotada na análise.

A mediana para o pior caso (Macapá) é aproximadamente R\$ 2,8 mil negativos, enquanto no melhor caso (Palmas) é maior do que R\$ 5 mil reais. Nas condições apresentadas para o cenário padrão (Figura 14 - VPL e TIR, cenário padrão.), o VPL para Palmas foi de aproximadamente R\$ 4 mil reais, enquanto que o VPL para Macapá foi de aproximadamente R\$ 3 mil reais negativos.

Tabela 22 - Resultados da simulação (2015) - viabilidade e VPL: mediana, média e desvio padrão.

2015				
Cidade	Probabilidade (viável)	Mediana (R\$)	Média (R\$)	Desvio padrão (R\$)
Macapá	22,8%	-2820,93	-1580,32	23284,13
São Paulo	24,5%	-2666,84	-1376,26	23571,10
Boa Vista	39,6%	-1005,64	498,40	29187,39
Vitória	39,7%	-1028,37	504,11	28603,44
Brasília	45,2%	-430,97	1179,07	30582,52
Manaus	45,4%	-409,88	1203,07	30632,92
Curitiba	47,3%	-255,37	1401,26	30952,47
Recife	49,8%	-23,99	1644,01	31893,90
Fortaleza	52,8%	329,07	2066,08	32833,80
Florianópolis	53,3%	383,85	2114,64	33123,75
Salvador	63,5%	1473,33	3398,94	36450,54
João Pessoa	63,5%	1486,54	3413,05	36420,47
Brasil (27 capitais)	62,1%	1470,06	3447,88	37303,43
Natal	66,9%	1878,05	3822,88	37718,34
Belém	69,1%	2093,57	4072,17	38472,40
Campo Grande	69,2%	2114,83	4099,75	38452,09
Goiânia	69,6%	2201,29	4248,52	38564,95
Porto Alegre	70,0%	2221,86	4261,95	38757,99
Aracaju	70,0%	2231,84	4281,22	38751,86
Cuiabá	72,4%	2561,14	4627,66	39814,36
Rio de Janeiro	72,8%	2594,25	4702,30	39913,76
Porto Velho	79,2%	3588,66	5806,49	43129,58
Maceió	79,4%	3629,06	5854,21	43224,18
São Luis	80,0%	3701,94	5895,82	43634,35
Teresina	79,9%	3724,24	5962,83	43525,61
Belo Horizonte	81,7%	4177,59	6532,09	44778,54
Rio Branco	83,2%	4442,47	6802,67	45728,11
Palmas	86,5%	5169,86	7656,10	47985,99

Ainda, na Tabela 22, nota-se que a probabilidade de viabilidade é menor do que 50% e a mediana do VPL é negativa para oito cidades. No cenário padrão (Figura 14), o VPL é negativo em dez cidades. No cenário 7 (reajuste de tarifa em linha com inflação e autoconsumo de 70%), há inviabilidade em sete cidades (ver Tabela 19) e nota-se que os resultados da simulação para o ano de 2015 estão em linha com o cenário 7 e o cenário padrão, como o esperado.

Tabela 23 - Resultados da simulação (2020) - viabilidade e VPL: mediana, média e desvio padrão.

