

**UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA “JÚLIO DE MESQUITA FILHO”
FACULDADE DE ENGENHARIA
CAMPUS DE ILHA SOLTEIRA**

JOEL VILLAVICENCIO GASTELU

**ANÁLISE ESPACIAL DO POTENCIAL FOTOVOLTAICO EM TELHADOS DE
RESIDÊNCIAS USANDO MODELAGEM HIERÁRQUICA BAYESIANA**

Ilha Solteira
2016

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

JOEL VILLAVICENCIO GASTELU

**ANÁLISE ESPACIAL DO POTENCIAL FOTOVOLTAICO EM TELHADOS DE
RESIDÊNCIAS USANDO MODELAGEM BAYESIANA HIERÁRQUICA**

Dissertação apresentada à Faculdade de Engenharia do Campus de Ilha Solteira – UNESP como parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica. Área de Conhecimento: Automação.

Prof. Dr. Antônio Padilha Feltrin
Orientador

FICHA CATALOGRÁFICA

Desenvolvido pelo Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação

V727a Villavicencio Gastelu, Joel.
Análise espacial do potencial fotovoltaico em telhados de residências usando modelagem hierárquica bayesiana / Joel Villavicencio Gastelu. -- Ilha Solteira: [s.n.], 2016
101 f. : il.

Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira. Área de conhecimento: Automação, 2016

Orientador: Antônio Padilha Feltrin
Inclui bibliografia

1. Sistemas fotovoltaicos. 2. Modelo hierárquico bayesiano . 3. Modelo linear generalizado misto. 4. Sistema de distribuição elétrico. 5. Método de Monte Carlo via cadeias de Markov.

CERTIFICADO DE APROVAÇÃO

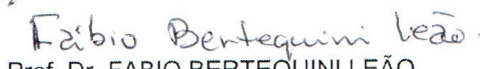
TÍTULO DA DISSERTAÇÃO: Análise espacial do potencial fotovoltaico em telhados de residências usando modelagem hierárquica bayesiana.

AUTOR: JOÉL VILLAVICENCIO GASTELÚ

ORIENTADOR: ANTONIO PADILHA FELTRIN

Aprovado como parte das exigências para obtenção do Título de Mestre em ENGENHARIA ELÉTRICA, área: AUTOMAÇÃO, pela Comissão Examinadora:


Prof. Dr. ANTONIO PADILHA FELTRIN
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira


Prof. Dr. FABIO BERTEQUINI LEÃO
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira


Prof. Dr. ODILON LUIS TORTELLI
Departamento de Engenharia Elétrica / Universidade Federal do Paraná

Ilha Solteira, 01 de março de 2016

DEDICO

A minha família, pela confiança depositada em mim.

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais: Claudio Villavicencio e Sonia Gastelu, pela formação esmerada e valores inculcados.

Aos Professores: Msc. Justo Yanque Montufar, Msc. Miguel Delgado León e Dr. Rubén Romero Lázaro, por fazerem possível começar esta nova experiência.

Ao Prof. Dr. Antônio Padilha Feltrin e ao Dr. Joel Melo Trujillo, pelo tempo dedicado no acompanhamento deste trabalho.

Aos meus colegas dos jogos de futebol, por ter sido o equilíbrio certo para manter o meu desempenho em toda esta etapa.

Aos docentes e funcionários do Departamento de Engenharia Elétrica e da Seção de Pós-graduação da FEIS/UNESP, pelos ensinamentos ministrados e sua cordialidade.

“Aquilo que se faz por amor está sempre além do bem e do mal”. Friedrich Nietzsche.

RESUMO

No presente trabalho tem-se como objetivo estimar o potencial fotovoltaico devido à instalação de sistemas fotovoltaicos em telhados de áreas residenciais. Na estimação desse potencial foram consideradas quatro grandezas: o nível de irradiação solar, a área aproveitável de telhado para a instalação dos sistemas fotovoltaicos, a eficiência de conversão dos sistemas fotovoltaicos e as probabilidades de instalação dos sistemas fotovoltaicos, que caracterizam as preferências dos habitantes à instalação desses sistemas. Um modelo hierárquico bayesiano foi proposto para o cálculo das probabilidades de instalação dos sistemas fotovoltaicos. Nesse modelo bayesiano é estabelecida uma relação entre as probabilidades de instalação, as variáveis socioeconômicas e as interações entre as subáreas, através de um modelo linear generalizado misto. O cálculo do valor esperado das probabilidades de instalação foi realizado usando o método de Monte Carlo via cadeias de Markov. Os resultados do potencial fotovoltaico são apresentados através de mapas temáticos, que permitem a visualização da distribuição espacial do seu valor esperado. Esta informação pode ajudar as concessionárias de distribuição no planejamento e expansão de suas redes elétricas em regiões com maior potencial de geração fotovoltaica.

Palavras-chave: Método de Monte Carlo via cadeias de Markov. Modelo hierárquico bayesiano. Modelo linear generalizado misto. Sistemas fotovoltaicos. Sistema de distribuição elétrico.

ABSTRACT

The present work aims to estimate the photovoltaic potential for installing solar panel on the rooftop of residential areas. The estimation of this potential considers four quantities: the solar radiation level, rooftop availability for installation of photovoltaic systems, conversion efficiency of the photovoltaic systems and the probabilities for the installation of photovoltaic systems that characterize the preferences of the inhabitants to the installation of such systems. A bayesian hierarchical model is proposed to calculate the installation probabilities of photovoltaic systems. This bayesian model establishes a relation among the installation probabilities, socioeconomic variables and interactions between subareas, through a generalized linear mixed model. The calculation of expected value of installation probabilities in each subarea is performed using the Markov Chain Monte Carlo method. Photovoltaic potential results are presented through thematic maps that allow the visualization of the spatial distribution of its expected value. This information can help to distribution utilities for planning and expansion of their networks in regions with the greatest potential for photovoltaic generation.

Keywords: Bayesian hierarchical model. Electrical distribution systems. Generalized linear mixed model. Markov chain Monte Carlo methods. Photovoltaic systems.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1	- Mapa de irradiação solar – Média anual (kWh/m ² /dia)	24
Figura 2	- Telhado típico de domicílio do tipo casa	27
Figura 3	- Telhado típico de domicílio do tipo apartamento	27
Figura 4	- Fluxograma do método para estimar a área aproveitável dos telhados em uma subárea	29
Figura 5	- Componentes de um modelo linear generalizado misto (MLGM)	36
Figura 6	- Estrutura utilizada no modelo hierárquico bayesiano para a estimação das preferências de instalação dos sistemas fotovoltaicos	37
Figura 7	- Influência da escolha da distribuição a priori “não informativa” (esquerda) ou “informativa” (direita) sobre a forma da distribuição a posteriori	39
Figura 8	- Fluxograma para a estimação do valor esperado das probabilidades de instalação	46
Figura 9	- Máxima penetração no mercado da tecnologia fotovoltaica em função do payback	59
Figura 10	- Método para avaliação de investimentos em sistemas fotovoltaicos	62
Figura 11	- Relação entre o método de avaliação de investimentos e o método para estimar as probabilidades de instalação	64
Figura 12	- Mapa temático da área do telhado aproveitável (m ²)	68
Figura 13	- Evolução anual do preço da tarifa de energia elétrica com impostos no setor residencial	76
Figura 14	- Mapa temático das probabilidades de instalação - Cenário acelerado - Esquema tarifário <i>net metering</i> (esquerda) e <i>feed-in</i> (direita)	84
Figura 15	- Mapa temático do potencial fotovoltaico (kW), sem considerar as probabilidades de instalação	85
Figura 16	- Mapa temático do potencial fotovoltaico (kW), considerando as probabilidades de instalação - Cenário acelerado - Esquema tarifário <i>net metering</i> (esquerda) e <i>feed-in</i> (direita)	86
Figura 17	- Comparação entre as porcentagens de penetração da tecnologia fotovoltaica	89
Figura 18	- Comparação da evolução da tarifa de energia do setor residencial (US\$)	90

LISTA DE TABELAS

Tabela 1	- Área média dos telhados por tipo de domicílio	66
Tabela 2	- Taxa de aproveitamento do telhado para domicílios do tipo casa e apartamento ocupação, T_{apr}	67
Tabela 3	- Eficiência total de conversão de energia, n_{TOT} , para as tecnologias monocristalina, policristalina e filme fino	69
Tabela 4	- Classes econômicas segundo o nível de renda familiar	70
Tabela 5	- Características dos cenários de análise	71
Tabela 6	- Faixa de consumo de energia, segundo as classes econômicas	72
Tabela 7	- Consumo faturado médio de energia, de acordo com a faixa de consumo (kWh/mês)	72
Tabela 8	- Capacidades instaladas, segundo as classes econômicas	73
Tabela 9	- Custos de equipamento do sistema fotovoltaico	74
Tabela 10	- Custos de outros equipamentos, materiais e instalação do sistema fotovoltaico	74
Tabela 11	- Resumo de custos de investimento em sistemas fotovoltaicos	74
Tabela 12	- Custo de investimento inicial, C_{sist} , segundo a classe econômica	75
Tabela 13	- Indicadores de avaliação de investimento – Cenário conservador – Esquema tarifário <i>net metering</i>	78
Tabela 14	- Indicadores de avaliação de investimento – Cenário moderado – Esquema tarifário <i>net metering</i>	78
Tabela 15	- Indicadores de avaliação de investimento – Cenário acelerado – Esquema tarifário <i>net metering</i>	79
Tabela 16	- Indicadores de avaliação de investimento – Cenário conservador – Esquema tarifário <i>feed-in tariffs</i>	80
Tabela 17	- Indicadores de avaliação de investimento – Cenário moderado – Esquema tarifário <i>feed-in tariffs</i>	80
Tabela 18	- Indicadores de avaliação de investimento – Cenário acelerado – Esquema tarifário <i>feed-in tariffs</i>	80
Tabela 19	- Número de domicílios candidatos à instalação dos sistemas fotovoltaicos, segundo a classe econômica e cenário de análise - Esquema tarifário <i>net metering</i>	81
Tabela 20	- Número de domicílios candidatos à instalação dos sistemas fotovoltaicos, segundo classe econômica e cenário de análise - Esquema tarifário <i>feed-in tariffs</i>	81
Tabela 21	- Potencial fotovoltaico do município (MW): sem considerar as probabilidades de instalação, e considerando as probabilidades de instalação nos diferentes cenários de análise e esquemas tarifários	86
Tabela 22	- Comparação de dados de entrada para a estimação do potencial fotovoltaico	87
Tabela 23	- Porcentagens de domicílios candidatos à instalação dos sistemas fotovoltaicos	88
Tabela 24	- Características do cenário australiano e o estudo de caso	89
Tabela 25	- Porcentagens de domicílios candidatos à instalação dos sistemas fotovoltaicos: (1) considerando o custo unitário calculado para o município em estudo, (2) considerando o custo unitário da Austrália - Esquema tarifário <i>net metering</i>	91
Tabela 26	- Porcentagens de domicílios candidatos à instalação dos sistemas	91

fotovoltaicos: (1) considerando o custo unitário calculado para o município em estudo, (2) considerando o custo unitário da Austrália
- Esquema tarifário *feed-in*

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

BPL	Benefício Presente Líquido
CPL	Custo Presente Líquido
CNE	Custo Nivelado de Energia
MCCM	Monte Carlo via cadeias de Markov
MLGM	Modelo Lineal Generalizado Misto
TIR	Taxa Interna de Retorno
VPL	Valor Presente Líquido
SFV	Sistema fotovoltaico
\$	Unidade monetária
US\$	Dólares americanos

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	16
1.1	EXPOSIÇÃO DO PROBLEMA.....	17
1.2	OBJETIVOS.....	17
1.2.1	Objetivo geral.....	17
1.2.2	Objetivos específicos.....	17
1.3	JUSTIFICATIVA.....	18
1.4	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	18
1.5	CONTRIBUIÇÃO DO TRABALHO.....	21
1.6	ESTRUTURA DO TRABALHO.....	22
2	POTENCIAL FOTOVOLTAICO EM ZONAS RESIDENCIAIS.....	23
2.1	NÍVEIS DE IRRADIAÇÃO SOLAR.....	23
2.2	ÁREA APROVEITÁVEL DOS TELHADOS PARA INSTALAÇÃO DE PAINÉIS SOLARES.....	24
2.2.1	Cálculo da área dos telhados.....	25
2.2.2	Taxa de aproveitamento das áreas dos telhados.....	26
2.2.3	Cálculo da área aproveitável dos telhados.....	28
2.3	EFICIÊNCIA DE CONVERSÃO DE ENERGIA DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.....	29
2.4	ESTIMAÇÃO DO POTENCIAL FOTOVOLTAICO.....	30
3	ANÁLISE ESPACIAL DAS PREFERÊNCIAS DOS HABITANTES À INSTALAÇÃO DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.....	32
3.1	MODELO HIERÁRQUICO BAYESIANO.....	32
3.1.1	Teorema de Bayes.....	32
3.1.2	Dados de entrada.....	34
3.1.3	Processamento dos dados.....	34
3.1.4	Primeiro nível: função de verossimilhança.....	38
3.1.5	Segundo nível: definição das distribuições a priori.....	38
3.1.6	Terceiro nível: definição das distribuições hiperpriori.....	41
3.1.7	Distribuição a posteriori.....	42
3.2	MÉTODO DE MONTE CARLO VIA CADEIAS DE MARKOV.....	44
3.3	MÉTODO PROPOSTO PARA A ESTIMAÇÃO DAS PROBABILIDADES DE INSTALAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.....	45
4	ANÁLISE ECONÔMICA DE INVESTIMENTO.....	48
4.1	ANÁLISE DE INVESTIMENTO.....	48
4.1.1	Custos.....	49
4.1.2	Receitas.....	50
4.2	VALOR PRESENTE DE UM FLUXO DE CAIXA.....	52
4.2.1	Taxa de atualização real.....	53
4.3	MÉTODOS DE AVALIAÇÃO DE INVESTIMENTO.....	54
4.3.1	Valor presente líquido.....	55
4.3.2	Taxa interna de retorno.....	55
4.3.3	O tempo de retorno de investimento.....	56
4.3.4	Custo nivelado de energia.....	57

4.4	INSERÇÃO DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.....	58
4.5	MÉTODO PROPOSTO PARA A ESTIMAÇÃO DO NÚMERO DE DOMICÍLIOS CANDIDATOS À INSTALAÇÃO DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.....	59
5	ESTUDO DE CASO.....	63
5.1	COLETA E PROCESSAMENTO DE INFORMAÇÕES.....	64
5.1.1	Nível de irradiação solar.....	64
5.1.2	Área aproveitável dos telhados dos domicílios.....	64
<i>5.1.2.1</i>	<i>Dados sobre o número de domicílios do tipo casa e apartamento.....</i>	<i>65</i>
<i>5.1.2.2</i>	<i>Área média e coeficientes de redução de área do telhado.....</i>	<i>66</i>
<i>5.1.2.3</i>	<i>Coeficientes de redução de área de telhado e taxa de aproveitamento.....</i>	<i>66</i>
<i>5.1.2.4</i>	<i>Área de telhado aproveitável para a instalação de painéis solares.....</i>	<i>67</i>
5.1.3	Eficiência de conversão de energia dos sistemas fotovoltaicos.....	68
5.1.4	Dados para obter as probabilidades de instalação dos habitantes.....	69
<i>5.1.4.1</i>	<i>Capacidades instaladas dos sistemas fotovoltaicos.....</i>	<i>71</i>
<i>5.1.4.2</i>	<i>Custos de investimento no projeto de instalação do sistema fotovoltaico.....</i>	<i>73</i>
<i>5.1.4.3</i>	<i>Tarifa de energia elétrica do setor residencial.....</i>	<i>75</i>
<i>5.1.4.4</i>	<i>Receitas obtidas pela energia gerada.....</i>	<i>76</i>
<i>5.1.4.5</i>	<i>Taxas de atualização.....</i>	<i>77</i>
<i>5.1.4.6</i>	<i>Número de domicílios candidatos à instalação dos sistemas fotovoltaicos.....</i>	<i>77</i>
5.2	PLATAFORMAS COMPUTACIONAIS UTILIZADAS.....	82
5.3	RESULTADOS.....	83
5.3.1	Probabilidades de instalação dos sistemas fotovoltaicos.....	83
5.3.2	Estimação do potencial fotovoltaico.....	84
5.4	DISCUSSÃO DE RESULTADOS.....	87
5.4.1	Estimação do potencial fotovoltaico por regiões no Brasil.....	87
5.4.2	Crescimento do número de domicílios com sistemas fotovoltaicos observado na Austrália.....	89
6	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS.....	93
6.1	TRABALHOS FUTUROS.....	94
	REFERÊNCIAS.....	95

1 INTRODUÇÃO

Atualmente, a busca de novas fontes de energia renováveis e amigáveis ao meio ambiente está sendo o objetivo de muitos governos ao redor do mundo para suprir parte de suas demandas por energia (HAMMONS et al., 2000; RENEWABLES 2015 GLOBAL STATUS REPORT, 2015; ZAHEDI, 2010). Entre essas fontes renováveis, a geração de energia através de painéis solares alocados nos telhados de domicílios residenciais tem sido utilizada em muitos países como, por exemplo, a Itália, a Austrália, o Japão e a Espanha (BERGAMASCO; ASINARI, 2011; MOUNTAIN; SZUSTER, 2015; OGIMOTO et al., 2013; ORDÓÑEZ, 2010).

A instalação dos sistemas fotovoltaicos nos telhados de domicílios residenciais depende de diversos fatores tais como: políticas de incentivo, preço da tecnologia dos sistemas fotovoltaicos, renda familiar, faixa de consumo de energia e tarifa da energia elétrica (MIRANDA; SZKLO; SCHAEFFER, 2015; SPERTINO; DI LEO; COCINA, 2013; ZAHEDI; JUN, 2012). A integração desses sistemas fotovoltaicos às redes de distribuição de energia elétrica tem motivado a realização de vários estudos destinados a determinar seus impactos futuros e sua viabilidade econômica.

Nos últimos anos, estudos econômicos têm sido realizados para estimar o potencial dos sistemas fotovoltaicos alocados nos telhados de zonas residenciais, proporcionando informação para o planejamento e expansão dos sistemas de distribuição de energia elétrica (CELLURA et al., 2012; MIRANDA; SZKLO; SCHAEFFER, 2015; ORIOLI; DI GANGI, 2014; SPERTINO; DI LEO; COCINA, 2013; TALAVERA et al., 2008; TUDISCA et al., 2013). Esses estudos foram desenvolvidos empregando uma abordagem determinística em que não são consideradas as características socioeconômicas (BERGAMASCO; ASINARI, 2011; IZQUIERDO; RODRIGUES; FUEYO, 2008; LANGE, 2012; MAINZER et al., 2014; ORDÓÑEZ et al., 2010; WIGINTON; NGUYEN; PEARCE, 2010), as quais podem influenciar na determinação da quantidade de domicílios com rendimento econômico suficiente à instalação dos sistemas fotovoltaicos.

Neste trabalho, propõe-se uma abordagem probabilística para estimar o potencial fotovoltaico, através da inclusão das preferências dos habitantes à instalação dos sistemas fotovoltaicos. Essas preferências são caracterizadas por meio das probabilidades de instalação desses sistemas, calculadas usando um modelo hierárquico bayesiano que considera a dependência espacial das características socioeconômicas. O cálculo do valor esperado das

probabilidades de instalação é realizado usando o método de simulação de Monte Carlo via cadeias de Markov.

1.1 EXPOSIÇÃO DO PROBLEMA

Uma melhor caracterização do potencial fotovoltaico deve incluir em sua estimação a dependência espacial das variáveis socioeconômicas, pois estas podem limitar o número de domicílios com viabilidade econômica para instalar os sistemas fotovoltaicos. Neste trabalho, a dependência espacial das variáveis socioeconômicas é considerada através de um modelo hierárquico bayesiano.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo geral

Estimar o potencial fotovoltaico devido à instalação dos sistemas fotovoltaicos alocados em telhados residenciais através de uma metodologia probabilística que permita incluir a dependência espacial das características socioeconômicas na zona de estudo.

1.2.2 Objetivos específicos

Para atingir o objetivo principal, os seguintes objetivos devem ser alcançados:

- 1) Determinar os níveis de irradiação solar na zona de estudo;
- 2) Calcular a superfície de telhado aproveitável para a instalação dos sistemas fotovoltaicos;
- 3) Estimar o número de domicílios candidatos à instalação dos sistemas fotovoltaicos;
- 4) Desenvolver um método que permita obter o valor esperado das probabilidades de instalação dos sistemas fotovoltaicos por parte dos habitantes;
- 5) Calcular o valor esperado do potencial fotovoltaico na região de estudo.

1.3 JUSTIFICATIVA

A geração de energia através de sistemas fotovoltaicos alocados nos telhados de domicílios residenciais diminuirá a quantidade de energia solicitada por esses domicílios da rede concessionária. Além disso, em países onde a legislação permita, pode acontecer uma exportação da energia gerada à rede da concessionária. Nesse cenário, a concessionária precisa estimar o potencial fotovoltaico, a fim de avaliar as mudanças técnicas que esses sistemas fotovoltaicos possam trazer a suas redes elétricas, como, por exemplo, nos perfis de tensão, fatores de carga e no carregamento dos cabos de energia. (HO; KIM, 2013; WATSON et al., 2016). Portanto, o valor do potencial fotovoltaico é uma informação importante para os estudos de previsão de carga, planejamento e expansão, realizados pelas concessionárias de energia.

O acumulado da energia fotovoltaica gerada pelos sistemas fotovoltaicos do setor residencial representa a quantidade de energia que a concessionária de distribuição vai deixar de atender. Portanto, a compra de energia que vá a fazer do mercado elétrico apresentará mudanças. No caso do Brasil, por exemplo, a compra de energia do mercado elétrico por parte das concessionárias para suprir as demandas dos seus usuários, deve ser feita com até cinco anos de antecedência (BRASIL, 2004). Assim, a estimativa do potencial fotovoltaico se apresenta como uma informação importante para os estudos de previsão de carga a serem realizados pelas concessionárias, para antecipar seus planos de compra de energia.

1.4 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A avaliação do potencial fotovoltaico em áreas residenciais tem sido realizada por vários autores através de diferentes abordagens e níveis de complexidade. Alguns desses autores estimaram o potencial fotovoltaico focando-se principalmente na técnica ou na ferramenta computacional utilizada para estimar a área de telhado dos domicílios onde poderiam ser instalados os painéis solares, sem considerar a viabilidade econômica da instalação dos sistemas fotovoltaicos nos domicílios (BERGAMASCO; ASINARI, 2011; IZQUIERDO; RODRIGUES; FUEYO, 2008; LANGE, 2012; MAINZER et al., 2014; ORDÓÑEZ et al., 2010; WIGINTON; NGUYEN; PEARCE, 2010). Outros autores consideram o aspecto econômico através da inclusão de uma avaliação econômica de investimento dos sistemas fotovoltaicos. Essa avaliação econômica permite estimar o potencial fotovoltaico levando em conta somente os domicílios com viabilidade econômica

(CELLURA et al., 2012; MIRANDA; SZKLO; ORIOLI; DI GANGI, 2014; SCHAEFFER, 2015; SPERTINO; DI LEO; COCINA, 2013; TALAVERA et al., 2008; TUDISCA et al., 2013). A seguir são descritos brevemente os trabalhos citados de maior relevância.

Izquierdo, Rodrigues e Fueyo (2008) apresentaram uma metodologia para estimar a área aproveitável dos telhados sobre edificações existentes para a instalação de painéis solares. Os dados de entrada dessa metodologia são: informações sobre uso do solo, densidade de edificações, densidade populacional, e um conjunto de mapas georreferenciados referentes às áreas urbanas em análise. Na estimação da área aproveitável, são considerados coeficientes de redução das áreas dos telhados a fim de considerar o sombreamento, a instalação de antenas, construção de janelas, entre outros fatores que possam reduzir a área de aproveitamento para instalação de painéis solares. A contribuição dessa metodologia é a sua escalabilidade e a possibilidade de ser usado a partir de um nível regional para níveis continentais.

Considerando a conexão dos sistemas fotovoltaicos à rede elétrica, Ordóñez et al. (2010) determinaram o potencial fotovoltaico de painéis solares instalados em telhados residenciais. Essa metodologia envolve em primeiro lugar uma descrição das características de construção necessárias a classificação dos tipos de telhados existentes. Dessa forma, a área aproveitável dos telhados para a instalação dos sistemas fotovoltaicos é calculada incluindo os coeficientes de redução de área. As características de irradiação média solar e as restrições técnicas dos sistemas fotovoltaicos também são consideradas na estimativa da quantidade de energia anual que poderia ser gerado pelos painéis solares.

Wiginton; Nguyen; Pearce (2010) utilizam sistemas de informação geográfica (SIG) e técnicas de reconhecimento de imagens, com o intuito de determinar a área dos telhados disponível para instalação dos sistemas fotovoltaicos. A metodologia desenvolvida possui cinco etapas para estimar o potencial fotovoltaico: a primeira etapa consiste na divisão geográfica da zona de estudo em subáreas; na segunda, gera-se uma amostra dessas subáreas através de um programa de reconhecimento de imagens; na terceira, extrapola-se a amostra para obter a área disponível dos telhados através do uso da relação entre área de telhado e a quantidade populacional; na quarta, utilizam-se fatores de redução de área dos telhados para estimar a área aproveitável dos telhados; e na quinta etapa, a eficiência de conversão de energia do sistema fotovoltaico é considerada. Por causa das limitações do software empregado, o potencial é calculado como um valor agregado para toda a região, sem poder determinar a sua distribuição espacial.

Considerando dados sobre o número de domicílios para cada tipo de residência e suas áreas médias, Mainzer et al. (2014) estimaram a área aproveitável dos telhados para a instalação dos painéis solares em 11 593 municípios na Alemanha. O valor da irradiação solar é determinado levando em conta a localização geográfica do município e a eficiência de conversão do sistema fotovoltaico. Com esses valores é estimado em cada município o potencial fotovoltaico que, depois, é comparado com as curvas de carga a fim de obter informações sobre a relação entre o potencial dos sistemas fotovoltaicos e a demanda local. No entanto, neste trabalho não se considera uma avaliação econômica dentro de sua metodologia.

Talavera et al. (2008) identificaram as áreas aproveitáveis para o cálculo da energia gerada pelos sistemas fotovoltaicos e realizaram uma análise econômica de custos para verificar a rentabilidade dos sistemas fotovoltaicos. O custo de energia fotovoltaica gerada é calculado usando o conceito de custo nivelado de energia, que representa o valor que cada unidade de energia produzida deve ter para cobrir os custos dessa geração. Os métodos de avaliação utilizados são: o custo nivelado de energia, a taxa interna de retorno, o valor presente líquido e o *payback*, que representa o período de tempo em que se recupera o investimento. A avaliação do potencial fotovoltaico para uma região, ou mesmo para um município, seguindo a metodologia apresentada neste trabalho pode ser uma tarefa árdua e especializada, pois é necessário conhecimento de técnicas de processamento de imagens.

Cellura et al., (2012) apresentaram uma metodologia para a avaliação do potencial fotovoltaico em áreas urbanas utilizando a ferramenta *Google Earth*, a qual fornece a função *Street View* para calcular o número de andares das construções. Depois de classificar os telhados de acordo com a sua forma e orientação, a fração de energia gerada pelos sistemas fotovoltaicos é avaliada com relação ao número de andares. Além disso, a demanda de eletricidade é avaliada em função do consumo de energia elétrica das famílias. Somente são considerados na avaliação da energia gerada, os sistemas fotovoltaicos conectados à rede que apresentaram viabilidade econômica. A aplicação desta metodologia requer o conhecimento de técnicas de processamento de imagens.

Orioli e Di Gangi (2014) realizaram um estudo para uma cidade no sul da Itália a fim de estimar a influência dos diversos parâmetros econômicos e de energia que caracterizam o desenvolvimento do nível de penetração fotovoltaico em áreas urbanas. Uma análise de sensibilidade é realizada para verificar quais parâmetros que influenciam em maior grau na análise econômica e energética dos sistemas fotovoltaicos. Esse estudo representa uma ajuda importante para o departamento de planejamento das empresas de distribuição, porque

permite avaliar o impacto das variações dos principais parâmetros na rentabilidade dos sistemas fotovoltaicos e a função que poderiam desempenhar na eficácia das políticas energéticas para conseguir as ações necessárias de cobertura de demanda de energia elétrica. Essa metodologia emprega técnicas de processamento de imagens e é aplicada para a estimação da área aproveitável dos telhados.

Miranda, Szklo e Schaeffer (2015) avaliaram o potencial fotovoltaico considerando as características técnicas e econômicas na instalação dos sistemas fotovoltaicos em zonas residenciais. Características socioeconômicas tais como: a renda familiar, o consumo de energia elétrica, a área disponível para instalação dos sistemas fotovoltaicos nos telhados, a curva de carga, o custo de capital e o financiamento para realizar a análise econômica são consideradas. Uma análise espacial foi realizada integrando ferramentas de simulação técnico-econômica a um sistema de informação geográfica.

Como nos trabalhos citados, neste trabalho também são consideradas as características socioeconômicas dos domicílios para a realização de uma avaliação econômica de investimento que permite obter o número de domicílios candidatos à instalação dos sistemas fotovoltaicos. Além disso, um enfoque probabilístico é considerado para caracterizar as preferências dos habitantes à instalação dos sistemas fotovoltaicos e consequentemente estimar o potencial fotovoltaico.

1.5 CONTRIBUIÇÃO DO TRABALHO

As principais contribuições deste trabalho são:

- 1) Desenvolvimento de uma metodologia para estimar o potencial fotovoltaico ao nível de subáreas. O valor do potencial obtido nessa escala representa uma informação útil em estudos de redes elétricas em baixa tensão que incluem geração distribuída, pois permite associar o valor do potencial fotovoltaico estimado para o transformador de distribuição mais próximo, permitindo dessa maneira fazer uma análise da rede elétrica mais minuciosa, por exemplo, no fluxo de carga.
- 2) Os valores de potencial calculados em cada subárea podem ser somados a fim de obter a potência instalada na zona em estudo. Esse valor pode ser utilizado pela concessionária de distribuição para prever seus planos de compra de energia do mercado elétrico.

- 3) Análise espacial do potencial fotovoltaico desde uma perspectiva probabilística através de um método que permite incluir a interação espacial das variáveis socioeconômicas entre subáreas. Dessa maneira, é incluída na caracterização das preferências dos habitantes à instalação dos sistemas fotovoltaicos de uma subárea, a influência das outras subáreas com variáveis socioeconômicas similares.

1.6 ESTRUTURA DO TRABALHO

O trabalho está organizado em seis capítulos. O primeiro capítulo é introdutório e apresenta o problema estudado, os objetivos da dissertação, a revisão bibliográfica relacionada com a pesquisa e a contribuição do trabalho.

No Capítulo 2, são expostos os diferentes fatores envolvidos na estimação do potencial fotovoltaico, bem como, o procedimento seguido para a estimação desse potencial.

No Capítulo 3 apresenta-se um modelo hierárquico bayesiano, que permite considerar a dependência espacial das características socioeconômicas na estimação das probabilidades de instalação dos sistemas fotovoltaicos.

Conceitos necessários para realizar a avaliação do investimento no projeto de instalação dos sistemas fotovoltaicos nos telhados dos domicílios são explicados no Capítulo 4 em conjunto com um método para estimar o número de domicílios candidatos à instalação dos sistemas fotovoltaicos.

No Capítulo 5 apresenta-se a aplicação de todos os conceitos teóricos explicados até o Capítulo 4 para estimar o potencial fotovoltaico de um município brasileiro de médio porte.

Finalmente, no Capítulo 6 são indicadas as considerações finais e as propostas para trabalhos futuros.

2 POTENCIAL FOTOVOLTAICO EM ZONAS RESIDENCIAIS

O desenvolvimento econômico de um país traz consigo um aumento do consumo de energia por parte de seus habitantes. Uma parte desse aumento de consumo de energia está relacionada com as mudanças nos hábitos de consumo dos habitantes (SECRETARIA DE ENERGIA - SENER, 2012). Nesse cenário, a instalação dos sistemas fotovoltaicos em telhados residenciais, apresenta-se como uma alternativa para os domicílios reduzirem a sua conta de energia elétrica através da geração de sua própria energia.

Os fatores mais importantes envolvidos no cálculo do potencial fotovoltaico numa região com sistemas fotovoltaicos alocados nos telhados de domicílios residenciais são: o nível de irradiação solar, a área do telhado aproveitável para a instalação dos painéis solares e a eficiência de conversão do sistema fotovoltaico.

2.1 NÍVEIS DE IRRADIAÇÃO SOLAR

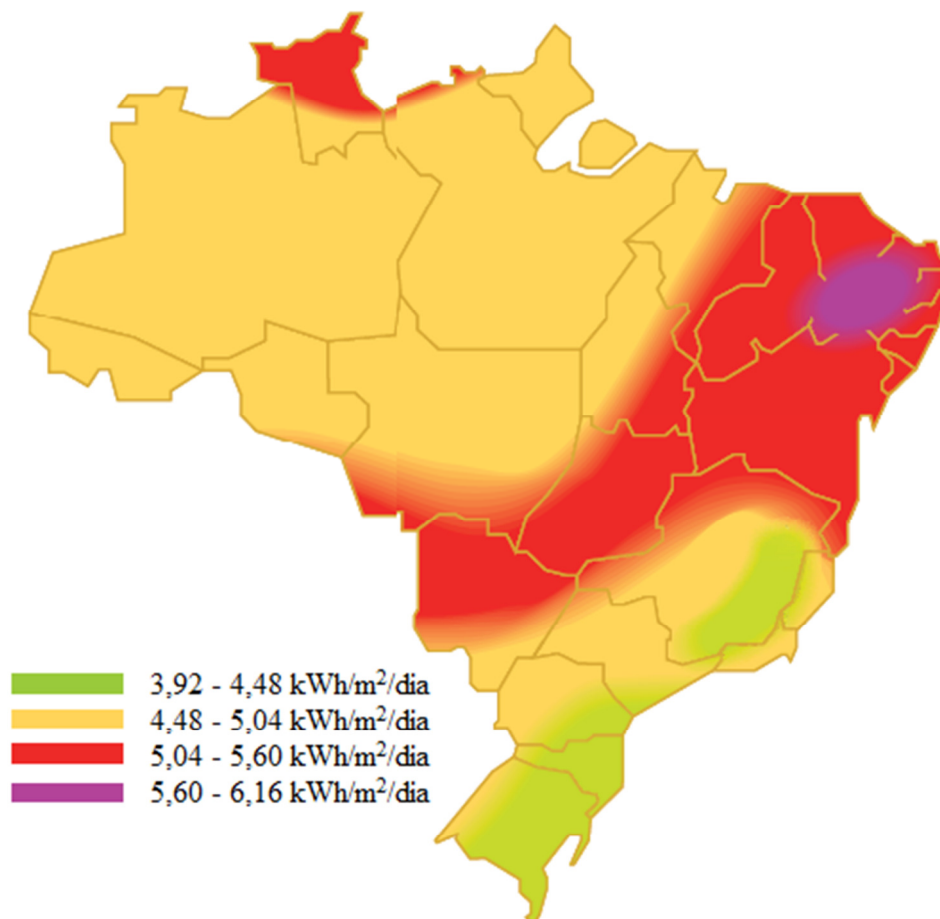
A informação sobre o nível de radiação solar numa área é uma informação importante, pois representa uma fonte de energia natural que poderá ser aproveitada. Uma das maneiras de aproveitar essa energia é através de sistemas fotovoltaicos, os quais permitem converter a energia solar em energia elétrica. Outra informação de importância é o nível de irradiância, que representa a exposição de uma região à radiação solar. Nesse sentido, o mapeamento dos níveis de irradiação solar é de vital importância para o desenvolvimento da energia fotovoltaica, já que pode ser útil para determinar os lugares mais adequados para instalar os sistemas fotovoltaicos (CHELBI; GAGNON; WAEWSAK, 2015).

Entre os métodos encontrados na literatura para estimar a radiação solar destaca-se: os modelos de regressão, imagens de satélite, redes neurais artificiais e as máquinas de suporte vetorial (ANTONANZAS et al., 2015; CHELBI; GAGNON; WAEWSAK, 2015). No entanto, os modelos mais utilizados para estimar a radiação solar global são modelos empíricos que tipicamente focam na razão entre a radiação solar medida na superfície e a radiação solar calculada para o topo da atmosfera (CHELBI; GAGNON; WAEWSAK, 2015).

Por exemplo, na Figura 1, tem-se o mapa da média anual diária de irradiação solar no território brasileiro. O Brasil apresenta boa uniformidade da sua média anual de irradiação solar, com médias anuais relativamente altas em toda sua extensão, um valor máximo de 6,16 kWh/m²/dia, e um mínimo de 3,92 kWh /m²/dia. Este fato deve ser considerado como um

incentivo à possibilidade de utilização de sistemas fotovoltaicos em domicílios residenciais no Brasil.

Figura 1 - Mapa de irradiação solar – Média anual (kWh/m²/dia).



Fonte: Elaborado a partir de Kagan et al. (2013).

2.2 ÁREA APROVEITÁVEL DOS TELHADOS PARA INSTALAÇÃO DE PAINÉIS SOLARES

A estimativa da área dos telhados dos domicílios é um dado fundamental para determinar o potencial fotovoltaico de uma região, já que essa área representa o espaço que pode ser usado para instalar os painéis solares. Diversas metodologias têm sido propostas para estimar essa área dos telhados, tanto em pequena escala (a nível residencial ou de bairro), assim como em grande escala (a nível municipal ou de país). O primeiro grupo dessas metodologias tem como dados de entrada mapas vetoriais dos domicílios, e utilizam para sua estimativa ferramentas de sistemas de informação geográfica e técnicas de sensoriamento

remoto (CELLURA et al., 2012; CHARABI; RHOUMA; GASTLI, 2010; LUKA et al., 2014; ORDÓÑEZ et al., 2010; ORIOLI; DI GANGI, 2014; TALAVERA et al., 2008; ZHENG; WENG, 2014). O segundo grupo dessas metodologias utiliza como dados, informações estatísticas sobre o número de domicílios e as áreas médias de telhado dos mesmos (LANGE, 2012; MAINZER et al., 2014; MIRANDA; SZKLO; SCHAEFFER, 2015).

Com o intuito de levar em consideração possíveis limitações no uso das áreas do telhado devido, talvez, à forma dos telhados ou pelo uso dos mesmos por outro tipo de instalações, alguns autores também utilizaram coeficientes de redução sobre as áreas do telhado inicialmente estimadas. Isto permite obter as quantidades de área do telhado que podem ser aproveitadas para a instalação dos sistemas fotovoltaicos (BERGAMASCO; ASINARI, 2011; IZQUIERDO; RODRIGUES; FUEYO, 2008; MIRANDA; SZKLO; SCHAEFFER, 2015; ORDÓÑEZ, 2010; WIGINTON; NGUYEN; PEARCE, 2010).

Fatores técnicos e legais podem também limitar a utilização dos telhados dos domicílios. Os fatores técnicos estão relacionados com a resistência dos materiais de construção utilizados nas edificações, que pode não ser suficiente para suportar a colocação dos painéis solares, enquanto os fatores legais são as provisões para reformas em prédios históricos e culturais das cidades.

No caso do Brasil, os departamentos de planejamento urbano das cidades não possuem dados muito confiáveis sobre o mapeamento dos domicílios em zonas residenciais, por isso, neste trabalho não é considerada a determinação das áreas dos telhados utilizando as abordagens que empregam reconhecimento de imagens. Alternativamente, emprega-se a metodologia baseada em dados estatísticos dos domicílios (LANGE, 2012; MAINZER et al., 2014; MIRANDA; SZKLO; SCHAEFFER, 2015). Particularmente, a metodologia apresentada em LANGE, (2012) é tomada como base para calcular a área aproveitável dos domicílios, sendo explicada a seguir.

2.2.1 Cálculo da área dos telhados

A área disponível dos telhados em uma zona residencial é o resultado de somar a área dos telhados de todos seus domicílios. Considerando a existência de domicílios do tipo casa e apartamento nessa zona, a área total dos telhados dos domicílios do tipo casa, $S_{tot_dom_casa}$ (m^2), e do tipo apartamento, $S_{tot_dom_apart}$ (m^2), é estimada utilizando as equações (1) e (2), respectivamente.

$$S_{tot_dom_casa} = N_{dom_casa} \cdot S_{dom_casa} \quad (1)$$

$$S_{tot_dom_apart} = N_{dom_apart} \cdot S_{dom_apart} \quad (2)$$

Em que, N_{dom_casa} é o número de domicílios do tipo casa, S_{dom_casa} (m²) é a área média ocupada por domicílios do tipo casa, N_{dom_apart} é o número de domicílios do tipo apartamento e S_{dom_apart} (m²) é a área média ocupada por domicílios do tipo apartamento.