2020				
Cidade	Probabilidade (viável)	Mediana (R\$)	Média (R\$)	Desvio padrão (R\$)
Macapá	66,1%	1.479,17	3.111,92	27.191,36
São Paulo	67,7%	1.646,22	3.342,26	27.502,45
Boa Vista	81,3%	3.533,20	5.450,56	33.508,40
Vitória	80,4%	3.463,13	5.458,54	32.892,05
Brasília	84,6%	4.113,34	6.217,73	35.008,90
Manaus	84,7%	4.134,55	6.244,78	35.063,10
Curitiba	85,2%	4.320,66	6.468,40	35.408,61
Recife	87,0%	4.568,19	6.740,84	36.412,29
Fortaleza	88,4%	4.957,74	7.216,36	37.421,84
Florianópolis	88,7%	5.008,41	7.270,59	37.729,85
Salvador	92,5%	6.245,15	8.716,31	41.294,41
João Pessoa	92,4%	6.251,55	8.732,38	41.263,30
Brasil (27 capitais)	90,1%	6.268,92	8.771,17	42.177,58
Natal	93,4%	6.646,59	9.193,10	42.650,03
Belém	94,1%	6.902,46	9.473,44	43.456,19
Campo Grande	94,0%	6.909,10	9.504,72	43.435,95
Goiânia	94,0%	7.048,90	9.672,90	43.561,43
Porto Alegre	94,2%	7.067,07	9.687,61	43.765,61
Aracaju	94,2%	7.087,62	9.709,45	43.759,98
Cuiabá	94,8%	7.421,96	10.099,00	44.895,67
Rio de Janeiro	94,8%	7.490,49	10.183,26	45.003,74
Porto Velho	96,6%	8.565,44	11.425,31	48.443,46
Maceió	96,6%	8.606,73	11.479,11	48.545,30
São Luis	96,7%	8.685,67	11.525,15	48.979,77
Teresina	96,6%	8.713,55	11.601,32	48.867,95
Belo Horizonte	97,1%	9.238,07	12.242,72	50.214,19
Rio Branco	97,5%	9.513,81	12.546,65	51.227,40
Palmas	98,1%	10.325,35	13.507,22	53.645,87

Na Tabela 23 são apresentados os resultados da simulação para o ano de 2020. Em nenhum dos casos a mediana do VPL apresenta-se negativa e, no melhor dos casos a probabilidade de viabilidade é maior do que 98%, enquanto no pior caso a probabilidade de viabilidade ultrapassa os 66%.

Na Tabela 24, são apresentadas as diferenças das simulações entre os anos de 2015 e 2020, nota-se um aumento de quase R\$ 5 mil na mediana para as 27 capitais e de, aproximadamente, 28 pontos percentuais na probabilidade de viabilidade.

Tabela 24 - Diferenças entre 2015 e 2020.

2015 – 2020		
Cidade	ΔProbabilidade de viabilidade (p.p.)	ΔMediana (VPL – R\$)
Macapá	43,3	4300,10
São Paulo	43,2	4313,06
Boa Vista	41,7	4538,83
Vitória	40,7	4491,49
Brasília	39,3	4544,32
Manaus	39,2	4544,42
Curitiba	37,9	4576,03
Recife	37,2	4592,19
Fortaleza	35,5	4628,67
Florianópolis	35,4	4624,56
Salvador	29,0	4771,81
João Pessoa	29,0	4765,00
Brasil (27 capitais)	27,9	4798,85
Natal	26,5	4768,54
Belém	25,0	4808,90
Campo Grande	24,8	4794,27
Goiânia	24,4	4847,61
Porto Alegre	24,2	4845,21
Aracaju	24,2	4855,78
Cuiabá	22,4	4860,83
Rio de Janeiro	22,0	4896,24
Porto Velho	17,3	4976,78
Maceió	17,2	4977,68
São Luis	16,7	4983,73
Teresina	16,7	4989,31
Belo Horizonte	15,4	5060,48
Rio Branco	14,3	5071,34
Palmas	11,6	5155,50

Ainda, nota-se que a probabilidade de viabilidade aumentou mais (em pontos percentuais) nas cidades onde a probabilidade é mais baixa em 2015, em São Paulo e Macapá, por exemplo, há uma diferença maior do que 43 pontos percentuais, enquanto a diferença em Palmas é de aproximadamente 12 pontos percentuais. Quanto ao VPL, a diferença de sua mediana para os dois anos ficou entre R\$ 4,3 mil e R\$ 5,1 mil, não apresentando diferença expressiva entre as cidades mais ou menos favoráveis.