O aproveitamento da área dos telhados para instalação de painéis fotovoltaicos estimada usando as equações (1) e (2) está limitado pela existência de outras instalações nos telhados. Assim, coeficientes que considerem estas limitações devem ser usados para calcular a área aproveitável dos telhados (BERGAMASCO; ASINARI, 2011; IZQUIERDO; RODRIGUES; FUEYO, 2008; MIRANDA; SZKLO; SCHAEFFER, 2015; ORDÓÑEZ, 2010; WIGINTON; NGUYEN; PEARCE, 2010).

2.2.2 Taxa de aproveitamento das áreas dos telhados

Neste trabalho são considerados três coeficientes de redução da área dos telhados: o coeficiente do telhado, C_{telh} , o coeficiente azimutal, C_{azim} e o coeficiente de ocupação, C_{ocup} .

O coeficiente do telhado, C_{telh} , está relacionado com a forma do telhado. Nas Figuras 2 e 3 mostram-se, respectivamente, a forma dos telhados típicos para os domicílios do tipo casa e apartamento no Brasil. Para o caso de domicílios do tipo casa é razoável considerar a instalação dos painéis solares somente sobre um dos lados de cada telhado, devido a que um desses lados apresentará uma maior melhor exposição à radiação solar do que o outro. Para o caso dos domicílios do tipo apartamento, para os quais os telhados são geralmente superfícies planas, o nível de irradiação solar recebida é igual em toda sua superfície.

Figura 2 – Telhado típico de domicílio do tipo casa.

Fonte: Energiatecsolar (2015).

Figura 3 - Telhado típico de domicílio do tipo apartamento.

Fonte: Zavedo (2015).

Outro aspecto a ser considerado na instalação dos sistemas fotovoltaicos é o ângulo de azimute dos painéis solares, o qual vai determinar as possíveis horas de radiação solar que irá receber o painel solar. O coeficiente azimutal, C_{azim} , está relacionado com a diferença angular entre o ângulo de azimute com o qual são instalados os painéis solares, e o ângulo de azimute ótimo para a maximização da irradiação sobre os painéis solares na localização geográfica de sua instalação. Este fator é utilizado por causa da dificuldade de medir essa

diferença angular e estimar a perda na geração por não instalar com uma inclinação igual ao ângulo ótimo. (BERGAMASCO; ASINARI, 2011; MAINZER et al., 2014).

O coeficiente de ocupação, C_{ocup} , leva em conta que os telhados dos domicílios já possam estar ocupados pelos compressores dos aparelhos de ar condicionado, antenas ou janelas (BERGAMASCO; ASINARI, 2011; IZQUIERDO; RODRIGUES; FUEYO, 2008).

O produto dos coeficientes descritos anteriormente representa a parcela da superfície do telhado aproveitável para a instalação dos painéis solares. Neste trabalho, esse produto é denominado como a taxa de aproveitamento do telhado, T_{apr} , e seu cálculo é realizado conforme a equação (3).

$$T_{apr} = C_{telh} \cdot C_{azim} \cdot C_{ocup} \quad (3)$$

Nota-se que a equação (3) pode ser utilizada para calcular a taxa de aproveitamento dos domicílios do tipo casa e apartamento.

2.2.3 Cálculo da área aproveitável dos telhados

Depois de estimar a área do telhado e a taxa de aproveitamento de superfície do telhado, a área aproveitável dos telhados para a instalação dos painéis solares, S (m^2), é calculada segundo a equação (4).

$$S = S_{tot_dom_casa} \cdot T_{apr_casa} + S_{tot_dom_apar} \cdot T_{apr_apar} \quad (4)$$

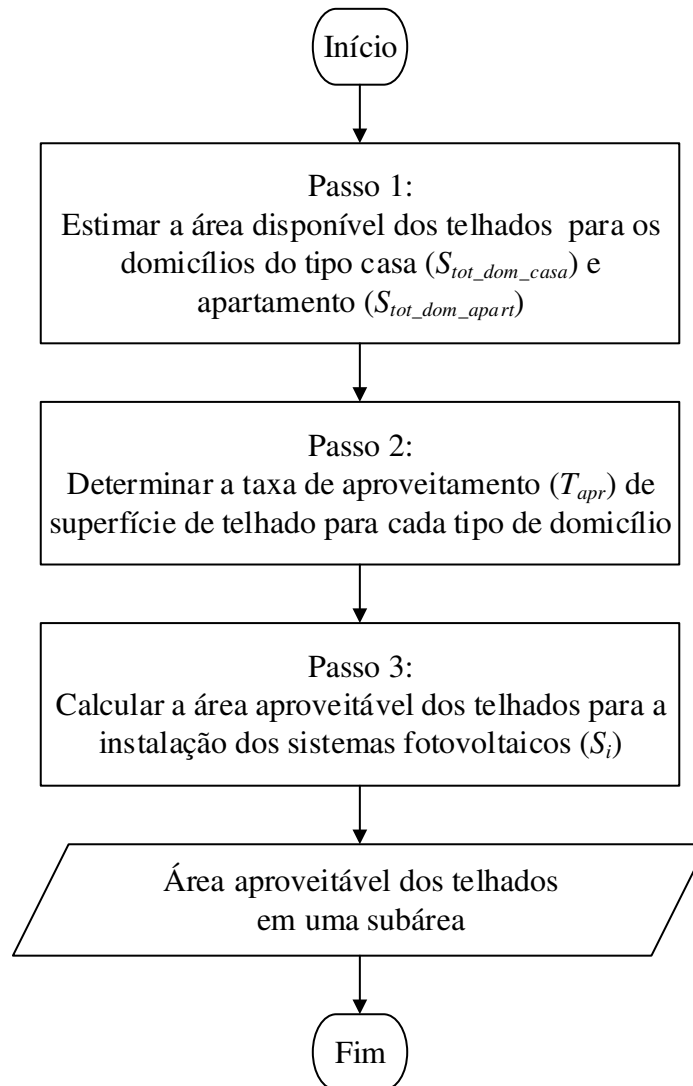
Em que T_{apr_casa} e T_{apr_apar} representam as taxas de aproveitamento da área dos telhados para os domicílios do tipo casa e apartamento, respectivamente.

Na Figura 4 mostra-se o fluxograma do método de estimação da área aproveitável dos telhados para a instalação de painéis solares, em uma subárea S_i . Os dados de entrada são o número de domicílios do tipo casa e apartamento, a área média desses domicílios e os coeficientes de redução da área do telhado.

O fluxograma ilustrado na Figura 4 inicia com o cálculo da área do telhado disponível nos domicílios do tipo casa e apartamento, utilizando as equações (1) e (2), respectivamente. Logo, para cada tipo de domicílio, determina-se a taxa de aproveitamento da superfície dos

telhados, através da equação (3). Finalmente, é calculada a área aproveitável dos telhados para a instalação dos sistemas fotovoltaicos, através da equação (5).

Figura 4 – Fluxograma do método para estimar a área aproveitável dos telhados em uma subárea.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

2.3 EFICIÊNCIA DE CONVERSÃO DE ENERGIA DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

A eficiência dos sistemas fotovoltaicos para transformar a energia solar em elétrica depende, entre outros fatores, da tecnologia do módulo fotovoltaico utilizado, o nível de irradiação solar e a temperatura de operação do módulo (BERGAMASCO; ASINARI, 2011). Neste trabalho, três fatores em termos de eficiência foram considerados para estimar o valor

da eficiência total de conversão do sistema fotovoltaico, n_{TOT} . Esses fatores são: a eficiência dos módulos fotovoltaicos, η_{mod} , a eficiência atmosférica, n_{atm} , e a eficiência de instalação, n_{inst} , os quais são explicados a seguir.

A eficiência dos módulos fotovoltaicos, η_{mod} , está relacionada com a eficiência de conversão de energia dos módulos fotovoltaicos. Esse fator está associado com a tecnologia dos painéis solares que são utilizados. Atualmente, as tecnologias mais usadas em painéis fotovoltaicos são principalmente três: silício monocristalino, silício policristalino e filme fino. Os preços dos mesmos, de maior a menor, segue a mesma ordem em que foram supracitadas (ENERGÍAS RENOVABLES, 2015; SOLAR, 2015a).

A eficiência atmosférica, n_{atm} , está relacionada com as condições ambientais onde será instalado o painel solar. Esse fator leva em consideração a perda de eficiência de conversão, por condições ambientais de operação distintas das especificadas pelos fabricantes.

A eficiência de instalação, n_{inst} , leva em conta as perdas de eficiência de conversão relacionadas com a instalação do sistema fotovoltaico. Essas perdas são devidas à reflexão dos raios de sol no painel, a possível sujeira ou poeira sobre o painel fotovoltaico, perdas no painel elétrico de corrente contínua e a eficiência do inversor (BERGAMASCO; ASINARI, 2011). Levando em conta essas perdas é obtida a eficiência de instalação, n_{inst} .

Realizando o produto dos três fatores citados, obtém-se a eficiência total de conversão de energia, n_{TOT} , tal como se mostra na equação (5).

$$\eta_{TOT} = \eta_{mod} \cdot n_{atm} \cdot n_{inst} \quad (5)$$

É importante destacar que ao decorrer dos anos, a eficiência total de conversão irá diminuir por causa do envelhecimento dos painéis solares, que resulta na diminuição da energia convertida pelo sistema fotovoltaico. Assim, numa avaliação temporal da energia gerada pelo sistema fotovoltaico, deve-se considerar um fator que leve em conta esta diminuição da eficiência.

2.4 ESTIMAÇÃO DO POTENCIAL FOTOVOLTAICO

Em geral, nos trabalhos encontrados na literatura especializada, o potencial fotovoltaico para uma subárea é determinada utilizando a equação (6) (BERGAMASCO; ASINARI, 2011; MAINZER, et al., 2014).

$$\Gamma_i = \eta_i \times S_i \times H_i \quad (6)$$

Em que η_i é a eficiência total de conversão dos sistemas fotovoltaico instalados, S_i (m^2) é a área aproveitável dos telhados, e H_i o nível de irradiância (kW/m^2) ou irradiação (kWh/m^2) solar na subárea i . Dependendo da escolha entre a irradiância ou a irradiação solar, o potencial fotovoltaico, Γ_i , pode ser expresso em unidades de potência (kW) ou de energia (kWh).

Uma estimativa do potencial fotovoltaica utilizando a equação (6) considera que todos os domicílios com superfície aproveitável em seus telhados optarão pela instalação dos sistemas fotovoltaicos. Não obstante, alguns dos proprietários destes domicílios não instalarão os sistemas fotovoltaicos, por não contar com a renda suficiente para pagar o preço de instalação do sistema fotovoltaico. Portanto é preciso incluir na equação (6) um fator que considere as características socioeconômicas presentes na zona de estudo a fim de considerar na estimativa do potencial fotovoltaico somente os domicílios com condições econômicas favoráveis para instalação de painéis solares (VILLAVICENCIO; MELO; FELTRIN, 2015).

Assim, um fator dependente dos aspectos socioeconômicos deve ser considerado para representar as preferências das famílias à instalação dos sistemas fotovoltaicos em cada subárea. Tais preferências podem ser caracterizadas por meio de probabilidades de ocorrência por subárea, p_i , que representem a possibilidade das famílias instalarem painéis solares em seus domicílios. Desta forma, a estimativa do potencial fotovoltaico na subárea i , Ψ_i , (kW/m^2 ou kWh/m^2) é calculada usando (7) (VILLAVICENCIO; MELO; FELTRIN, 2015).

$$\Psi_i = p_i \times \eta_i \times S_i \times H_i \quad (7)$$

Devido a diferentes atividades econômicas em cada subárea, a distribuição espacial das variáveis socioeconômicas poderia ser heterogênea dentro de uma região de estudo (BATTY, 2007), (LEE; MITCHELL, 2012). Assim, espera-se que a distribuição espacial das probabilidades de instalação dos sistemas fotovoltaicos também seja heterogênea. A fim de incluir a dependência espacial das variáveis socioeconômicas na estimativa das probabilidades de instalação, neste trabalho, uma análise espacial dessas probabilidades é realizada. Os detalhes dessa análise espacial são apresentados no capítulo seguinte.

3 ANÁLISE ESPACIAL DAS PREFERÊNCIAS DOS HABITANTES À INSTALAÇÃO DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Na análise espacial, as coordenadas geográficas de eventos são consideradas. Um evento é uma variável ou objeto de estudo georreferenciado. Quando todos os eventos são representados em um mapa, visualiza-se uma distribuição espacial. Em geral, tal representação pode ser feita através de pontos ou subáreas. (DRUCK et al., 2004). Estudos de análise espacial são possíveis através de sistemas de informação geográfica. Esses sistemas permitem: a visualização espacial das variáveis de interesse, identificação da existência de um padrão na distribuição espacial, análise da dependência de uma variável de interesse com outras variáveis entre eventos próximos (STILLWELL; CLARKE, 2003).

No presente trabalho, é presumida a existência de uma relação entre o número de domicílios candidatos à instalação dos sistemas fotovoltaicos numa subárea, e suas características socioeconômicas. A inclusão da dependência espacial dessas características pode ser realizada por meio de um modelo hierárquico bayesiano.

3.1 MODELO HIERÁRQUICO BAYESIANO

O uso da abordagem bayesiana tem sido muito utilizado em diversas áreas de conhecimento como: aplicações epidemiológicas, médicas e de saúde pública (LAWSON, 2013). Na abordagem bayesiana são juntados dois tipos de informações para estimar parâmetros que são de nosso interesse: os dados obtidos de observações de uma amostra, que são representados por sua função de verossimilhança (uma distribuição de probabilidade condicional); e as hipóteses iniciais sobre o comportamento desses parâmetros de interesse, expresso através de distribuições de probabilidade (conhecidos como distribuições de probabilidade a priori) (GELMAN et al., 2013; LAWSON, 2013).

Definidas a função de verossimilhança e as distribuições a priori, na perspectiva bayesiana, o problema de obter a informação atualizada dos parâmetros de interesse (representada pela distribuição a posteriori) é resolvido usando o teorema de Bayes.

3.1.1 Teorema de Bayes

Sejam y e p dois eventos, é definido o evento condicional $y | p$, como o evento y sob a condição que o evento p tenha acontecido. A probabilidade associada a esse evento é

denotada por $Prob[\mathbf{y} | \mathbf{p}]$ e mede a probabilidade de que o evento \mathbf{y} ocorra dado que o evento \mathbf{p} tenha acontecido (KOCH, 2007). O teorema de Bayes está baseado na definição de probabilidade condicional para dois eventos e é o indicado na equação (8) (HOFF, 2009; KOCH, 2007).

$$Prob[\mathbf{p} | \mathbf{y}] = \frac{Prob[\mathbf{y} | \mathbf{p}].Prob[\mathbf{p}]}{Prob[\mathbf{y}]} \quad (8)$$

Em que $Prob[\mathbf{p} | \mathbf{y}]$ é a probabilidade de que o evento \mathbf{p} ocorra dado que o evento \mathbf{y} foi observado, $Prob[\mathbf{p}]$ é a probabilidade de que o evento \mathbf{p} ocorra e $Prob[\mathbf{y}]$ é a probabilidade de que o evento \mathbf{y} ocorra.

Desde uma perspectiva de pesquisa de campo, o teorema de Bayes pode ser entendido como segue: antes de realizar a pesquisa, tem-se alguma informação sobre \mathbf{p} cujo nível de incerteza é expresso por $Prob[\mathbf{p}]$, o qual é juntado com o resultado do experimento, expresso por $Prob[\mathbf{y} | \mathbf{p}]$, para obter uma probabilidade atualizada para \mathbf{p} , isto é, $Prob[\mathbf{p} | \mathbf{y}]$.

Considere uma região de estudo R dividida em n subáreas. Com o intuito de determinar o número de domicílios candidatos à instalação dos sistemas fotovoltaicos nessa região, realiza-se o levantamento de informações em cada subárea, ponderando os valores encontrados em uma variável y_i , sendo $i = 1, \dots, n$. A preferência à instalação de painéis solares nos telhados dos domicílios pode ser caracterizada por meio de um vetor de parâmetros $\mathbf{p} = (p_1, \dots, p_n)$ que contém a possibilidade para tal instalação em cada subárea, e cujos valores se deseja determinar. O vetor \mathbf{p} pode ser representado inicialmente (a priori) por uma distribuição de probabilidade $f(\mathbf{p})$ que é construída a partir das suposições que se tenha sobre sua distribuição. A fim de determinar os valores atualizados de \mathbf{p} , $f(\mathbf{p} | \mathbf{y})$, a partir das informações coletadas em $\mathbf{y} = (y_1, \dots, y_n)$, que são representadas por sua função de verossimilhança, $f(\mathbf{y} | \mathbf{p})$, e a distribuição de probabilidade a priori $f(\mathbf{p})$ utiliza-se o teorema de Bayes apresentado na equação (8), substituindo-se as probabilidades por suas distribuições de probabilidade correspondentes, tal como indicado em (9) (BANERJEE, 2004; GELMAN et al., 2013; HARNEY, 2003; LAWSON, 2013).

$$f(\mathbf{p} | \mathbf{y}) = \frac{f(\mathbf{y} | \mathbf{p})f(\mathbf{p})}{f(\mathbf{y})} \quad (9)$$

Em que $f(\mathbf{y})$ é a distribuição de probabilidade dos dados. A distribuição a posteriori, $f(\mathbf{p} | \mathbf{y})$, representa a incerteza sobre os parâmetros de interesse \mathbf{p} , depois de ter observado os dados, portanto, condicionados pelos valores observados \mathbf{y} (GELMAN et al., 2013; HARNEY, 2003; LAWSON, 2013). Nota-se que o denominador da equação (9) não depende do parâmetro \mathbf{p} , pelo que o teorema de Bayes pode ser reescrito como em (10).

$$f(\mathbf{p} | \mathbf{y}) \propto f(\mathbf{y} | \mathbf{p})f(\mathbf{p}) \quad (10)$$

A distribuição de probabilidade a priori dos parâmetros \mathbf{p} , $f(\mathbf{p})$, normalmente é modelada em função de outros parâmetros, os quais no contexto bayesiano também são representados por distribuições de probabilidade (GELMAN et al., 2013; HARNEY, 2003; LAWSON, 2013). Assim, na abordagem bayesiana surge uma dependência entre esses parâmetros, em que precisam ser definidos uns parâmetros para poder definir os outros, estabelecendo-se desse modo um nível de hierarquia entre eles, chamando-se de modelo hierárquico bayesiano. Os passos para o desenvolvimento do modelo hierárquico bayesiano para a região R mencionada anteriormente serão explicados nas seções 3.1.2 até 3.1.7.

3.1.2 Dados de entrada

Os dados de entrada para o modelo hierárquico bayesiano são: o número total de domicílios em cada subárea i , n_i , e o número de domicílios candidatos à instalação dos sistemas fotovoltaicos na subárea i , y_i . Desta forma y_i assume valores de $0, 1, \dots, n_i$.

3.1.3 Processamento dos dados

Em estudos de análise espacial é comum observar a presença de alguma correlação espacial entre as informações obtidas nas subáreas, portanto, tal correlação deveria ser levada em consideração em alguma parte do modelo bayesiano proposto. Nos modelos hierárquicos bayesianos, a correlação espacial é levada em conta nas distribuições de probabilidade dos parâmetros utilizados para modelar as probabilidades de instalação \mathbf{p} (LAWSON, 2013).

O levantamento de informações realizado nos domicílios de cada subárea i poderá determinar duas respostas: ou o domicílio é candidato à instalação dos sistemas fotovoltaicos ou o domicílio não é candidato à instalação desses sistemas. Seja p_i a probabilidade de um

domicílio ser candidato, e $1 - p_i$ a probabilidade de que não seja candidato. Na abordagem bayesiana é suposto que as n_i informações obtidas na subárea i são independentes, isto quer dizer que a resposta de um domicílio não depende dos resultados obtidos nos outros domicílios, então, tais informações na subárea i podem ser tratadas como um experimento Binomial de n_i ensaios e com probabilidade p_i de um domicílio ser candidato. Se Y_i representa o número de domicílios candidatos à instalação dos sistemas fotovoltaicos, então Y_i é uma variável aleatória com distribuição binomial com parâmetros n_i e p_i , que é denotado de acordo com (11) (COLLETT, 2002).

$$Y_i | p_i \sim \mathcal{B}(n_i, p_i) \quad (11)$$

Em que o símbolo " \sim " é lido como "distribui-se segundo".