Figura 21 - Probabilidade de viabilidade econômica da microgeração fotovoltaica

Nas figuras Figura 21 e Figura 22, é possível ver, graficamente, as diferenças na probabilidade de viabilidade econômica e no VPL para os dois anos em análise. Embora, para o ano de 2015, já exista viabilidade da microgeração fotovoltaica para muitas das capitais brasileiras, em 2020, a expectativa é que exista viabilidade plena.

Figura 22 - Mediana do VPL para a microgeração fotovoltaica.

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 considerado, já em 2015, há previsão de viabilidade da microgeração na maioria das capitais brasileiras. Nos cenários alternativos também há viabilidade na maioria dos casos. Não há viabilidade em nenhuma capital brasileira apenas no cenário 1, no qual se considera um reajuste anual da tarifa de energia elétrica de 3,3%, ou seja, um ajuste real negativo. 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 para um autoconsumo a partir de 30% e, finalmente, nos cenários onde o reajuste tarifário de energia elétrica se dá acima da inflação, há viabilidade em praticamente todas as capitais brasileiras.

A fim de se avaliar as condições futuras, foi utilizada a simulação de Monte Carlo e os resultados se apresentaram bem favoráveis à microgeração fotovoltaica no ano de 2020. A probabilidade de viabilidade econômica da microgeração nas 27 capitais do país, sob o ponto de vista do consumidor, passa de 62,1% em 2015 para 90,1% em 2020. Na cidade menos favorável a probabilidade de viabilidade ultrapassa os 66% em 2020, enquanto no melhor caso ultrapassa os 98%.

Esta melhora nas condições se dá principalmente na diminuição de custos relacionados aos sistemas fotovoltaicos, que tendem a cair, principalmente, devido aos processos produtivos e um amadurecimento do mercado. Além disso, há uma trajetória crescente nas tarifas de energia elétrica, a qual torna a microgeração cada vez mais atrativa.

Limitações

Existem algumas variáveis que não foram consideradas no trabalho, tais como a possibilidade de um aumento na eficiência dos equipamentos fotovoltaicos e um aumento na vida útil dos sistemas, o que torna a análise mais conservadora. No modelo não se considerou o efeito da temperatura dos módulos na sua eficiência, visto que a eficiência dos módulos diminui com o aumento de temperatura, embora a eficiência global do sistema esteja implícita na *Performance Ratio* (PR) considerada em 75%.

Outra variável não considerada no trabalho é o custo com a adequação do sistema de medição de energia elétrica que, atualmente, deve ser pago pelo próprio consumidor¹⁸. Atualmente, no mercado, existem medidores bidirecionais com preços praticados próximos de R\$350, considerando-se um custo de R\$80 para o medidor convencional, a diferença estaria abaixo dos R\$300¹⁹. A tendência é que devido à economia de escala e amadurecimento de mercado a trajetória de preço destes medidores seja de queda nos próximos anos. Ainda, por parte das concessionárias, algumas vezes exigem-se outras adequações além do medidor, como a caixa de medição e outros equipamentos de conexão à rede, as quais não foram consideradas na análise, visto que o mercado é incipiente e estas exigências tendem a ficar mais claras com o amadurecimento do mercado.

Por fim, este estudo abordou a microgeração com as condições regulatórias atuais. Espera-se que até 2017 a Resolução Normativa 482/ANEEL passe por revisão, conforme o art. 15 do capítulo VI da Resolução: “A ANEEL irá revisar esta Resolução em até cinco anos após sua publicação”.

¹⁸ O valor pago refere-se à diferença entre o medidor para o sistema de compensação de energia e o sistema de medição convencional (Capítulo IV da Resolução Normativa 482/ANEEL).

¹⁹ O preço do medidos varia para casos monofásicos ou bifásicos. Estes valores são aproximados e podem variar de acordo com a concessionária, região e fabricante do equipamento.

Comparação com outros estudos e discussão

Nos estudos onde há uma discussão sobre a paridade tarifária ou viabilidade de geração distribuída, é muito comum que se compare o LCOE com as tarifas praticadas pelas concessionárias de distribuição como, por exemplo, em (EPE, 2012). Desta forma considera-se que há viabilidade econômica quando o custo nivelado da energia é menor do que as tarifas praticadas. Entretanto, quando se faz a análise utilizando o método do fluxo de caixa descontado, os reajustes futuros das tarifas de energia impactam diretamente no resultado, como se pode observar nos cenários apresentados neste estudo. Assim, podem ocorrer casos nos quais há valores semelhantes para o LCOE e condições de viabilidade bem diferentes, devido aos reajustes tarifários de energia elétrica (vide Tabela 18, cenários 4, 8 e 12). De fato, não é tarefa trivial a previsão nos reajustes tarifários, conforme se nota pelos dados históricos apresentados, as tarifas não seguem trajetórias bem definidas e em linha com a inflação (ver seção 2.3 e Tabela 5).

(MONTENEGRO, 2013) realiza a análise para 27 capitais considerando reajustes tarifários de energia elétrica entre 1% e 5%, pois toma como base os oito anos anteriores a 2013. Pela Figura 8 e Tabela 5 nota-se que no período considerado as tarifas de energia elétrica cresceram abaixo da inflação, ou seja, tiveram reajuste real negativo. Quando se toma um período de análise mais abrangente (desde 1995), esta tendência não se confirma. Embora estas premissas relacionadas ao reajuste de tarifa diminuam a viabilidade, no estudo adota-se uma taxa de desconto de aproximadamente 6% (toma-se a rentabilidade da caderneta de poupança como referência), o que compensa os baixos reajustes de tarifa considerados. É importante lembrar que na época em que o trabalho foi realizado havia um contexto de esforços na diminuição das tarifas de energia elétrica (vide Lei nº 12.783/2013).

(BENEDITO, 2009) realiza um estudo a fim de verificar em quanto tempo ocorreria a paridade tarifária entre geração fotovoltaica e a tarifa de energia elétrica convencional no Brasil, para um reajuste tarifário anual entre 5% e 10%, a expectativa é que a partir de 2009 ocorresse a paridade tarifária entre 5 e 8 anos, aproximadamente. Nota-se que a previsão no estudo se confirma em seu cenário padrão, o qual aponta para a ocorrência da paridade tarifária no Brasil entre 2014 e 2017.

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, em condições de baixo nível de água nos reservatórios, nas quais o custo de operação das usinas térmicas tem se mostrado muito alto, a geração distribuída pode ser vista como uma forma economicamente viável de poupar a energia armazenada na forma de energia potencial gravitacional e, assim, mitigar o acionamento de usinas custosas e poluentes.

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 185ª reunião do COPOM**. Disponível em: <<http://www.bcb.gov.br/?COPOM185/>>. Acesso em 05 set 2014.

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. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**. 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.

_____. **Balanco 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.

KROESE, D.P. **Monte Carlo methods**. School of Mathematics and Physics. The University of Queensland. Australia. 2011. Notas de Aula.

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.

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**. Agosto de 2014. Disponível em: <<http://www.photon.info/newsletter/document/87497.pdf>>. Acesso em: 10 Ago. 2014.

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

APÊNDICE C – DISTRIBUIÇÃO DE FREQUÊNCIA DO VPL (27 CAPITAIS)

ANEXOS

ANEXO A - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482, DE 17 DE ABRIL DE 2012

Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências.

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto na Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, no art. 4º, inciso XX, Anexo I, do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, na Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, na Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, no Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, o que consta no Processo nº 48500.004924/2010-51 e considerando:

as contribuições recebidas na Consulta Pública nº 15/2010, realizada por intercâmbio documental no período de 10 de setembro a 9 de novembro de 2010 e

as contribuições recebidas na Audiência Pública nº 42/2011, realizadas no período de 11 de agosto a 14 de outubro de 2011, resolve:

CAPÍTULO I

DAS DISPOSIÇÕES PRELIMINARES

Art. 1º Estabelecer as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuídas aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia elétrica. .