Portanto, a probabilidade de encontrar y_i domicílios candidatos à instalação dos sistemas fotovoltaicos na subárea i , $f(y_i | p_i)$, é dada por (12).

$$f(y_i | p_i) = \binom{n_i}{y_i} p_i^{y_i} (1 - p_i)^{n_i - y_i} \quad (12)$$

Em pesquisas estatísticas é muito comum encontrar variáveis que estão relacionadas ou associadas entre elas, sendo possível expressar matematicamente uma delas em função das outras. Neste trabalho foi considerada uma dependência entre o número de domicílios candidatos à instalação dos sistemas fotovoltaicos numa subárea i , Y_i , que será considerado como a variável de resposta ou dependente, e suas variáveis socioeconômicas X_1, X_2, \dots, X_m , que serão consideradas como as variáveis independentes ou de regressão.

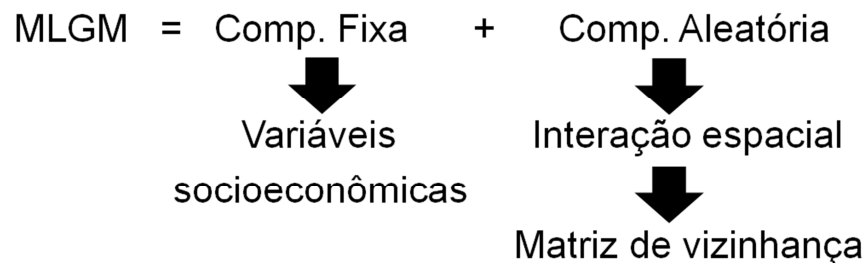
Um modelo linear generalizado misto (MLGM) foi escolhido para representar a relação entre a variável dependente, Y_i , e as variáveis independentes, X_1, X_2, \dots, X_m . Esse modelo consta de uma componente fixa, que contém os efeitos das variáveis socioeconômicas em cada subárea; e uma componente aleatória, que permite incluir a interação espacial entre as subáreas através de uma matriz de vizinhança, tal como indicado na equação (13) (CHEN; ZHANG; DAVIDIAN, 2002; JIANG, 2007; LEE, 2013).

$$y_i = x_i \theta + \phi_i \quad (13)$$

Em que, $\theta = (\theta_0, \theta_1, \dots, \theta_m)^T$ é o vetor de parâmetros de regressão; $x_i = (1, x_{i1}, \dots, x_{im})$ é o vetor das variáveis socioeconômicas na subárea i , que representam a influência dessas variáveis dentro de cada subárea; ϕ_i representa a componente aleatória do modelo, que permite levar em conta a interação espacial que não foi capturada pelas covariáveis; e m é o número das variáveis socioeconômicas consideradas no modelo.

A Figura 5 mostra as componentes do modelo linear generalizado misto. Nessa figura a componente fixa leva em conta a dependência espacial das variáveis socioeconômicas, enquanto a componente aleatória considera a interação espacial entre as subáreas, através de uma matriz de vizinhança.

Figura 5 – Componentes de um modelo linear generalizado misto (MLGM).



Fonte: Elaboração do próprio autor.

A escolha do modelo linear generalizado misto para representar a dependência entre a variável dependente e as variáveis independentes, é devido ao modelo de probabilidade considerado para a variável dependente, Y_i , que é binomial. No entanto, dependendo das características da variável de resposta obtidas para cada problema em particular, outras distribuições de probabilidade podem ser usadas para representar os Y_i , conseqüentemente, outras regressões podem ser escolhidas para representar adequadamente a dependência entre as variáveis dependentes, Y_i , e as variáveis independentes X_1, X_2, \dots, X_m . Em Jiang (2007) e Stroup (2013) podem ser encontradas recomendações para representar a dependência supracitada.

No modelo linear generalizado misto considerado, a relação que existe entre a probabilidade de um domicílio ser candidato, p_i , a componente fixa, $x_i\theta$, e a componente aleatória, ϕ_i , é a indicada na equação (14) (LEE, 2013).

$$\text{Ln}\left(\frac{p_i}{1 - p_i}\right) = x_i\theta + \phi_i \quad (14)$$

E cuja relação matricial está dada pela equação (15).

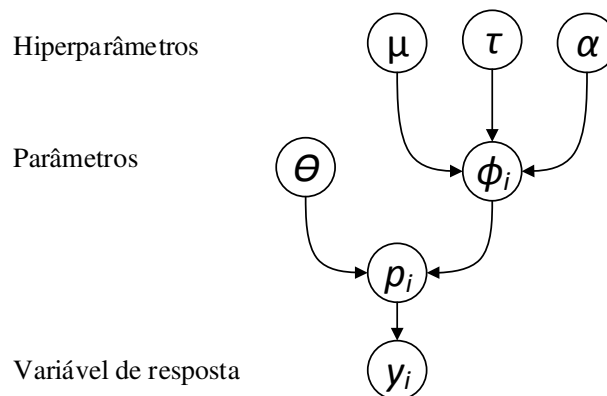
$$\begin{bmatrix} \ln\left(\frac{p_1}{1-p_1}\right) \\ \ln\left(\frac{p_2}{1-p_2}\right) \\ \vdots \\ \ln\left(\frac{p_i}{1-p_i}\right) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & x_{11} & \cdots & x_{1m} \\ 1 & x_{21} & \cdots & x_{2m} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 1 & x_{n1} & \cdots & x_{nm} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \theta_0 \\ \theta_1 \\ \vdots \\ \theta_m \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \phi_1 \\ \phi_2 \\ \vdots \\ \phi_n \end{bmatrix} \quad (15)$$

Portanto, a distribuição espacial das probabilidades de instalação, \mathbf{p} , é modelada por uma matriz de covariáveis conhecidas $\mathbf{x} = (x_1, \dots, x_n)^T$ e um vetor de efeitos aleatórios $\boldsymbol{\phi} = (\phi_1, \dots, \phi_n)$ (LEE, 2013).

Para a obtenção da distribuição de probabilidade a posteriori das probabilidades de instalação \mathbf{p} através do modelo hierárquico bayesiano, três níveis hierárquicos são definidos: no primeiro nível é determinada a função de verossimilhança do número de domicílios candidatos a instalar os sistemas fotovoltaicos em cada subárea; no segundo nível são definidas as distribuições de probabilidade dos parâmetros $\boldsymbol{\theta}$ e $\boldsymbol{\phi}$, usadas para relacionar as probabilidades dos domicílios a serem candidatos à instalação dos sistemas fotovoltaicos, \mathbf{p} ; e no terceiro nível são indicadas as distribuições de probabilidade dos parâmetros das distribuições de $\boldsymbol{\phi}$.

Na figura 6 mostra-se a estrutura hierárquica do modelo bayesiano proposto para a estimação das preferências dos habitantes à instalação dos sistemas fotovoltaicos, bem como a dependência entre os diferentes parâmetros considerados.

Figura 6 - Estrutura utilizada no modelo hierárquico bayesiano para a estimação das preferências de instalação dos sistemas fotovoltaicos.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Nas seções 3.1.4, 3.1.5 e 3.1.6 serão explicados cada um dos níveis de hierarquia mencionados.

3.1.4 Primeiro nível: função de verossimilhança

A função de verossimilhança expressa a informação contida nos dados e é definida através da distribuição de probabilidade conjunta dos dados avaliados nos valores da amostra, $f(\mathbf{y} | \mathbf{p})$ (COLLETT, 2002; GELMAN, et al., 2013; LAWSON, 2013). Esta função descreve a dependência dos parâmetros \mathbf{p} sobre os valores da amostra \mathbf{y} .

No contexto dos modelos hierárquicos bayesianos é considerado que os valores da amostra y_i condicionada pelos parâmetros \mathbf{p} são independentes. Isso quer dizer que sempre que sejam conhecidos os parâmetros \mathbf{p} , a resposta obtida numa subárea, y_i , não vai depender dos valores encontrados nos seus vizinhos, portanto, assume-se que os dados são condicionalmente independentes (GELMAN, et al., 2013; LAWSON, 2013). Nessas condições, a função de verossimilhança é igual ao produto de cada uma das distribuições individuais em cada subárea, tal como está indicado na equação (16).

$$f(\mathbf{y} | \mathbf{p}) = \prod_{i=1}^n f(y_i | \mathbf{p}) \quad (16)$$

Levando em consideração a distribuição de probabilidade adotada para os dados Y_i , que está indicado na equação (12), a expressão da função de verossimilhança vem dada pela equação (17).

$$f(\mathbf{y} | \mathbf{p}) = \prod_{i=1}^n \binom{n_i}{y_i} p_i^{y_i} (1 - p_i)^{n_i - y_i} \quad (17)$$

3.1.5 Segundo nível: definição das distribuições a priori

Na abordagem bayesiana, os parâmetros $\boldsymbol{\theta}$ e $\boldsymbol{\phi}$ do modelo MLGM são representados por distribuições de probabilidade. Assim, o valor particular de algum desses parâmetros é simplesmente uma possível realização dos seus possíveis valores, cuja probabilidade está definida por sua distribuição de probabilidade a priori. A distribuição a priori de um

parâmetro é a distribuição atribuída aos parâmetros do modelo antes de fazer um levantamento de informações (GELMAN et al., 2013; LAWSON, 2013). Assim, tais distribuições expressam as informações iniciais ou suposições sobre os parâmetros do modelo antes de levar em conta as informações levantadas sobre o objeto em estudo.

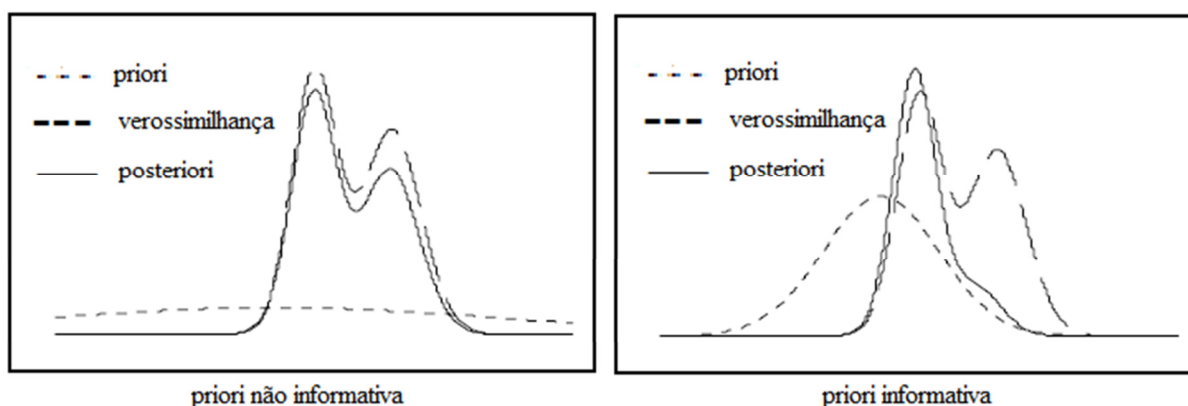
A escolha das distribuições a priori é uma característica vital devido a que elas representam a informação que está disponível dos parâmetros de interesse. Baseado na natureza dos parâmetros de interesse, existe normalmente um candidato “natural” para o tipo de distribuição a priori (GELMAN et al., 2013; LAWSON, 2013). Uma vez definida a forma funcional das distribuições a priori, a definição de seus parâmetros deveria ser informada por algum conhecimento disponível (GELMAN et al., 2013; LAWSON, 2013).

A especificação das chamadas distribuições a priori “não informativas” são usadas em caso de nenhum conhecimento sobre o parâmetro, através de distribuições que designem igual probabilidade a todos os possíveis valores desse parâmetro. A característica destas distribuições é que a sua escolha terá pouco impacto na forma da distribuição a posteriori em comparação com a função de verossimilhança (GELMAN, et al., 2013; LAWSON, 2013).

Por outro lado, se a informação sobre os parâmetros está disponível, esta deveria ser incorporada no modelo através de uma distribuição a priori “informativa”. Amiúde essa informação deriva de resultados de experimentos prévios no mesmo assunto, ou pela opinião de expertos (LAWSON, 2013).

Na Figura 7, apresenta-se o efeito da escolha de uma distribuição a priori “não informativa” ou “informativa” sobre a forma da distribuição a posteriori.

Figura 7 – Influência da escolha da distribuição a priori “não informativa” (esquerda) ou “informativa” (direita) sobre a forma da distribuição a posteriori.



Fonte: Elaborado a partir de Costa (2004)

Observa-se que na Figura 7 que a escolha de uma priori não informativa ou informativa reflete na forma da distribuição a posteriori. Quando escolhida uma distribuição a priori não informativa, a informação contida na função de verossimilhança tem domínio na forma da distribuição a posteriori, por outro lado, na escolha de uma distribuição a priori informativa, esta tem domínio na forma da distribuição a posteriori.

No segundo nível do modelo bayesiano proposto, as distribuições de probabilidade são definidas para os parâmetros θ e ϕ_i , utilizadas no modelo linear generalizado misto de $Ln\left(\frac{p_i}{1-p_i}\right)$ indicado na equação (14). De acordo com Lee e Mitchell (2012) e Lee (2013) considerou-se que cada parâmetro de regressão θ_j , $j = 0, \dots, m$, segue uma distribuição de probabilidade normal independente, com média e variância iguais a λ_θ e σ_θ , respectivamente. Se Θ_j é a variável aleatória que representa θ_j , logo, a distribuição de probabilidade de Θ_j é denotada de acordo com a equação (18).

$$\Theta_j \sim \mathcal{N}(\lambda_\theta, \sigma_\theta) \quad (18)$$

Para as componentes dos efeitos aleatórios ϕ_i , a distribuição a priori foi determinada usando um modelo condicional autorregressivo, que caracteriza os efeitos espaciais aleatórios entre as subáreas através de uma matriz de vizinhança binária $W = [w_{ik}]_{n \times n}$, em que, k , é uma subárea vizinha da subárea i , pertencente ao conjunto de todas as subáreas vizinhas da subárea i , que é denotada por Ω_i . Devido à presunção de alta heterogeneidade na distribuição do número de domicílios com sistemas fotovoltaicos em cada subárea; o modelo condicional autorregressivo adotado neste trabalho foi uma distribuição Gaussiana multivariada própria para Φ (LEE, 2013). Considerando Φ como a variável aleatória de ϕ , sua distribuição de probabilidade é denotada de acordo com a equação (19) (LEE; MITCHELL, 2012; LEE, 2013).

$$\Phi \mid \mu, \tau, \alpha \sim \mathcal{N}(\mu \mathbf{1}, \tau^2 [\rho W(\alpha)^* + (1 - \rho)I]^{-1}) \quad (19)$$

Em que o parâmetro μ é a média global, $\mathbf{1}$ é um vetor de uns de dimensão n , I denota uma matriz identidade de ordem n , enquanto $W(\alpha)^*$ de tamanho $n \times n$ com elementos na diagonal da forma $w_{ii}^* = \sum_{i=1}^n w_{ik}(\alpha)$ e fora da diagonal $w_{ik}^* = -w_{ik}^*$, τ é um parâmetro que controla a variância de Φ . O parâmetro ρ determina o nível global de correlação espacial entre os efeitos aleatórios através da região R .

A fim de tomar em conta a heterogeneidade presente em algumas variáveis socioeconômicas dos habitantes de subáreas vizinhas, foram consideradas q medidas não negativas de heterogeneidade dessas variáveis socioeconômicas, $z_{ik} = (z_{ik1}, \dots, z_{ikq})$. Essas medições foram depois utilizadas para modelar cada elemento w_{ik} da matriz de vizinhança $W(\alpha)^*$, como função da heterogeneidade entre subáreas i e k . Neste trabalho, cada z_{ikr} , $r = 1, \dots, q$, mede o valor absoluto da diferença no valor da variável socioeconômica entre as duas subáreas em questão. Usando essas medidas de heterogeneidade, os elementos da matriz de vizinhança w_{ik} são modelados como na equação (20) (LEE; MITCHELL, 2012; LEE, 2013).

$$w_{ik}(\alpha) = \begin{cases} 1, & \text{if } \exp(-\sum_{r=1}^q z_{ikr}\alpha_r) \geq 0.5 ; k \in \Omega_i \\ 0, & \text{otherwise} \end{cases} \quad (20)$$

Em que os q parâmetros de regressão $\alpha = (\alpha_1, \dots, \alpha_q)$ determinam os efeitos das medidas de heterogeneidade sobre w_{ik} .

3.1.6 Terceiro nível: definição das distribuições hiperpriori

Os parâmetros μ , τ e α usadas na definição da distribuição a priori de Φ , indicada na equação (19), podem assumir valores, porém o conhecimento sobre qual desses valores deve assumir é pouco (GELMAN et al., 2013; LAWSON, 2013). Na abordagem bayesiana os parâmetros μ , τ e α são conhecidos como hiperparâmetros e as distribuições de probabilidade usadas para representar seu comportamento são conhecidas como distribuições hiperpriori (GELMAN et al., 2013; LAWSON, 2013).

Distribuições a priori pouco informativas, que expressam pouco conhecimento sobre o comportamento desses parâmetros, são especificadas para μ , τ e α_r . Essas distribuições foram utilizadas, a fim de que sua escolha não seja determinante no resultado da distribuição a posteriori, e sim na informação contida na função de verossimilhança.

Para as probabilidades dos valores do hiperparâmetro μ foi escolhida uma distribuição de probabilidade normal com média, λ_μ , e a variância, σ_μ . Se U representa a variável aleatória de μ , sua distribuição de probabilidade é denotada conforme a equação (21) (LEE, 2013).

$$U \sim \mathcal{N}(\lambda_\mu, \sigma_\mu) \quad (21)$$

Para as probabilidades dos valores do hiperparâmetro τ foi escolhida uma distribuição de probabilidade uniforme com domínio limitado por a_τ e b_τ . Se T representa a variável aleatória de τ , sua distribuição de probabilidade é denotada de acordo com a equação (22) (LEE, 2013).

$$T \sim \mathcal{U}(a_\tau, b_\tau) \quad (22)$$

Similarmente, foram propostas distribuições de probabilidade uniformes para os valores dos hiperparâmetros de regressão, α_r , com domínio limitado por a_α e b_α . Se A_r é a variável aleatória de α_r , sua distribuição de probabilidade é escrita de acordo com a equação (23) (LEE; MITCHELL, 2012; LEE, 2013).

$$A_r \sim \mathcal{U}(a_\alpha, b_\alpha) \quad (23)$$

3.1.7 Distribuição a posteriori

O produto da função de verossimilhança e a distribuição a priori é chamado de distribuição a posteriori. Esta distribuição descreve o comportamento dos parâmetros depois de ter analisado as informações e escolhido as distribuições a priori (GELMAN, et al., 2013; LAWSON, 2013). A função de verossimilhança e as distribuições a priori são duas fontes de informação de nosso modelo. A função de verossimilhança informa sobre os parâmetros através dos dados, enquanto as distribuições a priori informam através de nossas suposições ou assunções.