Art. 2º Para efeitos desta Resolução, ficam adotadas as seguintes definições:

I - microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 100 kW e que utilize fontes com base em energia hidráulica, solar,

eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;

II - minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW para fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;

III - sistema de compensação de energia elétrica: sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração distribuída ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa dessa mesma unidade consumidora ou de outra unidade consumidora de mesma titularidade da unidade consumidora onde os créditos foram gerados, desde que possua o mesmo Cadastro de Pessoa Física (CPF) ou Cadastro de Pessoa Jurídica (CNPJ) junto ao Ministério da Fazenda. (Redação dada pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)

CAPÍTULO II

DO ACESSO AOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Art. 3º As distribuidoras deverão adequar seus sistemas comerciais e elaborar ou revisar normas técnicas para tratar do acesso de microgeração e minigeração distribuída, utilizando como referência os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, as normas técnicas brasileiras e, de forma complementar, as normas internacionais.

§1º O prazo para a distribuidora efetuar as alterações de que trata o *caput* e publicar as referidas normas técnicas em seu endereço eletrônico é de 240 (duzentos e quarenta) dias, contados da publicação desta Resolução.

§2º Após o prazo do § 1º, a distribuidora deverá atender às solicitações de acesso para microgeradores e minigeradores distribuídos nos termos da Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST.

Art.4º Fica dispensada a assinatura de contratos de uso e conexão na qualidade de central geradora para a microgeração e minigeração distribuída que participe do sistema de compensação de energia elétrica da distribuidora, nos termos do Capítulo III, sendo suficiente a celebração de Acordo Operativo para os minigeradores ou do Relacionamento Operacional para os microgeradores. (Redação dada pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)

§1º A potência instalada da microgeração ou minigeração distribuída participante do sistema de compensação de energia elétrica fica limitada à carga instalada, no caso de unidade consumidora do grupo B, ou à demanda contratada, no caso de unidade consumidora do grupo A. (Incluído pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)

§2º Caso o consumidor deseje instalar microgeração ou minigeração distribuída com potência superior ao limite estabelecido no §1º, deve solicitar aumento da carga instalada, no caso de unidade consumidora do grupo B, ou aumento da demanda contratada, no caso de unidade consumidora do grupo A. (Incluído pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)

Art. 5º Quando da conexão de nova unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída, ou no caso do §2º do art. 4º, aplicam-se as regras de participação financeira do consumidor definidas em regulamento específico. (Redação dada pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)

Parágrafo único. Os custos de eventuais ampliações ou reforços no sistema de distribuição em função exclusivamente da conexão de microgeração ou minigeração distribuída participante do sistema de compensação de energia elétrica não deverão fazer parte do cálculo da participação financeira do consumidor, sendo integralmente arcados pela distribuidora. (Incluído pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)

CAPÍTULO III

DO SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Art. 6º O consumidor poderá aderir ao sistema de compensação de energia elétrica, observadas as disposições desta Resolução. (Redação dada pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)

§1º Para fins de compensação, a energia ativa injetada no sistema de distribuição pela unidade consumidora, será cedida a título de empréstimo gratuito para a distribuidora, passando a unidade consumidora a ter um crédito em quantidade de energia ativa a ser consumida por um prazo de 36 (trinta e seis) meses. (Incluído pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)

§2º A adesão ao sistema de compensação de energia elétrica não se aplica aos consumidores livres ou especiais. (Incluído pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)

Art. 7º No faturamento de unidade consumidora integrante do sistema de compensação de energia elétrica deverão ser observados os seguintes procedimentos:

I - deverá ser cobrado, no mínimo, o valor referente ao custo de disponibilidade para o consumidor do grupo B, ou da demanda contratada para o consumidor do grupo A, conforme o caso.

II - o consumo de energia elétrica ativa a ser faturado é a diferença entre a energia consumida e a injetada, por posto tarifário, quando for o caso, devendo a distribuidora utilizar o excedente que não tenha sido compensado no ciclo de faturamento corrente para abater o consumo medido em meses subsequentes. (Redação dada pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)

III - caso existam postos tarifários e a energia ativa injetada em um determinado posto tarifário seja superior à consumida, a diferença deverá ser utilizada para compensação em outros postos tarifários dentro do mesmo ciclo de faturamento, devendo ser observada a relação entre os valores das tarifas de energia – TE, conforme definição da Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010, se houver. (Redação dada pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)

IV - os montantes de energia ativa injetada que não tenham sido compensados na própria unidade consumidora poderão ser utilizados para compensar o consumo de outras unidades previamente cadastradas para esse fim e atendidas pela mesma distribuidora, cujo titular seja o mesmo da unidade com sistema de compensação de energia elétrica, possuidor do mesmo Cadastro de Pessoa Física (CPF) ou Cadastro de Pessoa Jurídica (CNPJ) junto ao Ministério da Fazenda. (Redação dada pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)

V - o consumidor deverá definir a ordem de prioridade das unidades consumidoras participantes do sistema de compensação de energia elétrica, devendo a unidade consumidora onde se encontra instalada a geração ser a primeira a ter seu consumo compensado. (Redação dada pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)

VI - em cada unidade consumidora participante do sistema de compensação de energia elétrica, a compensação deve se dar primeiramente no posto tarifário em que ocorreu a geração e, posteriormente, nos demais postos tarifários, devendo ser observada a relação entre os valores das tarifas de energia – TE para diferentes postos tarifários de uma mesma unidade consumidora, conforme definição da Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010, se houver. (Redação dada pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)

VII - os créditos de energia ativa resultantes após compensação em todos os postos tarifários e em todas as demais unidades consumidoras, conforme incisos II a VI, expirarão 36 (trinta e seis) meses após a data do faturamento e serão revertidos em prol da modicidade tarifária sem que o consumidor faça jus a qualquer forma de compensação após esse prazo.

VIII - eventuais créditos de energia ativa existentes no momento do encerramento da relação contratual do consumidor serão revertidos em prol da modicidade tarifária sem que o consumidor faça jus a qualquer forma de compensação. (Redação dada pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)

IX - a fatura deverá conter a informação de eventual saldo positivo de energia ativa para o ciclo subsequente em quilowatt-hora (kWh), por posto tarifário, quando for o caso, e também o total de créditos que expirarão no próximo ciclo. (Incluído pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)

X - os montantes líquidos apurados no sistema de compensação de energia elétrica serão considerados no cálculo da sobrecontratação de energia para efeitos tarifários, sem reflexos na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, devendo ser registrados contabilmente, pela distribuidora, conforme disposto no Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica. (Incluído pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)

XI - Para as unidades consumidoras atendidas em tensão primária com equipamentos de medição instalados no secundário dos transformadores deverá ser deduzida a perda por

transformação da energia injetada por essa unidade consumidora, nos termos do art. 94 da Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010. (Incluído pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)

Parágrafo único. Aplica-se de forma complementar as disposições da Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010, relativas aos procedimentos para faturamento.

CAPÍTULO IV

DA MEDIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Art. 8º Os custos referentes à adequação do sistema de medição, necessário para implantar o sistema de compensação de energia elétrica, são de responsabilidade do interessado.

§1º O custo de adequação a que se refere o *caput* é a diferença entre o custo dos componentes do sistema de medição requerido para o sistema de compensação de energia elétrica e o custo do medidor convencional utilizado em unidades consumidoras do mesmo nível de tensão.

§2º O sistema de medição deve observar as especificações técnicas do PRODIST e ser instalado pela distribuidora, que deve cobrar dos interessados o custo de adequação. (Redação dada pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)

§ 3º O sistema de medição deve ser registrado no ativo imobilizado em serviço, devendo a parcela de responsabilidade de o interessado ser contabilizada em contrapartida do Subgrupo Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica. (Redação dada pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)

Art. 9º Após a adequação do sistema de medição, a distribuidora será responsável pela sua operação e manutenção, incluindo os custos de eventual substituição ou adequação.