Examinando as equações (14) e (15), podemos concluir que os parâmetros \mathbf{p} dependem dos parâmetros $\boldsymbol{\theta}$ e $\boldsymbol{\phi}$. Se denotarmos por $f(\mathbf{p})$, $f(\boldsymbol{\theta})$, e $f(\boldsymbol{\phi})$ às distribuições de probabilidades de suas respectivas variáveis aleatórias, então, a relação que existe entre a distribuição de probabilidade a priori dos parâmetros, $f(\mathbf{p})$, e as distribuições de probabilidade dos parâmetros do modelo linear generalizado misto, $f(\boldsymbol{\theta})$ e $f(\boldsymbol{\phi})$, pode ser escrita como na equação (24).

$$f(\mathbf{p}) = f(\boldsymbol{\theta})f(\boldsymbol{\phi}) \quad (24)$$

Por outro lado, denotando por $f(\boldsymbol{\phi} | \mu, \tau, \boldsymbol{\alpha})$, $f(\mu)$, $f(\tau)$ e $f(\boldsymbol{\alpha})$ às distribuições de probabilidade de $\boldsymbol{\phi} | \mu, \tau, \boldsymbol{\alpha}$, U , T e A , respectivamente, e utilizando o teorema da probabilidade total (HOFF, 2009; KOCH, 2007), a relação existente entre as distribuições de probabilidade dos parâmetros $\boldsymbol{\phi}$ e os hiperparâmetros μ , τ e $\boldsymbol{\alpha}$, é escrita como na equação (25).

$$f(\boldsymbol{\phi}) = f(\boldsymbol{\phi} | \mu, \tau, \boldsymbol{\alpha})f(\mu)f(\tau)f(\boldsymbol{\alpha}) \quad (25)$$

Dessa maneira, a distribuição de probabilidade a priori dos parâmetros $f(\boldsymbol{p})$ indicada na equação (24), foi reescrita substituindo a expressão de $f(\boldsymbol{\phi})$ apresentada na equação (25). O resultado é mostrado na equação (26).

$$f(\boldsymbol{p}) = f(\boldsymbol{\theta})f(\boldsymbol{\phi} | \mu, \tau, \boldsymbol{\alpha})f(\mu)f(\tau)f(\boldsymbol{\alpha}) \quad (26)$$

Finalmente para obter a distribuição de probabilidade a posteriori dos parâmetros \boldsymbol{p} , $f(\boldsymbol{p} | \boldsymbol{y})$, a expressão obtida na equação (26) foi substituída na equação (10). O resultado dessa substituição está indicado em (27).

$$f(\boldsymbol{p} | \boldsymbol{y}) \propto f(\boldsymbol{y} | \boldsymbol{p})f(\boldsymbol{\theta})f(\boldsymbol{\phi} | \mu, \tau, \boldsymbol{\alpha})f(\mu)f(\tau)f(\boldsymbol{\alpha}) \quad (27)$$

Assim, a abordagem bayesiana permite dispor da distribuição de probabilidade a posteriori dos parâmetros de interesse \boldsymbol{p} , que pode ser resumida através de seu valor esperado, $E[\boldsymbol{p} | \boldsymbol{y}]$. O valor esperado dos parâmetros, $E[\boldsymbol{p} | \boldsymbol{y}]$, é calculado através da integral indicada na equação (28) (LAWSON, 2013).

$$E[\boldsymbol{p} | \boldsymbol{y}] = \int \boldsymbol{p} \times f(\boldsymbol{p} | \boldsymbol{y})d\boldsymbol{p} \quad (28)$$

A integral indicada na equação (28) é em geral intratável analiticamente, requerendo-se o uso de métodos computacionais intensivos para sua estimação. Em modelos bayesianos como o aqui apresentado, aproximações da integral indicada na equação (28) são realizadas usando o método de Monte Carlo via cadeias de Markov (BROOKS, 1998; GELMAN, et al., 2013; LAWSON, 2013; ROBERT; CASELLA, 2009). Um breve resumo desse método é exposto a seguir.

3.2 MÉTODO DE MONTE CARLO VIA CADEIAS DE MARKOV

Quando não é possível resolver analiticamente, através de métodos tradicionais de cálculo, a integral dada na equação (28), pode-se recorrer a simulações para aproximar essa integral, entre as quais se encontram os métodos de Monte Carlo via cadeias de Markov.

Dada a distribuição a posteriori, conhecida completamente, exceto talvez até uma constante de proporcionalidade como a indicada em (27), a ideia é gerar uma ou várias realizações de uma cadeia de Markov, $\{\mathbf{P} | \mathbf{Y}^{(t)}, t = 0, 1, \dots, k, k + 1, \dots, k + l\}$, a qual depois de uma certa quantidade de transições (“ k ” transições) alcança sua distribuição de equilíbrio, que resulta ser igual à distribuição de probabilidade a posteriori, $f(\mathbf{p} | \mathbf{y})$, denotado como em (29) (ROBERT; CASELLA, 2009)

$$\mathbf{P} | \mathbf{Y}^{(t)} \xrightarrow{t \rightarrow k} f(\mathbf{p} | \mathbf{y}) \quad (29)$$

Uma vez alcançado o estado de equilíbrio, são geradas novas realizações da cadeia (“ l ” realizações), que dessa vez representam amostras de $f(\mathbf{p} | \mathbf{y})$ (BROOKS, 1998), (ROBERT; CASELLA, 2009). Essas amostras são utilizadas depois para aproximar a integral dada na equação (28) através da relação proposta por Monte Carlo, que está indicada em (30) (ROBERT; CASELLA, 2009).

$$\int \mathbf{p} \times f(\mathbf{p} | \mathbf{y}) d\mathbf{p} \simeq \frac{1}{l} \sum_{t=k+1}^l f(\mathbf{p} | \mathbf{y})_t \quad (30)$$

A partir de (28), (29) e (30), a aproximação indicada em (31) pode ser obtida.

$$\frac{1}{l} \sum_{t=k+1}^{k+l} \mathbf{P} | \mathbf{Y}^{(t)} \xrightarrow{l \rightarrow \infty} E[\mathbf{P} | \mathbf{Y}] \quad (31)$$

Desse modo, a simulação de uma amostra suficientemente grande permite o cálculo do valor esperado da distribuição a posteriori de \mathbf{p} para um grau de exatidão desejado (BROOKS, 1998; BROOKS, 2011; LIANG; LIU; CARROL, 2010; ROBERT; CASELLA, 2009).

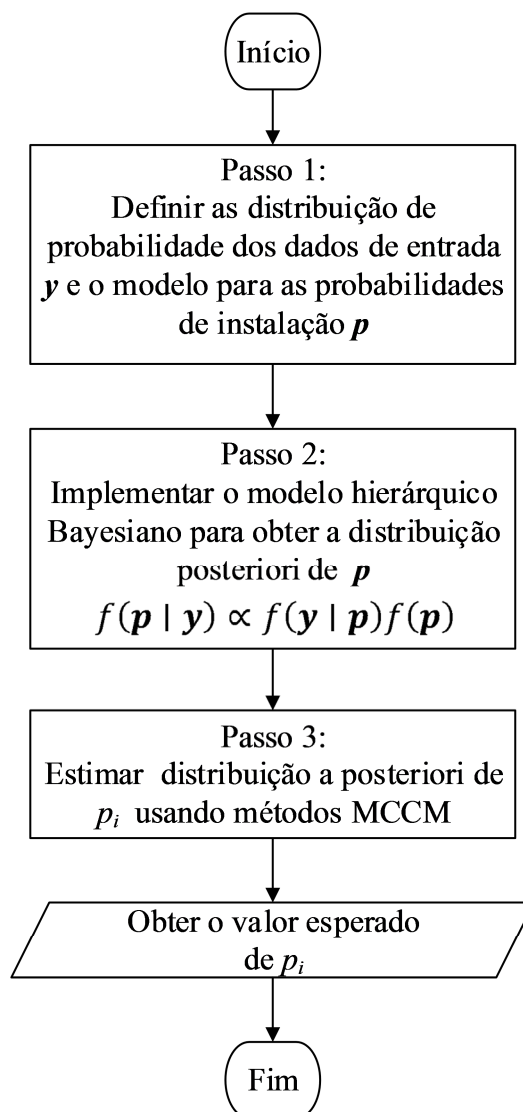
Pelo exposto nesta seção, conclui-se que a chave para obter o valor esperado da distribuição a posteriori é usar um algoritmo que permita obter uma cadeia de Markov que convirja para a distribuição de probabilidade a posteriori $f(\mathbf{p} | \mathbf{y})$. Dentro dos algoritmos desenvolvidos para gerar a cadeia supracitada, os mais utilizados são o Algoritmo de Metropolis Hastings e o Amostrador de Gibbs.

No algoritmo de Metropolis Hastings precisa-se somente conhecer parcialmente a distribuição a posteriori, é dizer a menos de uma constante, tal como a obtida na equação (27), enquanto no Amostrador de Gibbs, precisam-se obter as distribuições condicionais completas de cada um dos parâmetros da distribuição a posteriori, as quais geralmente são difíceis de obter (BROOKS, 2011; LIANG; LIU; CARROL, 2010). Pelo exposto anteriormente, neste trabalho optou-se por utilizar o algoritmo de Metropolis Hastings.

3.3 MÉTODO PROPOSTO PARA A ESTIMAÇÃO DAS PROBABILIDADES DE INSTALAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Nesta seção é apresentado o método proposto para estimar as probabilidades à instalação dos sistemas fotovoltaicos, através do modelo hierárquico bayesiano desenvolvido. Esse método é flexível em relação à eleição das distribuições de probabilidade adotadas para modelar os dados de entrada, permitindo aos planejadores ter a possibilidade de fazer outras escolhas das mesmas.

Na figura 8 apresenta-se o fluxograma do modelo proposto para estimar o valor esperado das probabilidades de instalação p_i . Os dados de entrada da metodologia são o número total de domicílios, n_i , e o número de domicílios candidatos à instalação dos sistemas fotovoltaicos, y_i , em cada subárea. No passo 1, definem-se as distribuições de probabilidade para os dados de entrada \mathbf{y} e um modelo para \mathbf{p} . No passo 2, as distribuições a priori para os parâmetros $\boldsymbol{\theta}$ e $\boldsymbol{\phi}$ e as distribuições hiperpriori para os hiperparâmetros μ , τ e α_r , são definidos a fim de implementar o modelo hierárquico bayesiano e obter a distribuição a posteriori das probabilidades de instalação na região de estudo. Finalmente no passo 3, o valor esperado dos parâmetros p_i é calculado através do método de Monte Carlo via cadeias de Markov, usando o algoritmo de Metropolis Hastings.

Figura 8 – Fluxograma para a estimação do valor esperado das probabilidades de instalação.

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Como visto no presente capítulo, os dados de entrada do modelo bayesiano são obtidos de observações feitas na região (de pesquisas realizadas em campo). Na elaboração do presente trabalho, os dados sobre o número de domicílios candidatos à instalação dos sistemas fotovoltaicos não estiveram disponíveis. Por esse motivo, e a fim de poder mostrar a aplicação do método proposto, para estimar as probabilidades de instalação dos sistemas fotovoltaicos, p , esses dados faltantes foram aproximados pelo número de domicílios com viabilidade econômica na aplicação de projetos de instalação de sistemas fotovoltaicos. Essa aproximação foi considerada devido aos custos envolvidos nesses projetos, que representa a principal limitante para os habitantes optarem por esses projetos.

A viabilidade econômica de um projeto é determinada após realizar uma análise econômica de investimento do mesmo. No seguinte capítulo são apresentados os conceitos e considerações feitas, neste trabalho, para realizar essa análise econômica.

4 ANÁLISE ECONÔMICA DE INVESTIMENTO

O projeto de instalação de um sistema fotovoltaico precisa, como qualquer outro projeto, do desembolso de dinheiro para sua realização, e traz consigo um retorno do investimento ou receitas, como consequência do seu funcionamento. Os desembolsos ou saídas de dinheiro estão relacionados com os custos de instalação, operação e a manutenção desses sistemas. As receitas ou entradas de dinheiro estão relacionadas com a geração de energia pelo sistema fotovoltaico, que irá diminuir a energia demandada da rede da concessionária (GRUPO SETORIAL DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DA ABINEE, 2012; TALAVERA et al., 2008; TAVARES; GALDINO, 2014).

Em geral, o principal limitante para os consumidores residenciais rejeitarem esse tipo de projeto são os custos necessários para sua instalação (GRUPO SETORIAL DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DA ABINEE, 2012). Outro limitante é a expectativa de lucro que os proprietários esperam pelo investimento realizado nesta fonte de energia, a qual muitas vezes não é satisfeita, e fazem com que o projeto seja rejeitado.

Apesar dos limitantes supracitados, deve-se salientar que a eleição de instalar os sistemas fotovoltaicos trará sempre uma redução na conta mensal de energia. Esta redução pode ser um incentivo para os consumidores residenciais optarem pela instalação desses sistemas.

A fim de considerar as características expostas anteriormente, na tomada de decisão de executar ou rejeitar um projeto, será abordada uma análise de investimento do projeto de instalação dos sistemas fotovoltaicos.

4.1 ANÁLISE DE INVESTIMENTO

Para inicializar uma análise de investimento do projeto de instalação dos sistemas fotovoltaicos, devem-se identificar todos os custos (saídas de dinheiro) e todas as receitas (entradas de dinheiro) que ocorreram ao longo da duração do projeto (tempo de vida do projeto). Essas entradas e saídas de dinheiro são conhecidas como fluxos de caixa do projeto (SHORT; PACKEY; HOLT, 1995) e, neste trabalho, serão computados anualmente.

As seções 4.1.1 e 4.1.2 detalham os custos e as receitas envolvidas no projeto de instalação dos sistemas fotovoltaico.

4.1.1 Custos

Os custos ou saídas de recursos estão relacionados com o investimento para a realização do projeto de instalação do sistema fotovoltaico e sua operação e manutenção. Esses custos foram reunidos em dois grandes grupos. O primeiro é o investimento inicial do sistema fotovoltaico, C_{sist} (\$), que inclui a aquisição de equipamentos, materiais e instalação desse sistema. O segundo é o custo de operação e manutenção, $C_{O\&M}$ (\$), que representa o custo por possíveis inspeções técnicas sobre o funcionamento do sistema fotovoltaico ou pela substituição de algum dos equipamentos. Esses custos podem ser obtidos a partir de preços de mercado de componentes ou de pesquisas relacionadas com a determinação desses custos.

Para determinar o custo de investimento inicial para este tipo de projeto devem-se calcular duas grandezas: a capacidade do sistema fotovoltaico (kWp) e seu custo unitário de aquisição (\$/Wp). A primeira dessas quantidades depende entre outros fatores do nível de irradiação solar, da eficiência de conversão de energia e do consumo mensal de energia; enquanto a segunda, é a relação entre o custo envolvido por cada unidade de potência pico adquirida (Wp). Uma vez determinadas a capacidade do sistema fotovoltaico (kWp) e os custos unitários (\$/Wp), o custo de investimento inicial, C_{sist} (\$), é obtido multiplicando esses valores.

Os valores de investimento inicial em projetos de microgeração fotovoltaica, C_{sist} (\$), ainda são relativamente altos como para consolidar sua presença no mercado energético. Em vista disso, em alguns países foram oferecidos subsídios (*rebates*) ao valor desta montante, nos quais o governo cria um fundo cujo objetivo final é diminuir o preço final do custo de aquisição do Watt-pico adquirido. Assim, espera-se que um maior número de pessoas opte por investir nesta fonte de energia renovável (GUIMARÃES, 2012; SPERTINO; DI LEO; COCINA, 2013). Outro incentivo dos governos para estimular esta fonte de energia foi através da criação de linhas de crédito com taxas de juros reduzidas em relação ao mercado, para incentivar o investimento neste tipo de projetos.

Devido a que nem sempre os consumidores residenciais dispõem de todo o capital necessário para realizar o investimento nesse tipo de projeto, neste trabalho, é considerado que o custo de investimento requerido, C_{sist} (\$) (já reduzido pelos subsídios ou *rebates*, caso existam), pode ser financiado em três partes x , y e z , que satisfazem as equações indicadas em (32) e (33).

$$C_{sist} = xC_{sist} + yC_{sist} + zC_{sist} \quad (32)$$

$$x + y + z = 1 \quad (33)$$

Em que x é a parte do capital financiado pelo proprietário, y é a parte do capital financiado através de um programa de incentivo existente que pode oferecer reduzidas taxas de juros, e z a parte do capital que não foi coberto pelo programa de incentivo e que, portanto, é financiado a altas taxas de juros.

4.1.2 Receitas

A receita que sempre está garantida com a energia produzida pelo sistema fotovoltaico é pelos custos evitados no faturamento da conta de energia, devido à energia gerada pelo sistema fotovoltaico e que é autoconsumida pelo proprietário do domicílio, R_{auto} (\$). Essa energia autoconsumida, E_{auto} (kWh), cobrirá parte do requerimento de energia do consumidor residencial, diminuindo, portanto, a quantidade de energia que ele vai demandar da rede da concessionária. O preço dessa energia autoconsumida é a tarifa elétrica do setor residencial cobrada pela concessionária, $p_{energia}$ (\$/kWh) (SPERTINO; DI LEO; COCINA, 2013).

O cálculo das receitas devido a esta energia autoconsumida é calculado usando (34) (SPERTINO; DI LEO; COCINA, 2013).

$$R_{auto} = E_{auto} \cdot p_{energia} \quad (34)$$

Este esquema de autoconsumo da energia fotovoltaica gerada, não se constituiu em um fator que afiançasse a penetração da tecnologia fotovoltaica no setor residencial, pelo que diferentes mecanismos de incentivos foram adotados pelos governos para promover a geração fotovoltaica nesse setor (MAINZER, 2014; SPERTINO; DI LEO; COCINA, 2013; WIGINTON; NGUYEN; PEARCE, 2010). Dois mecanismos de incentivos muito conhecidos, aplicados à energia fotovoltaica injetada na rede da concessionária, e que têm sido aplicados em diversos países são: a medição líquida (*net metering*) e a tarifa de alimentação (*feed-in tariffs*), que são descritos a seguir.

No modelo da *net metering* utiliza-se um medidor bidirecional capaz de medir dentro de um período (geralmente um mês) a energia demandada da rede da concessionária pelo consumidor residencial ou a energia fornecida pelo sistema fotovoltaico à rede da concessionária (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, 2010; GUIMARÃES, 2012). Em caso de consumo de energia é feita a cobrança usual por parte da concessionária, e em caso de fornecimento de energia, a concessionária deve compensar ao consumidor residencial conforme a norma vigente.

Com relação ao modelo da *feed-in tariffs*, existem diversas variantes do mesmo (ANEEL, 2010; GUIMARÃES, 2012). Na variante considerada neste trabalho, as concessionárias estão obrigadas a comprar toda a energia gerada pelo sistema fotovoltaico do consumidor residencial e que é injetada à rede, a uma tarifa especial que está acima do pago às energias de fontes convencionais. O tempo de duração deste esquema tarifário normalmente é de 15 -20 anos (GUIMARÃES, 2012; MOUNTAIN; SZUSTER, 2015). Este modelo permite uma recuperação do investimento mais rápida, tornando assim mais atrativa os projetos de instalação de sistemas fotovoltaicos (MAINZER, 2014; WIGINTON; NGUYEN; PEARCE, 2010).

As receitas obtidas com essa energia injetada à rede da concessionária, R_{inj} (\$), são as compensações que o proprietário pode obter pela injeção dos seus excedentes de energia gerada à rede da concessionária. Esta energia injetada, E_{inj} (kWh), é a diferença entre a energia gerada pelo sistema fotovoltaico e a energia autoconsumida ($E_{inj} = E_{ger} - E_{auto}$). O preço dessa energia injetada, p_{inj} (\$/kWh), é definido pelos órgãos reguladores do setor elétrico. As receitas devido a esta energia injetada à rede da concessionária, R_{inj} (\$), podem ser calculadas usando a equação (35) (SPERTINO; DI LEO; COCINA, 2013).

$$R_{inj} = E_{inj} \cdot p_{inj} \quad (35)$$

Para o caso de um esquema tarifário *net metering*, $p_{inj} = p_{net}$, o valor da energia pago ao proprietário do sistema fotovoltaico é igual à tarifa de energia do setor residencial, enquanto num esquema tarifário *feed-in*, em que $p_{inj} = p_{feed-in}$ (\$/kWh), o valor da tarifa de compensação é maior do que a tarifa cobrada pela concessionária.

4.2 VALOR PRESENTE DE UM FLUXO DE CAIXA

A fim de poder fazer contas com os fluxos de caixa envolvidos ao longo do tempo de vida do projeto, é preciso levar todos os custos e receitas para um ano de referência comum. Essa necessidade está fundamentada no fato de que os fluxos de dinheiro de um projeto ocorrem em períodos de tempo diferentes e não podem ser adicionados ou subtraídos diretamente (SHORT; PACKEY; HOLT, 1995).

O valor dos custos e receitas de um período t para o ano de referência é conhecido como seu valor presente ou atualizado. Se for tomado como ano de referência o ano zero para a atualização dos fluxos de caixa, e denotado por T o tempo de vida do projeto, logo os custos e as receitas mencionados nas Seções 4.1.1 e 4.1.2, ocorridos no ano t e atualizados para o ano de referência são as indicadas a continuação:

- O custo fixo total atualizado do sistema fotovoltaico, C_{sist}^0 , é calculado segundo a equação (36).

$$C_{sist}^0 = xC_{sist} + \sum_{t=1}^a \frac{yC_{sist}}{a} \frac{(1+d_y)^t}{(1+d)^t} + \sum_{t=1}^a \frac{zC_{sist}}{a} \frac{(1+d_z)^t}{(1+d)^t} \quad (36)$$

Em que d é a taxa de juros nominal, d_y é a taxa de juros oferecida para incentivar os sistemas fotovoltaicos, d_z é a taxa de juros não coberta pelo programa de incentivo e “ a ” é o período de financiamento dos empréstimos feitos pelo consumidor residencial. A parcela “ x ” do investimento inicial não se atualiza devido a que é investido pelo proprietário no projeto no ano zero.

- O valor atualizado dos custos devido à operação e manutenção do sistema fotovoltaico, $C_{O\&M}^0$, é determinado a partir da equação (37).

$$C_{O\&M}^0 = \sum_{t=1}^T \frac{C_{O\&M}}{(1+d)^t} \quad (37)$$

- A receita atualizada devido à energia deixada de consumir da rede da concessionária, R_{auto}^0 , é calculada de acordo com a equação (38).

$$R_{auto}^0 = \sum_{t=1}^T \frac{E_{auto} \cdot p_{energia}}{(1+d)^t} \quad (38)$$

- A receita atualizada produto da injeção da energia excedente à rede da concessionária, R_{inj}^0 , é determinada a partir da equação (39).

$$R_{inj}^0 = \sum_{t=1}^T \frac{E_{inj} \cdot p_{inj}}{(1+d)^t} \quad (39)$$

A taxa de atualização d (conhecida no contexto econômico como taxa de juros) representa a expectativa mínima de lucro que o proprietário espera ganhar por investir seu dinheiro em um projeto (SHORT; PACKEY; HOLT, 1995). No entanto, o valor da taxa de atualização deve estar de acordo com a realidade econômica do país.

4.2.1 Taxa de atualização real

A taxa de atualização real é a taxa de atualização nominal que é influenciada pelos efeitos inflacionários presentes na economia de uma região. Para o caso dos custos envolvidos no projeto de instalação dos sistemas fotovoltaicos, a taxa de inflação afeta da mesma forma todos os custos envolvidos. A equação (40) permite obter a taxa de atualização real d^* para esses custos em função da taxa de inflação nacional f , a qual reduz a taxa de atualização básica ou nominal d .

$$d^* = \frac{d - f}{1 + f} \quad (40)$$

A fim de ter em conta um aumento progressivo na tarifa de energia ofertada pelas concessionárias, foi considerada uma inflação no preço desta energia, f_{elec} . A taxa de juros real das receitas provenientes da geração de energia elétrica, d_{elec} , é calculada utilizando a equação (41) (SPERTINO; DI LEO; COCINA, 2013).

$$d^*_{elec} = \frac{d - f_{elec}}{1 + f_{elec}} \quad (41)$$

Os valores dos custos e receitas atualizados, considerando a taxa de atualização real, podem ser calculados usando as equações (36), (37), (38) e (39), substituindo a taxa de juros nominal pela taxa de juros real, tal como é indicado nas equações (42), (43), (44) e (45).

$$C_{sist}^0 = xC_{sist} + \sum_{t=1}^a \frac{yC_{sist}}{a} \frac{(1 + d_y)^t}{(1 + d^*)^t} + \sum_{t=1}^a \frac{zC_{sist}}{a} \frac{(1 + d_z)^t}{(1 + d^*)^t} \quad (42)$$

$$C_{O\&M}^0 = \sum_{t=1}^T \frac{C^{O\&M}}{(1 + d^*)^t} \quad (43)$$

$$R_{auto}^0 = \sum_{t=1}^T \frac{E_{auto} \cdot p_{energia}}{(1 + d^*_{elec})^t} \quad (44)$$

$$R_{inj}^0 = \sum_{t=1}^T \frac{E_{inj} \cdot p_{inj}}{(1 + d^*_{elec})^t} \quad (45)$$

Uma vez definidos os custos, as receitas e as taxas de juros reais envolvidos no projeto de instalação do sistema fotovoltaico, o seguinte passo na análise de viabilidade econômica é fazer uso dos métodos de avaliação de investimento, o qual é exposto a seguir.

4.3 MÉTODOS DE AVALIAÇÃO DE INVESTIMENTO

Entre os diversos métodos de avaliação de investimentos existentes para determinar se o investimento em projetos de geração de energia deve ser executado, destacam-se o valor presente líquido, taxa interna de retorno e o custo nivelado de energia (MIRANDA; SZKLO; SCHAEFFER, 2015; SHORT; PACKY; HOLT, 1995; SPERTINO; DI LEO; COCINA, 2013). Esses métodos consideram em seus cálculos: os valores atualizados das receitas e os custos ao longo do projeto, os quais são descritos a seguir.

4.3.1 Valor presente líquido

O valor presente líquido, VPL (\$), é o somatório dos valores atualizados dos custos e receitas, sendo calculado por meio da equação (46) (MARSHALL, 1980; SHORT; PACKEY; HOLT, 1995).

$$VPL = R_{auto}^0 + R_{inj}^0 - C_{sist}^0 - C_{O\&M}^0 \quad (46)$$

Em que as expressões para o cálculo dos valores atualizados dos custos e as receitas (C_{sist}^0 , $C_{O\&M}^0$, R_{auto}^0 , R_{inj}^0 e R_{ger}^0) são determinadas pelas equações (42) – (45).

O critério de decisão para executar o projeto depende do valor calculado para o VPL (MARSHALL, 1980; SHORT; PACKEY; HOLT, 1995).

- 1) Se $VPL > 0$, a instalação do sistema fotovoltaico cobre os custos realizados, o ganho esperado pelo proprietário e ainda gera excedentes financeiros. A instalação do sistema fotovoltaico deve ser executada.
- 2) Se $VPL = 0$, é o caso limite, a instalação do sistema fotovoltaico cobre os custos realizados e o ganho esperado pelo proprietário.
- 3) Se $VPL < 0$, a instalação do sistema fotovoltaico não cobrirá as expectativas do proprietário e ainda pode lhe gerar prejuízo econômico. A instalação do sistema fotovoltaico deve ser rejeitada.

4.3.2 Taxa interna de retorno

A taxa interna de retorno, TIR (%), é a taxa de atualização nominal que anula o VPL . Ele representa a taxa mais elevada a que o proprietário pode contrair um empréstimo para financiar o investimento no sistema fotovoltaico sem perder dinheiro. Para calcular o valor da TIR , deve-se resolver a equação (47), considerando como incógnita a taxa de atualização nominal, que será representada pela TIR (MARSHALL, 1980; SHORT; PACKEY; HOLT, 1995).

$$R_{auto}^0 + R_{inj}^0 - C_{sist}^0 - C_{O\&M}^0 = 0 \quad (47)$$

O critério de decisão para a execução do projeto é definido em relação à taxa de atualização considerada para o projeto, d , e o valor calculado da TIR (MARSHALL, 1980; SHORT; PACKEY; HOLT, 1995).

- 1) Se $TIR > d$, a taxa de lucro é maior que o esperado pelo proprietário. A instalação do sistema fotovoltaico deve ser executada.
- 2) Se $TIR = d$, é o caso limite, em que o investidor ainda recebe a remuneração exigida.
- 3) Se $TIR < d$, a instalação do sistema fotovoltaico não cobrirá as expectativas do proprietário e lhe gerará prejuízo econômico. A instalação do sistema fotovoltaico deve ser rejeitada.

4.3.3 O tempo de retorno de investimento

O tempo de retorno de investimento ou *payback* (anos) é o tempo que deve transcorrer a partir da inicialização do projeto para recuperar o investimento realizado. Matematicamente significa resolver a equação (47), considerando como incógnita o tempo t . O valor de tempo t assim achado é o *payback*.

A fim de poder considerar a presença de um esquema tarifário *feed-in tariffs* (cuja duração observada nos países onde foi aplicado não superou os 20 anos), além de não estabelecer tempos de retorno muito longos, neste trabalho será fixado como valor máximo do *payback* do projeto, 20 anos, para executar o projeto. Dessa maneira, o critério de decisão para executar o projeto está relacionado com o valor do *payback* (MARSHALL, 1980; SHORT; PACKEY; HOLT, 1995).

- 1) Se $payback < 20$, o projeto se apresenta como atrativo já que estão garantidos os lucros para o projeto. A instalação do sistema fotovoltaico deve ser executada.
- 2) Se $payback = 20$, é o caso limite, em que o investidor recupera seu investimento. A instalação do sistema fotovoltaico deve ser executada.
- 3) Se $payback > 20$, a instalação do sistema fotovoltaico deve ser rejeitada.

4.3.4 Custo nivelado de energia

O custo nivelado de energia, CNE (\$/kWh), é o valor que cada unidade de energia produzida deve ter para cobrir os custos dessa geração, que são representados pelo custo presente líquido, CPL (\$). Assim, o CPL deve ser coberto pela soma das receitas atualizadas obtidas da geração de energia do sistema fotovoltaico para cada ano t , $E_{ger,t}$ (kWh), durante o tempo de vida do projeto (DENHOLM et al., 2009; MARSHALL, 1980; EMPRESA DE PESQUISAS ENERGÉTICAS, 2012; SHORT; PACKEY; HOLT, 1995). O CPL é calculado usando a equação (48) (DENHOLM et al., 2009).

$$CPL = C_{sist}^0 + C_{O\&M}^0 \quad (48)$$

Em que os valores de C_{sist}^0 e $C_{O\&M}^0$ são calculados utilizando as equações (42) e (43), respectivamente.

A relação entre o CPL e as receitas atualizadas da energia gerada, $E_{ger,t}$, é dada pela equação (49) (DENHOLM et al., 2009; MARSHALL, 1980; SHORT; PACKEY; HOLT, 1995).

$$CPL = \sum_{t=1}^T \frac{E_{ger,t} \times CNE}{(1 + d^*_{elec})^t} \quad (49)$$

Em que d^*_{elec} é calculada de acordo com a equação (41).

O CNE (\$/kWh) é calculado usando a equação (50) (DENHOLM et al., 2009; MARSHALL, 1980; SHORT; PACKEY; HOLT, 1995).

$$CNE = \frac{CPL}{\sum_{t=1}^T \frac{E_{ger,t}}{(1 + d^*_{elec})^t}} \quad (50)$$

O critério de avaliação para a execução do projeto é definido em relação à tarifa de energia paga à concessionária pelo consumidor residencial, $p_{energia}$ (\$/kWh), e o valor calculado do CNE (MARSHALL, 1980; SHORT; PACKEY; HOLT, 1995).

- 1) Se $CNE > p_{energia}$, o custo de geração da energia fotovoltaica é mais cara do que o preço pago à concessionária de energia. A instalação do sistema fotovoltaico deve ser rejeitada.
- 2) Se $CNE = p_{energia}$, o custo de geração da energia fotovoltaica iguala o preço pago à concessionária de energia. A instalação do sistema fotovoltaico deve ser rejeitada.
- 3) Se $CNE < p_{energia}$, o custo de geração da energia fotovoltaica é mais barato do que o preço pago à concessionária de energia. A instalação do sistema fotovoltaico deve ser executada.

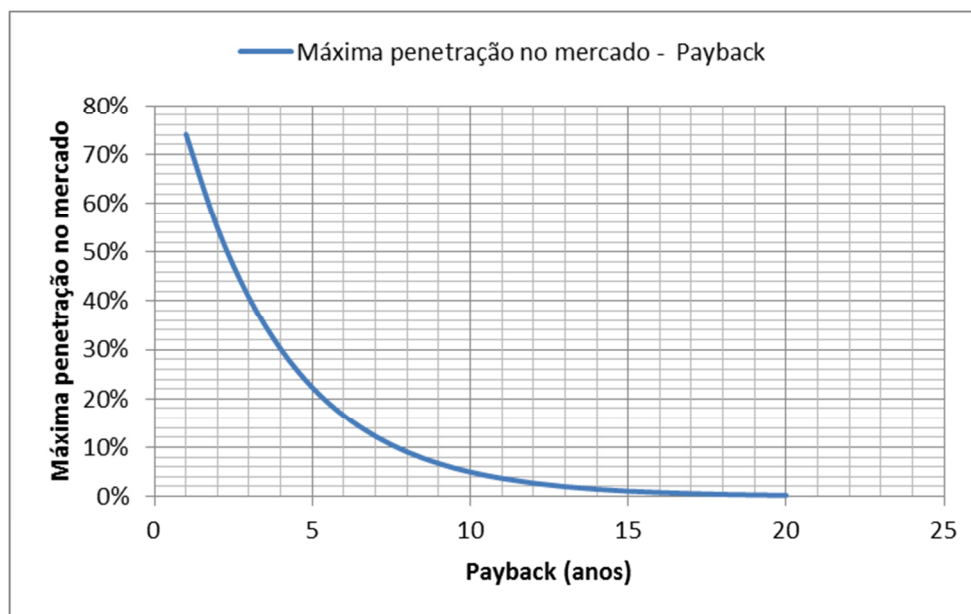
4.4 INSERÇÃO DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Os métodos de avaliação apresentados no capítulo anterior permitem determinar a viabilidade dos projetos de investimento em sistemas fotovoltaicos de acordo com as características econômicas dos domicílios. Os domicílios com projetos de investimento viável são os domicílios aptos economicamente para instalar os sistemas fotovoltaicos. Tais domicílios representam, portanto, o mercado que pode ser explorado para a inserção dos sistemas fotovoltaicos.

Estudos têm sido realizados para determinar a máxima taxa de penetração de uma nova tecnologia em um mercado em função do *payback* do projeto (PAIDIPATI et al., 2008; BECK, 2009; DENHOLM; DRURY; MARGOLIS, 2009). O cálculo da máxima penetração dos sistemas fotovoltaicos no mercado explorável (conformado pelos domicílios que apresentam viabilidade econômica) em função do *payback* (anos) pode ser obtido usando a proposta de R.W. Beck (2009) que está indicado na equação (51).

$$\text{Max Penetração} = \exp(-0,3 \times \text{payback}) \quad (51)$$

Na Figura 9 mostra-se a dependência entre a máxima penetração da tecnologia fotovoltaica e o *payback* do projeto, indicada na equação (51).

Figura 9 – Máxima penetração no mercado da tecnologia fotovoltaica em função do *payback*.

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Para calcular o número de domicílios candidatos à instalação dos sistemas fotovoltaicos dentro de uma classe econômica (os quais possuem o mesmo valor de *payback* na avaliação de investimento de seus projetos), o número total de domicílios dessa classe econômica deve ser multiplicado pela máxima penetração do mercado que tal classe econômica apresenta, de acordo com a equação (52).

$$N_{dom_cand} = N_{dom_viaveis} \times Max\ Penetração \quad (52)$$

Em que N_{dom_cand} é o número de domicílios candidatos à instalação dos sistemas fotovoltaicos dentro da classe econômica com viabilidade econômica, $N_{dom_viaveis}$ é o número de domicílios da classe econômica com viabilidade econômica na avaliação de seus projetos de investimento.

4.5 MÉTODO PROPOSTO PARA A ESTIMAÇÃO DO NÚMERO DE DOMICÍLIOS CANDIDATOS À INSTALAÇÃO DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Nesta Seção é exposto o método proposto utilizado para obter o número de domicílios candidatos à instalação dos sistemas fotovoltaicos (SFV). O método proposto pode ser

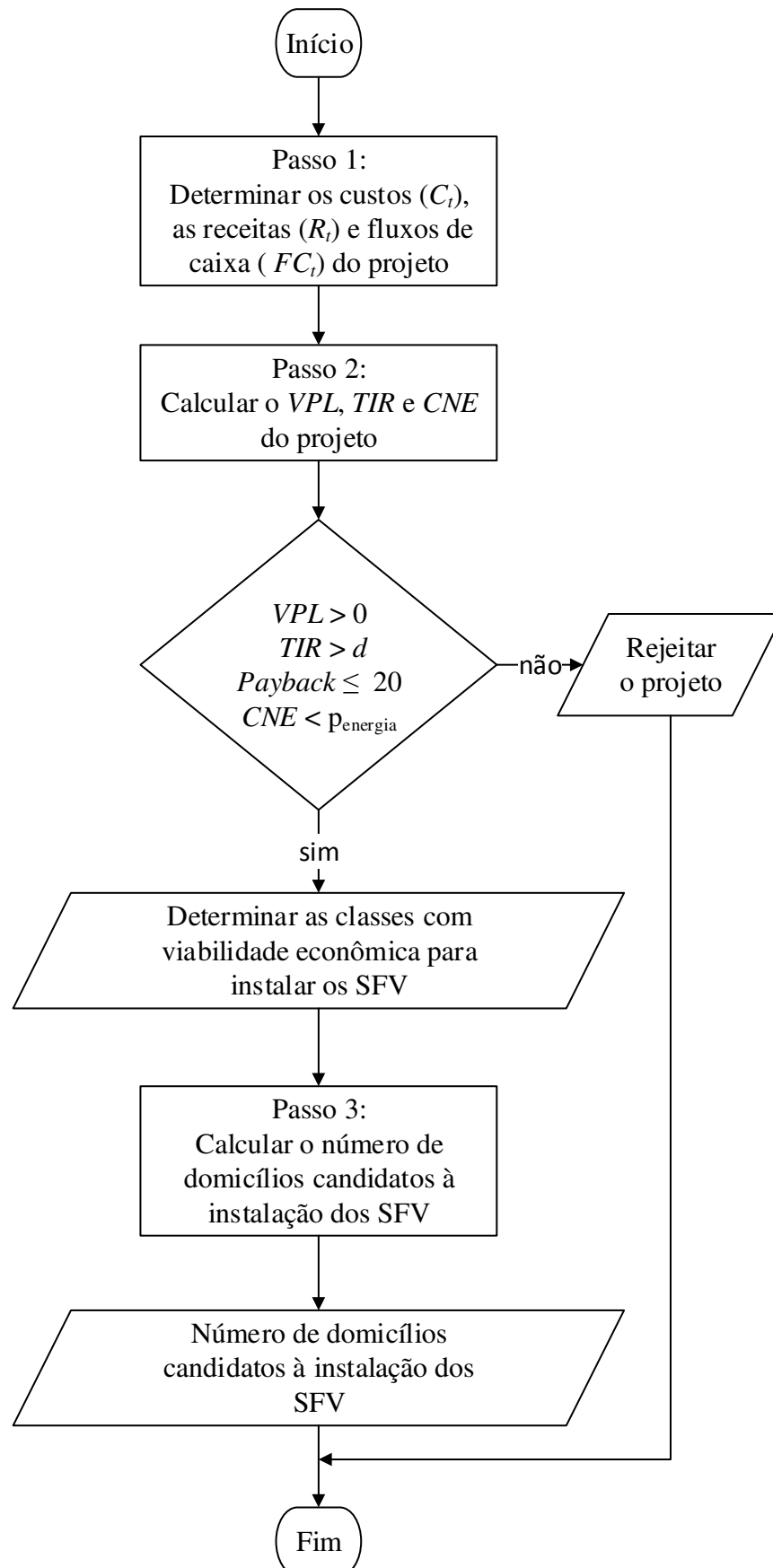
empregado por: planejadores das redes de distribuição, empresas relacionadas com a instalação dos sistemas fotovoltaicos ou as entidades financeiras.

O método proposto foi desenvolvido para ser aplicado aos domicílios agrupados em classes econômicas. Assim, o método proposto determina em primeiro lugar se os domicílios de uma classe econômica apresentam viabilidade para instalar os sistemas fotovoltaicos. Se apresentar viabilidade, então, os domicílios da classe econômica em análise representam o mercado explorável em que a tecnologia fotovoltaica poder ser inserida. Após, é calculado o valor da máxima penetração da tecnologia fotovoltaica nesse mercado explorável. Juntando as duas informações anteriores, é calculado o número de domicílios candidatos dentro da classe econômica em análise.

Na Figura 10 apresenta-se o fluxograma do método proposto. Os dados de entrada do método são os custos unitários dos equipamentos (\$/kWp), materiais e mão de obra (\$/kWp), as previsões de gastos por operação e manutenção (\$), a capacidade do sistema fotovoltaico a ser instalado (kWp), as previsões de energia gerada, autoconsumida e injetada (kWh), os valores pagos por essas energias (\$/kWh), o valor da taxa de atualização nominal (%), e o tempo de retorno de investimento máximo para o projeto (anos).