Art. 10. A distribuidora deverá adequar o sistema de medição dentro do prazo para realização da vistoria e ligação das instalações e iniciar o sistema de compensação de energia elétrica assim que for aprovado o ponto de conexão, conforme procedimentos e prazos estabelecidos na seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST.

CAPÍTULO V

DAS RESPONSABILIDADES POR DANO AO SISTEMA ELÉTRICO

Art. 11. Aplica-se o estabelecido no *caput* e no inciso II do art. 164 da Resolução Normativa nº 414 de 9 de setembro de 2010, no caso de dano ao sistema elétrico de distribuição comprovadamente ocasionado por microgeração ou minigeração distribuída incentivada.

Art.12. Aplica-se o estabelecido no art. 170 da Resolução Normativa nº 414, de 2010, no caso de o consumidor gerar energia elétrica na sua unidade consumidora sem observar as normas e padrões da distribuidora local.

Parágrafo único. Caso seja comprovado que houve irregularidade na unidade consumidora, nos termos do *caput*, os créditos de energia ativa gerados no respectivo período não poderão ser utilizados no sistema de compensação de energia elétrica.

CAPÍTULO VI

DAS DISPOSIÇÕES GERAIS

Art.13. Compete à distribuidora a responsabilidade pela coleta das informações das unidades geradoras junto aos microgeradores e minigeradores distribuídos e envio dos dados constantes nos Anexos das Resoluções Normativas nos 390 e 391, ambas de 15 de dezembro de 2009, para a ANEEL.

Art.14. Ficam aprovadas as revisões 4 do Módulo 1 – Introdução, e 4 do Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição, do PRODIST, de forma a contemplar a inclusão da Seção 3.7 – Acesso de Micro e Minigeração Distribuída com as adequações necessárias nesse Módulo.

Art. 15. A ANEEL irá revisar esta Resolução em até cinco anos após sua publicação.

Art. 16. Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

ANEXO B – Convênio ICMS Nº 6 DE 05/04/2013

Publicado no DOU de 12.04.13, pelo Despacho 73/13.

Estabelece disciplina para fins da 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 482/2012, da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL

O Conselho Nacional de Política Fazendária - CONFAZ, na sua 149ª reunião ordinária, realizada em Ipojuca, PE, no dia 5 de abril de 2013, tendo em vista o disposto no art. 9º, § 1º, inciso II, e § 2º, da Lei Complementar nº 87, de 13 de setembro de 1996, e nos arts. 102, 128 e 199 do Código Tributário Nacional - CTN (Lei nº 5.172, de 25 de outubro de 1966), resolve celebrar o seguinte

CONVÊNIO

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.

Cláusula segunda. A empresa distribuidora deverá emitir, mensalmente, a Nota Fiscal/Conta de Energia Elétrica, modelo 6, relativamente à saída de energia elétrica com destino a consumidor, na condição de microgerador ou de minigerador, participante do Sistema de Compensação de Energia Elétrica, com as seguintes informações:

I - o valor integral da operação, antes de qualquer compensação, correspondente à quantidade total de energia elétrica entregue ao destinatário, nele incluídos:

a) os valores e encargos inerentes à disponibilização da energia elétrica ao destinatário, cobrados em razão da conexão e do uso da rede de distribuição ou a qualquer outro título, ainda que devidos a terceiros;

b) o valor do ICMS próprio incidente sobre a operação, quando devido;

II - quando a operação estiver sujeita à cobrança do ICMS relativamente à saída da energia elétrica promovida pela empresa distribuidora:

a) como base de cálculo, o valor integral da operação de que trata o inciso I;

b) o montante do ICMS incidente sobre o valor integral da operação, cujo destaque representa mera indicação para fins de controle;