No passo 1, os custos e receitas são projetados para cada ano durante o tempo de vida do projeto. Em vista de que atualmente são observadas poucas instalações de sistemas fotovoltaicos em telhados de domicílios residenciais, sendo a principal limitante para isso o aspecto econômico, no método proposto são considerados os quatro métodos de avaliação de investimento apresentados na Seção 4.3, para determinar a viabilidade econômica dos projetos, portanto, no passo 2, são calculados o valor presente líquido, *VPL*, a taxa interna de retorno, *TIR*, o tempo de retorno de investimento ou *payback* e o custo nivelado de energia, *CNE*. O bloco de decisão do método permite fazer uso dos critérios de aceitação dos métodos de avaliação de investimento. A primeira desigualdade significa que o projeto vai gerar lucro ao final do tempo de vida do mesmo, a segunda desigualdade indica se os lucros do projeto são maiores do que o esperado, a terceira desigualdade exige um limite máximo de tempo para recuperar o investimento do projeto. Finalmente, a quarta desigualdade garante que o custo de geração do sistema fotovoltaico seja menor do que o preço ofertado pela concessionária de energia. A saída afirmativa do bloco de decisão significa que o projeto é economicamente viável, portanto, os domicílios da classe econômica em análise apresentam viabilidade para instalar os sistemas fotovoltaicos. No passo 3, são utilizados as equações (51) e (52) para calcular o valor da máxima penetração da tecnologia fotovoltaica e o número de

domicílios candidatos à instalação dos sistemas fotovoltaico, respectivamente, da classe econômica em análise.

Figura 10 - Método para avaliação de investimentos em sistemas fotovoltaicos.

Fonte: Elaboração do próprio autor.

5 ESTUDO DE CASO

A estimacão do potencial fotovoltaico, levando em conta o exposto nos Capítulos 2, 3 e 4, foi aplicada a um município de médio porte com aproximadamente 200 mil habitantes, localizado na região sudeste do Brasil.

De acordo com a Seo 2.4 do Capítulo 2, a estimacão do potencial fotovoltaico depende de quatro fatores: o nível de irradiao solar, a área aproveitável dos telhados para a instalao dos painéis solares, a eficiência de conversão do sistema fotovoltaico, e as probabilidades de instalao dos sistemas fotovoltaicos.

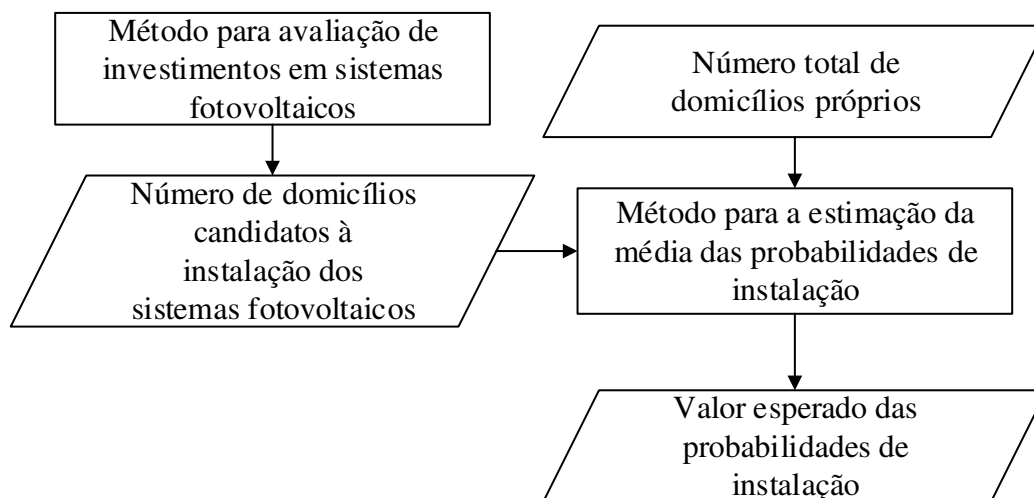
Os dados sobre as características socioeconômicas do município em estudo estão agrupados em 302 setores censitários, que são as menores subáreas com dimensões adequadas para o levantamento de informaes (INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA - IBGE, 2011). Conforme o exposto no Capítulo 3, a seguinte analogia foi feita:

Região R \leftrightarrow Município em estudo.

Subáreas \leftrightarrow Setores censitários do município em estudo.

Considerando essa analogia, o método para a avaliao de investimento apresentado na Seo 4.5 do Capítulo 4 foi usado para calcular o número de domicílios candidatos  instalao dos sistemas fotovoltaicos em cada uma das subáreas. O resultado desse método forma parte dos dados de entrada do método proposto na Seo 3.3 do Capítulo 3 para estimar as probabilidades de instalao dos sistemas fotovoltaicos. Na Figura 11 mostra-se a relao entre os métodos supracitados.

Figura 11 – Relação entre o método de avaliação de investimentos e o método para estimar as probabilidades de instalação.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

A coleta e o processamento das informações necessárias para estimar o potencial fotovoltaico são indicados a seguir.

5.1 COLETA E PROCESSAMENTO DE INFORMAÇÕES

As informações necessárias para aplicar a metodologia proposta na estimação do potencial fotovoltaico são descritas a seguir.

5.1.1 Nível de irradiação solar

O valor do nível de irradiação no município de estudo foi obtido a partir da Figura 1 apresentada no Capítulo 2, o valor do nível de irradiação solar encontrado foi de 5,4 kWh/m²/dia. Para obter o valor da irradiância solar média, o nível de irradiação solar foi dividido pelo número de horas efetivas de radiação solar, que foi considerado igual a 8 horas. O valor de irradiância solar calculado dessa maneira é 0,675 kW/m².

5.1.2 Área aproveitável dos telhados dos domicílios

A estimação da área aproveitável dos telhados dos domicílios é realizada seguindo os passos do fluxograma apresentado na Seção 2.2.3 do Capítulo 2. Para aplicar tais passos

devem-se ter as seguintes informações: o número de domicílios do tipo casa e apartamento, a área média desses domicílios e a taxa de aproveitamento da área do telhado. O cálculo da área aproveitável dos telhados é realizado usando a equação (4) indicada na Seção 2.2.3.

As fontes dessas informações bem como o processamento das mesmas para obter os dados necessários para estimar a área aproveitável dos telhados são descritas em detalhes nas Seções 5.1.2.1, 5.1.2.2 e 5.1.2.3. O cálculo da área total aproveitável dos telhados para o município inteiro e sua distribuição espacial por subárea, são apresentados na Seção 5.1.2.4.

5.1.2.1 Dados sobre o número de domicílios do tipo casa e apartamento

As informações sobre as características dos domicílios estão disponíveis para todos os municípios do Brasil em Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE (2010), em formato de mapas e tabelas IBGE (IBGE, 2010a), (IBGE, 2010b). Os mapas estão divididos em setores censitários, cada um com um geocódigo que permite elencar com os dados das tabelas. Para a aplicação do método proposto foram escolhidos os seguintes dados dessas tabelas: número de domicílios particulares permanentes, número de domicílios particulares permanentes do tipo casa, número de domicílios particulares permanentes do tipo casa de vila ou em condomínio e número de domicílios particulares permanentes do tipo apartamento.

Para instalar os painéis solares nos domicílios é preciso realizar algumas mudanças na residência. Além disso, observa-se que o tempo de vida dos projetos de instalação de sistemas fotovoltaicos está ao redor dos 25 anos (EMPRESA DE PESQUISAS ENERGÉTICAS, 2012; MITSCHER, RÜTHER, 2012). No caso de domicílios alugados, em geral os inquilinos estão impedidos de fazer mudanças no domicílio por questões de contrato e ademais que em caso pudessem fazer tais mudanças, não há muitos inquilinos que morem por mais de 25 anos, portanto, normalmente não estão interessados no investimento nesta fonte de energia alternativa. Assim, neste trabalho foram excluídos os domicílios alugados no cálculo da área aproveitável dos telhados.

Pelo exposto no parágrafo anterior, foi considerado que somente os proprietários dos domicílios poderão optar pela instalação dos sistemas fotovoltaicos. Assim, uma nova filtragem foi realizada no arquivo supracitado, a fim de que somente contenha a informação sobre o número de domicílios tipo casa, casa de vila ou condomínio e apartamentos, que possuem a condição de própria quitada e em aquisição.

5.1.2.2 Área média e coeficientes de redução de área do telhado

A área média dos domicílios de tipo casa e apartamento foram obtidos do trabalho realizado por Ghisi, Montibeller e Schmidt (2006), que realizou estimativas das áreas médias dos telhados dos domicílios brasileiros. Os valores encontrados nesse trabalho são apresentados na Tabela 1.

Tabela 1 - Área média dos telhados por tipo de domicílio.

Tipo de domicílio	Área média (m ²)
Casa	85
Apartamento	15

Fonte: Elaboração a partir de Ghisi, Montibeller e Schmidt (2006).

Essas áreas foram consideradas como representativas para a zona de estudo e utilizadas na estimação da área dos telhados dos domicílios.

5.1.2.3 Coeficientes de redução de área de telhado e taxa de aproveitamento

De acordo com o exposto na Seção 2.2.2 do Capítulo 2 sobre o aproveitamento da área do telhado dos domicílios para a instalação dos sistemas fotovoltaicos, devem ser considerados coeficientes de redução dessas áreas.

Em relação ao coeficiente do tipo do telhado, C_{telh} , para os domicílios do tipo casa é razoável considerar a instalação dos painéis solares somente sobre um dos lados de cada telhado, devido a que um desses lados apresentará uma melhor exposição à radiação solar do que o outro, assim o coeficiente do telhado para os domicílios tipo casa foi considerado igual a 0,5. Para o caso dos domicílios tipo apartamento, para o qual os telhados são geralmente superfícies planas, o nível de irradiação solar recebida é igual em toda sua superfície, portanto, o coeficiente do telhado para este tipo de domicílio foi considerado igual a 1,0.

O ângulo de inclinação ótimo para maximizar a irradiação sobre os painéis solares é em geral ligeiramente menor que o valor da latitude onde será alocado o painel (SOLAR, 2015b). O município em estudo encontra-se a uma latitude de 22° 7' 39", logo um ângulo de 22° seria o ângulo de inclinação ótimo. Como não é possível assegurar que todos os domicílios que optem por instalar os sistemas fotovoltaicos, irão a instalar os painéis com o ângulo de inclinação ótimo, foi considerado um valor de coeficiente de azimutal, C_{azim} , igual

a 0,9, a fim de levar em conta a perda na geração por não instalar os painéis solares com uma inclinação igual ao ângulo ótimo (BERGAMASCO; ASINARI, 2011).

O coeficiente de ocupação, C_{ocup} , que leva em conta que os telhados dos domicílios já possam estar ocupados por outro tipo de instalações foi considerado igual a 0,7 (BERGAMASCO; ASINARI, 2011).

A partir dos valores considerados para os coeficientes de redução de área, a taxa de aproveitamento do telhado, T_{apr} , para cada tipo de domicílio foi calculada usando a equação (3), apresentada na Seção 2.2.2 do Capítulo 2. Os valores calculados das taxas de aproveitamento dos telhados para os domicílios do tipo casa e apartamento são apresentados na Tabela 2.

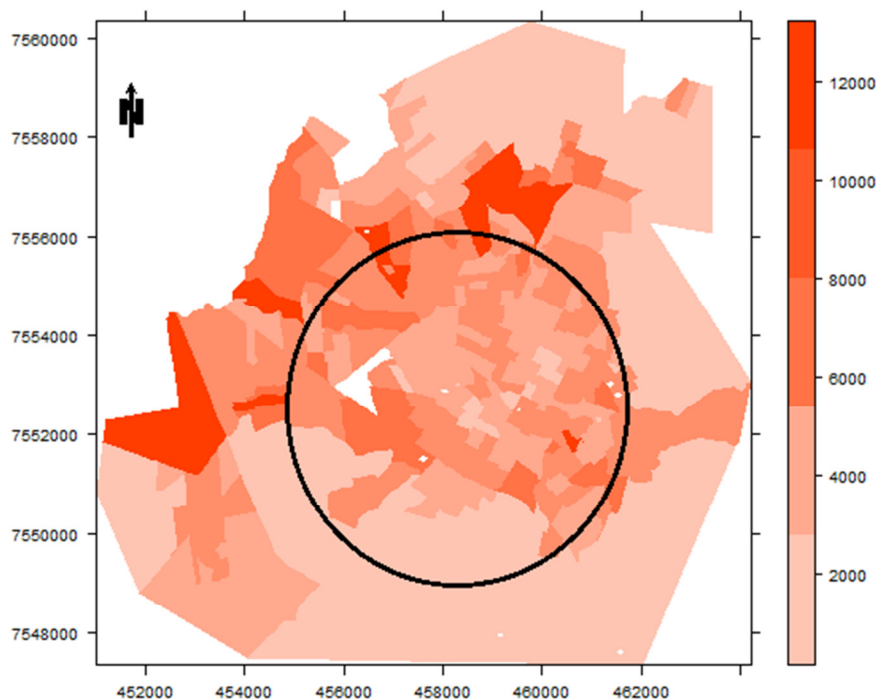
Tabela 2 – Taxa de aproveitamento do telhado para domicílios do tipo casa e apartamento ocupação (T_{apr}).

Taixa de aproveitamento	Casa	Apartamento
T_{apr}	0,31	0,63

Fonte: Elaboração do próprio autor.

5.1.2.4 Área de telhado aproveitável para a instalação de painéis solares

A área do município de estudo é de 16 560 000 m². A área dos telhados calculada para toda a zona de estudo foi de 5 193 150 m². A área aproveitável dos telhados obtida depois de usar as taxas de aproveitamento dos telhados (T_{apr_casa} e T_{apr_apar}) foi de 1 635 512 m². A área aproveitável representa 31,5 % da área dos telhados e 9,9 % da área do município. Na figura 12 mostra-se a distribuição espacial da disponibilidade da área aproveitável para a zona de estudo. As regiões com maior área disponível se encontram na zona oeste. Os setores censitários localizados nessa região apresentam em sua maioria, área aproveitável dos telhados entre 6 000 e 10 000 m² e com alguns setores censitários com área aproveitável entre 10 000 e 12 000 m². As zonas com menor área aproveitável dos telhados encontram-se na periferia da cidade, com exceção de sua região oeste. Finalmente, observa-se que a maior concentração ou densidade de área aproveitável dos telhados encontra-se na zona central (representado pelo círculo negro) e oeste da cidade.

Figura 12 - Mapa temático da área do telhado aproveitável (m²).

Fonte: Elaboração do próprio autor.

5.1.3 Eficiência de conversão de energia dos sistemas fotovoltaicos

A fim de determinar o valor da eficiência de conversão de energia dos sistemas fotovoltaicos, foram considerados os três fatores em termos de eficiência descritos na Seção 2.3 do Capítulo 2.

Os valores de eficiência de conversão dos painéis solares, η_{mod} , foram obtidos a partir da informação disponibilizada nos sites de empresas distribuidoras desses painéis. As eficiências dos módulos de silício monocristalino se encontram acima de 15% e em algumas marcas supera os 21%, para os módulos policristalinos as eficiências estão na faixa de 13 – 16%, enquanto para tecnologia de filme fino, as eficiências variam na ordem de 7 - 13% (ENERGÍAS RENOVABLES, 2015; SOLAR, 2015a). Para a obtenção da eficiência atmosférica, n_{atm} , foi considerada uma perda de produção de energia de 10 % devido a condições ambientais diferentes à especificada pelos fabricantes. Assim, foi atribuído à eficiência atmosférica, n_{atm} , um valor de 90% ($n_{atm} = 0,9$) (BERGAMASCO; ASINARI, 2011).

As perdas de produção de energia em outras partes do sistema fotovoltaico, η_{inst} , foram consideradas da seguinte forma: 3% devido à reflexão dos raios de sol no painel, 1% devido à possível sujeira ou poeira sobre o painel PV, 2% no painel elétrico, 10% devido à

eficiência do inversor, que juntas fazem uma perda total da instalação de 16% (BERGAMASCO; ASINARI, 2011). Levando em conta essas perdas, a eficiência de instalação, η_{inst} , resulta em 84 % ($n_{atm} = 0,84$).

A partir dos valores estabelecidos para os fatores de eficiência, e utilizando a equação (5) dada na Seção 2.3 do Capítulo 2, foram calculadas as eficiências de conversão de energia dos sistemas fotovoltaicos para cada uma das tecnologias. Na Tabela 3 mostram-se os valores da eficiência de conversão dos sistemas fotovoltaicos obtidos para as tecnologias monocristalina, policristalina e filme fino.

Tabela 3 - Eficiência total de conversão de energia, n_{TOT} , para as tecnologias monocristalina, policristalina e filme fino.

Eficiência (η)	Monocristalino	Policristalino	Filme fino
η_{TOT}	0,136	0,113	0,076

Fonte: Elaboração a partir de Bergamasco e Asinari (2011), Energías renovables (2015) e Solar (2015).

Das tecnologias dos painéis mencionados, a mais utilizada em aplicações residenciais é a tecnologia policristalina (ENERGÍAS RENOVABLES, 2015). Essa tecnologia será considerada no presente estudo de caso, portanto, o valor utilizado para a eficiência total de conversão de energia será igual a 11,3 % ($\eta_{TOT} = 0,113$) para todo o município em estudo.

Para considerar a redução da eficiência na produtividade anual dos módulos fotovoltaicos, foi assumido que a cada ano a eficiência do painel solar diminui uma porcentagem do valor inicial. O valor escolhido está baseado nas informações encontradas na literatura, que indica valores entre 0,2% e 1% como factíveis (NAKABAYASHI, 2015). O valor considerado no presente trabalho foi de 0,5 %.

5.1.4 Dados para obter as probabilidades de instalação dos habitantes

De acordo com o método apresentado na Seção 3.3 do Capítulo 3, os dados de entrada para obter as probabilidades de instalação são: o número total de domicílios, n_i , e o número de domicílios candidatos à instalação dos sistemas fotovoltaicos, y_i , em cada subárea. A primeira dessas informações (n_i) foi extraída do censo demográfico 2010 realizado pelo IBGE (IBGE, 2010a). A segunda dessas informações (y_i) será estimada, de acordo com o critério exposto na Seção 3.3 do Capítulo 3, usando o método de avaliação econômica de investimentos apresentado na Seção 4.5 do Capítulo 4.

Os domicílios foram agrupados em cinco classes econômicas: “A”, “B”, “C”, “D” e “E”, Essas classes foram criadas em função do nível de renda dos domicílios (número de salários mínimos), a partir das informações do censo do IBGE (IBGE, 2011). Na Tabela 4 apresentam-se as classes econômicas supracitadas.

Tabela 4 – Classes econômicas segundo o nível de renda familiar.

Classe	Nº de salários mínimos per capita
A	> 10
B	5 a 10
C	3 a 5
D	1 a 3
E	< 1

Fonte: Elaboração a partir de IBGE (2011).

Três cenários de análise: conservador, moderado e acelerado foram definidos com o alvo de observar mudanças no número de domicílios candidatos à instalação dos sistemas fotovoltaicos entre esses cenários. O uso do método de avaliação econômica, apresentado na Seção 4.5 do Capítulo 4, permitiu averiguar em primeiro lugar, quais das classes econômicas listadas na Tabela 4 apresentam viabilidade para instalar os sistemas fotovoltaicos, em cada subárea do município de estudo, e posteriormente, quantos domicílios dentro dessas classes são candidatas para instalar os sistemas fotovoltaicos. Os resultados do método de avaliação econômica são apresentados na Seção 5.1.4.6.

As características dos cenários de análise estão relacionadas com a forma de financiamentos e os subsídios existentes para o investimento inicial, C_{sist} , nesse tipo de projetos.

Em relação à existência de subsídios da montante do investimento inicial, C_{sist} , foi considerado um subsídio de 0%, 20% e 40 % nos cenários: conservador moderado e acelerado, respectivamente.

De acordo com a Seção 4.1.1 do Capítulo 4, o investimento inicial, C_{sist} , com ou sem a existência de subsídios, pode ser dividido em três parcelas x , y e z , que representam respectivamente, a parte financiada pelo proprietário no ano zero, a fração financiada por um empréstimo a reduzidas taxas de juros e a parte financiada a altas taxas de juros.

Devido a que as classes econômicas mais altas apresentam uma tendência à poupança maior, foi considerado que o capital próprio do consumidor residencial (a parcela “ x ” do investimento inicial) colocado no projeto é maior para as classes mais altas. Em relação com a

fração do investimento inicial financiada por um empréstimo a reduzidas taxas de juros (a parcela “y” do investimento inicial), foi considerada a existência de uma política de incentivo por parte do governo, que oferece linhas de crédito a reduzidas taxas de juros. Já os empréstimos de dinheiro não cobertos pelo programa de incentivo e obtidos a altas taxas de juros (a parcela “z” do investimento inicial), foram considerados maiores para as classes econômicas mais altas.