III - o valor correspondente à energia elétrica gerada pelo consumidor em qualquer dos seus domicílios ou estabelecimentos conectados à rede de distribuição operada pela empresa distribuidora e entregue a esta no mês de referência ou em meses anteriores, que for aproveitado, para fins de faturamento, como dedução do valor integral da operação de que trata o inciso I, até o limite deste, sob o Sistema de Compensação de Energia Elétrica;

IV - o valor total do documento fiscal cobrado do consumidor, o qual deverá corresponder ao valor integral da operação, de que trata o inciso I, deduzido do valor indicado no inciso III.

Cláusula terceira. O consumidor que, na condição de microgerador ou de minigerador, promover saída de energia elétrica com destino a empresa distribuidora, sujeita a faturamento sob o Sistema de Compensação de Energia Elétrica:

I - ficará dispensado de se inscrever no Cadastro de Contribuintes do ICMS e de emitir e escriturar documentos fiscais quando tais obrigações decorram da prática das operações em referência;

II - tratando-se de contribuinte do ICMS, deverá, relativamente a tais operações, emitir, mensalmente, Nota Fiscal eletrônica -NF-e, modelo 55.

Cláusula quarta. A empresa distribuidora deverá, mensalmente, relativamente às entradas de energia elétrica de que trata a cláusula terceira:

I - emitir NF-e, modelo 55, até o dia 15 (quinze) do mês subsequente, englobando todas as entradas de energia elétrica na rede de distribuição por ela operada, decorrentes de tais operações, fazendo nela constar, no campo "Informações Complementares", a chave de autenticação digital do arquivo de que trata o item 3.6 do Anexo Único, obtida mediante a aplicação do algoritmo MD5 - "Message Digest 5" de domínio público;

II - escriturar, no Livro Registro de Entradas, a NF-e referida no inciso I, ficando vedada a escrituração da NF-e de que trata o inciso II da cláusula terceira;

III - elaborar relatório conforme o disposto no Anexo Único no qual deverão constar, em relação a cada unidade consumidora, as seguintes informações:

a) o nome ou a denominação do titular;

b) o endereço completo;

c) o número da inscrição do titular no Cadastro de Pessoas Físicas (CPF), se pessoa natural, ou no Cadastro Nacional da Pessoa Jurídica (CNPJ), se pessoa jurídica, ambos da Receita Federal do Brasil (RFB);

d) o número de inscrição no Cadastro de Contribuintes do ICMS;

e) o número da instalação;

f) a quantidade e o valor da energia elétrica por ela remetida à rede de distribuição.

§ 1º O relatório de que trata o inciso III deverá:

I - conter os totais das quantidades e dos valores da energia elétrica objeto das operações nele discriminadas, correspondentes à entrada englobada de energia elétrica indicados na NF-e referida no inciso I do caput da cláusula quarta;

II - ser gravado em arquivo digital que deverá ser:

a) validado pelo programa validador, disponível para "download" no site do fisco da unidade federada;

b) transmitido ao fisco estadual, no mesmo prazo referido no inciso I do caput da cláusula quarta mediante a utilização do programa "Transmissão Eletrônica de Documentos - TED", disponível no site do fisco da unidade federada.

§ 2º As unidades federadas poderão, a seu critério, dispensar os contribuintes do cumprimento das obrigações previstas nesta cláusula e na cláusula terceira, em relação às operações internas, referentes à circulação de energia elétrica destinada aos seus respectivos territórios.

Cláusula quinta - O destaque do ICMS nos documentos fiscais referidos no inciso II da cláusula terceira e no inciso I da cláusula quarta deste Convênio deverá ser realizado conforme o regime tributário aplicável nos termos da legislação da unidade federada de destino da energia elétrica.

Cláusula sexta - Este convênio entrará em vigor na data de sua publicação, produzindo efeitos para os fatos geradores ocorridos a partir de 1º de maio de 2013.