A Tabela 5 resume as características de subsídios e financiamento ao investimento de projetos fotovoltaicos, considerados nos cenários: conservador, moderado e acelerado.

Tabela 5 – Características dos cenários de análise.

Classe	Cenário de análise								
	Conservador			Moderado			Acelerado		
	x	y	z	x	y	z	x	y	z
A	0,20	0,00	0,80	0,20	0,50	0,30	0,20	0,80	0,00
B	0,15	0,00	0,85	0,15	0,50	0,35	0,15	0,80	0,05
C	0,10	0,00	0,90	0,10	0,50	0,40	0,10	0,80	0,10
D	0,05	0,00	0,95	0,05	0,50	0,45	0,05	0,80	0,15
E	0,00	0,00	1,00	0,00	0,50	0,50	0,00	0,80	0,20
Subsídio	0 %			20 %			40 %		

Fonte: Elaboração do próprio autor.

O período de tempo de qualquer tipo dos empréstimos supracitados será considerado igual a 5 anos ($a = 5$).

Baseados nos trabalhos realizados pela Empresa de pesquisas energéticas (2012) e Mitscher, Rütther (2012) foi considerado como ano de referencia para atualização dos fluxos de caixa, o ano zero, e um tempo de vida do projeto igual a 25 anos.

Os demais dados de entrada necessários para fazer as previsões dos custos e as receitas envolvidas ao longo do projeto de instalação dos sistemas fotovoltaicos são apresentados nas Seções 5.1.4.1 até 5.1.4.5.

5.1.4.1 Capacidades instaladas dos sistemas fotovoltaicos

O dimensionamento da capacidade instalada do sistema fotovoltaico (kWp) a ser instalado foi determinado em função do nível de consumo mensal de energia de cada domicílio. As faixas de consumo mensal de energia (kWh/mês) consideradas neste trabalho

atendem ao critério exigido pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) para a obtenção de curvas de carga de consumidores residências. Essas faixas são: 0-100, 101-200, 201-300, 301-500 e acima de 500 kWh/mês (FRANCISQUINI, 2006).

No trabalho realizado por Procel e Eletrobras (2007) foi observada uma forte dependência entre o nível de renda das famílias e seu consumo mensal de energia. Com base nisso, no presente trabalho, cada faixa de consumo de energia foi atribuída a uma das classes econômicas da Tabela 4 mostrada na Seção 5.1.4, tal como indicado na Tabela 6.

Tabela 6 – Faixa de consumo de energia, segundo as classes econômicas.

Classe	Consumo de energia (kWh/mês)
A	> 501
B	301 a 500
C	201 a 300
D	101 a 200
E	0 a 100

Fonte: Elaboração a partir de Francisquini (2006), Procel e Eletrobras (2007).

Também, no trabalho realizado por Procel e Eletrobras (2009), foi determinado o consumo médio mensal das famílias de acordo com as faixas de consumo de energia para cada região do Brasil. Na tabela 7 apresenta-se o consumo médio da região que envolve o município em estudo em função do agrupamento de consumo de energia considerado nesse trabalho.

Tabela 7 – Consumo faturado médio de energia, de acordo com a faixa de consumo (kWh/mês).

Consumo de energia (kWh/mês)	Consumo médio de energia (kWh/mês)
> 301	482,40
201 a 300	233,71
101 a 200	154,9
0 a 100	64,10

Fonte: Elaboração a partir de Procel e Eletrobras (2009).

Outro aspecto considerado neste trabalho para o dimensionamento da capacidade dos sistemas fotovoltaicos são as quantidades de energia autoconsumida e exportada que serão

fixadas para a avaliação econômica. Em vista de que novas políticas para estimular a geração de energia fotovoltaica estão ainda em desenvolvimento no Brasil, espera-se que os domicílios que optem por esta fonte de energia autoconsumam a maior parte da energia gerada por seus sistemas. Assim, considerando as faixas de consumo de energia apresentadas na Tabela 6 e seus respectivos consumos médios de energia indicados na Tabela 7, a capacidade dos sistemas fotovoltaicos de cada classe econômica foi dimensionado de tal maneira que 70% da sua energia média mensal gerada cubra sua demanda média mensal e os 30% restante sejam exportados à rede da concessionária.

Na Tabela 8 indicam-se as capacidades instaladas dos sistemas fotovoltaicos, calculadas para cada classe econômica considerada.

Tabela 8 – Capacidades instaladas, segundo as classes econômicas.

Classe	Capacidade
	instalada (kWp)
A	6,00
B	4,00
C	2,50
D	1,75
E	0,75

Fonte: Elaboração do próprio autor.

5.1.4.2 Custos de investimento no projeto de instalação do sistema fotovoltaico

Os custos de investimento inicial envolvidos no projeto de instalação dos sistemas fotovoltaicos, descritos na Seção 3.1.1 do Capítulo 3, foram obtidos de Photon (2015), que publica anualmente os preços dos painéis e inversores. Esses preços estão dados em euros, e foram convertidos em dólares americanos, usando a cotação fixada USD/EUR para o mês de dezembro de 2015, que foi igual a 0,9108 (COTAÇÃO DOLAR – EURO, 2015).

Na Tabela 9 indicam-se os preços unitários (US\$/Wp) dos equipamentos do sistema fotovoltaico.

Na Tabela 10 apresentam-se os custos unitários (US\$/Wp) considerados para os materiais, instalação e outros custos menores envolvidos na instalação dos sistemas fotovoltaicos. Esses preços foram obtidos de preços de mercado nacional, e expressos em

dólares americanos, usando a cotação USD/BRL igual a 3,8589, que foi a cotação para o mês de dezembro de 2015 (COTAÇÃO DOLAR – REAL, 2015).

Tabela 9 – Custos de equipamento do sistema fotovoltaico.

Equipamentos	Módulos	Inversores (< 10 kW)	Inversores (> 10 kW)
Preços internacionais dos equipamentos	0,61	0,27	0,13
Equipamentos + frete + seguro (US\$/Wp)	0,02	0,02	0,01
Impostos + taxas + importação (US\$/Wp)	0,18	0,22	0,11
Preço total de equipamentos (US\$/Wp)	0,81	0,51	0,25

Fonte: Elaboração a partir de Nakabayashi (2015), Photon (2015) e Cotação dólar – euro (2015).

Tabela 10 – Custos de outros equipamentos, materiais e instalação do sistema fotovoltaico.

Instalação	Até 5 kW	A partir de 5 kW
Cabos e proteções (US\$/Wp)	0,30	0,23
Sistema de fixação (US\$/Wp)	0,48	0,31
Outros custos (conexão e projeto) (US\$/Wp)	0,48	0,39
Preço total de instalação (US\$/Wp)	1,26	0,93

Fonte: Elaboração a partir de Nakabayashi (2015) e Cotação dólar – real (2015).

Na Tabela 11 é indicado o valor consolidado (US\$/Wp) de todos os custos envolvidos no projeto de instalação dos sistemas fotovoltaicos para capacidades de até 5 kWp e a partir de 5 kWp até 10 kWp, os quais contém às capacidades dos sistemas fotovoltaicos considerados no presente estudo de caso, apresentadas na Tabela 8.

Tabela 11 – Resumo de custos de investimento em sistemas fotovoltaicos.

Instalação	< 5 kWp	5 kWp - 10 kWp
Custo inicial de investimento (US\$/Wp)	2,58	2,25

Fonte: Elaboração a partir de Nakabayashi (2015), Photon (2015), Cotação dólar – euro (2015) e Cotação dólar – real (2015).

Juntando a informações sobre as capacidades dos sistemas fotovoltaicos (kWp), indicados na Tabela 8, e seus custos de investimento (US\$/kWp) apresentados na Tabela 11, foi construída a Tabela 12, que indica os custos de investimento inicial dos sistemas fotovoltaicos, C_{sist} (US\$), sem considerar a existência de qualquer subsídios, para cada uma das classes econômicas consideradas.

Tabela 12 – Custo de investimento inicial, C_{sist} , segundo a classe econômica.

Classe	C_{sist} (US\$)
A	13 571
B	10 365
C	6 478
D	4 535
E	1 944

Fonte: Elaboração a partir de Nakabayashi (2015), Photon (2015), Cotação dólar – euro (2015) e Cotação dólar – real (2015).

Em relação com os custos de operação e manutenção, $C_{O\&M}$ (US\$), esses custos foram considerados como uma porcentagem do valor do investimento inicial, C_{sist} . A porcentagem considerada foi igual a 1% (EMPRESA DE PESQUISAS ENERGÉTICAS, 2012; NAKABAYASHI, 2015).

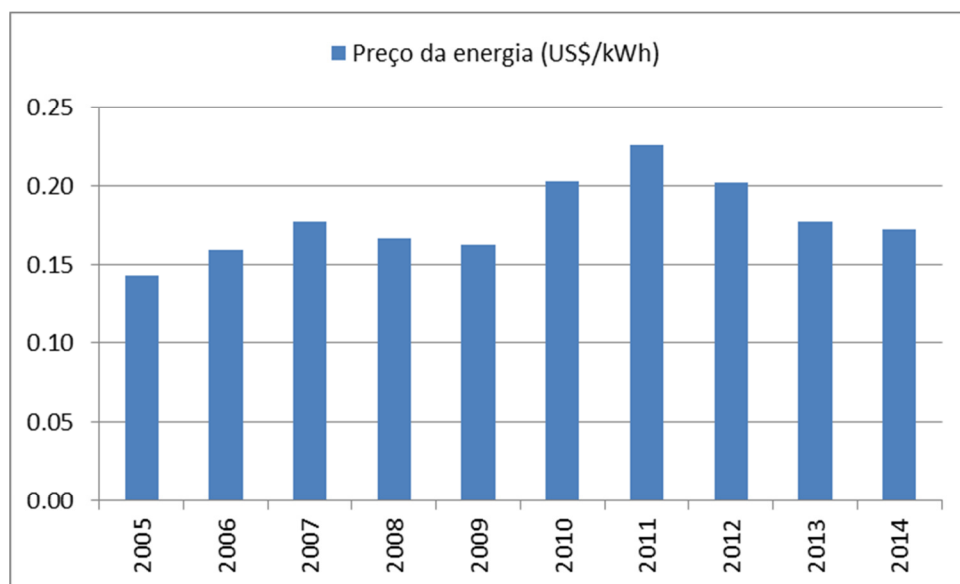
5.1.4.3 Tarifa de energia elétrica do setor residencial

Os valores dos preços da energia elétrica para o setor residencial foram obtidos do site da ANEEL (ANEEL, 2015). Os valores originais estão dados em reais, e foram convertidos para o dólar usando a respectiva cotação média anual (COTAÇÃO DOLAR – REAL, 2015). Por outro lado, não foi considerada a tarifa social de energia para os consumidores enquadrados na subclasse residencial baixa renda, devido a que só envolve uma parcela da classe econômica “E” (LEI Nº 12.212, 2010).

Na Figura 12 apresenta-se a evolução das médias anuais das tarifas de energia elétrica (US\$/kWh) da zona de estudo para o setor residencial, entre os anos 2005 até 2014.

O valor da tarifa média de energia do setor residencial $p_{energia}$, utilizado para todos os grupos de análises, foi o vigente em setembro de 2015, que tem um valor de 0,15 US\$/kWh ($p_{energia} = 0,15$ US\$/kWh) (ANEEL, 2015).

Figura 13 – Evolução anual do preço da tarifa de energia elétrica com impostos no setor residencial.



Fonte: Fonte: Elaboração a partir de ANEEL (2015).

5.1.4.4 Receitas obtidas pela energia gerada

Como mencionado na Seção 4.1.2 do Capítulo 4, as receitas provenientes da geração de energia através dos sistemas fotovoltaicos são devido aos custos evitados pelo autoconsumo de parte da energia gerada e à parcela de energia exportada na rede da concessionária.

O valor da energia autoconsumida é o valor da tarifa do setor residencial, indicada na Seção 5.1.4.3 ($p_{energia} = 0,15$ US\$/kWh). O valor da energia exportada está sujeita à legislação vigente. No Brasil, a norma que especifica o sistema de compensação para os microgeradores de energia, incluindo a fotovoltaica, é a Resolução Normativa nº 482/2012 da ANEEL (ANEEL, 2012), que está baseada no esquema *net-metering*, exposto na Seção 4.1.2. Essa norma estabelece que, os créditos gerados sob este esquema devem ser consumidos até um prazo máximo de 36 meses (ANEEL, 2012). O valor da tarifa de energia injetada na rede da concessionária, p_{inj} , no esquema tarifário *net metering*, p_{net} , é o valor da tarifa de do setor residencial ($p_{net} = 0,15$ US\$/kWh).

A fim de poder avaliar a existência de outra forma de incentivo além da contemplada pela ANEEL (ANEEL, 2012), no presente trabalho, foi considerado o modelo de incentivo *feed-in tariffs*, descrito na Seção 4.1.2 do Capítulo 4. O valor da energia exportada no

esquema *feed-in*, $p_{feed-in}$, foi considerada o dobro do valor da tarifa residencial ($p_{feed-in} = 0,30$ US\$/kWh).

A diferença estabelecida entre os valores dos esquemas tarifários *net metering* e *feed-in* foi considerada para avaliar seu impacto nos resultados do número de domicílios candidatos à instalação dos sistemas fotovoltaicos, em cada um dos cenários de análise.

O cálculo das receitas anuais foram realizadas de acordo com as equações (34) e (35) apresentadas na Seção 4.1.2 do Capítulo 4.

5.1.4.5 Taxas de atualização

O valor da taxa de atualização nominal, d , foi considerada igual à taxa de juros referencial do Sistema Especial de Liquidação e de Custódia (SELIC) apontada pela 195ª reunião do Comitê de Política Monetária, que estabeleceu esse valor em 14,25% (BANCO CENTRAL DO BRASIL, 2015a). A taxa SELIC representa a taxa básica de juros da economia brasileira e reflete o custo do dinheiro para empréstimos bancários, com base na remuneração dos títulos públicos.

Pelo considerado na Seção 5.1.4.4 e o mencionado no parágrafo anterior, a taxa de juros do empréstimo obtido pelo programa de incentivo, d_y , é igual a 14,25% ($d_y = 14,25\%$).

A taxa de juros do empréstimo que não forma parte do programam de incentivo, d_z , foi igual a 55,25 % ($d_z = 55,25\%$) no ano 2015 (BANCO DO BRASIL, 2015b).

O valor da inflação nacional, f , foi estimado como a média geométrica da evolução anual do IPCA prevista pelo Banco Central do Brasil até 2020, enquanto a inflação do preço de energia, f_{elec} , representa a média histórica de preços das tarifas de energia no período de 1995 até 2014 (NAKABAYASHI, 2015). Os valores de inflação nacional e do preço de energia, considerados para o cálculo das taxas reais, foram de 5,59 % e de 9,6 %, respectivamente.

5.1.4.6 Número de domicílios candidatos à instalação dos sistemas fotovoltaicos

O método proposto na Seção 4.5 do Capítulo 4 foi empregado para estimar o número de domicílios candidatos à instalação dos sistemas fotovoltaicos. Esse método foi aplicado a cada uma das classes econômicas apresentadas na Tabela 4 da seção 5.1.4. Tal método utiliza

os dados das Seções 5.1.4.1 até 5.1.4.5, considerando: $VPL > 0$ US\$, $TIR > 14.25\%$, $payback \leq 20$ anos e $CNE < 0,15$ US\$/kWh.

Os resultados dos indicadores de avaliação econômica de investimento sob o esquema tarifário *net metering*, nos cenários: conservador, moderado e acelerado, são apresentados nas Tabelas 13, 14 e 15, respectivamente. Os destaques de cor verde mostradas nessas tabelas indicam as classes econômicas que poderiam instalar os sistemas fotovoltaicos. Nos cenários: conservador e moderado, nenhuma das classes econômicas apresentam viabilidade para instalar os sistemas fotovoltaicos. No cenário acelerado todas as classes econômicas apresentam viabilidade para instalar os sistemas fotovoltaicos, no entanto, apresentam valores de *payback* acima de 9 anos

Tabela 13 – Indicadores de avaliação de investimento – Cenário conservador – Esquema tarifário *net metering*.

Classe	VPL (US\$)	TIR (%)	Payback (anos)	CNE (US\$/kWh)
A	-20020	5,62	> 25	0,29783
B	-18505	3,87	> 25	0,35497
C	-12324	3,49	> 25	0,36842
D	-9158	3,12	> 25	0,38187
E	-4153	2,78	> 25	0,39532

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Tabela 14 – Indicadores de avaliação de investimento – Cenário moderado – Esquema tarifário *net metering*.

Classe	VPL (US\$)	TIR (%)	Payback (anos)	CNE (US\$/kWh)
A	-504	13,86	> 25	0,15372
B	-3343	10,99	> 25	0,18703
C	-2697	10,21	> 25	0,19779
D	-2313	9,50	> 25	0,20855
E	-1173	8,84	> 25	0,21931

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Tabela 15 – Indicadores de avaliação de investimento – Cenário acelerado – Esquema tarifário *net metering*.

Classe	VPL (US\$)	TIR (%)	Payback (anos)	CNE (US\$/kWh)
A	9625	29,19	9	0,07892
B	4643	22,88	13	0,09857
C	2447	21,11	14	0,10664
D	1394	19,52	16	0,11471
E	461	18,09	18	0,12278

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Os resultados dos indicadores de avaliação econômica de investimento sob o esquema tarifário *feed-in tariffs*, nos cenários: conservador, moderado e acelerado, são apresentados nas Tabelas 16, 17 e 18, respectivamente. No cenário conservador nenhuma das classes econômicas consideradas apresenta viabilidade econômica. No cenário moderado, observa-se que os projetos realizados pelos domicílios pertencentes à classe econômica “A” são economicamente viáveis, no entanto com um valor de *payback* de 17 anos, ou seja com um valor de penetração da tecnologia fotovoltaica muito baixa. No cenário acelerado todas as classes econômicas apresentam viabilidade econômica, com valores de *payback* entre 7 e 12 anos.

Comparando o cenário acelerado dos esquemas tarifários *net metering* e *feed-in*, observa-se que nos dois casos, todas as classes econômicas apresentam viabilidade para instalar os sistemas fotovoltaicos, não obstante, nota-se que os valores de *payback* no esquema tarifário *feed-in*, em cada uma das classes econômicas, são menores aos encontrados no esquema *net metering*. De acordo com a Seção 4.4 do capítulo 4, altos valores de *payback* levam a baixas penetrações da tecnologia fotovoltaica. Assim, espera-se que o número de domicílios candidatos à instalação dos sistemas fotovoltaicos no cenário acelerado e sob o esquema tarifário *feed-in* seja maior do que o apresentado no cenário acelerado e sob o esquema tarifário *net metering*, para cada uma das classes econômicas.

Tabela 16 – Indicadores de avaliação de investimento – Cenário conservador – Esquema tarifário *feed-in tariffs*.

Classe	VPL (\$)	TIR (%)	Payback (anos)	CNE (\$/kWh)
A	-13926	8,46	> 25	0,29783
B	-14442	6,48	> 25	0,35497
C	-9785	6,06	> 25	0,36842
D	-7381	5,65	> 25	0,38187
E	-3391	5,27	> 25	0,39532

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Tabela 17 – Indicadores de avaliação de investimento – Cenário moderado – Esquema tarifário *feed-in tariffs*.

Classe	VPL (US\$)	TIR (%)	Payback (anos)	CNE (US\$/kWh)
A	5590	18,58	17	0,15372
B	719	14,94	24	0,18703
C	-158	14,01	> 25	0,19779
D	-535	13,16	> 25	0,20855
E	-412	12,38	> 25	0,21931

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Tabela 18 – Indicadores de avaliação de investimento – Cenário acelerado – Esquema tarifário *feed-in tariffs*.

Classe	VPL (US\$)	TIR (%)	Payback (anos)	CNE (US\$/kWh)
A	15719	41,66	7	0,07892
B	8706	31,87	9	0,09857
C	4986	29,51	10	0,10664
D	3171	27,30	11	0,11471
E	1223	25,26	12	0,12278

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Observa-se que o benefício econômico para as classes que apresentaram viabilidade, expresso através do VPL e a TIR, é diretamente proporcional à capacidade instalada do sistema fotovoltaico, sendo, portanto, mais rentável para as classes econômicas com maiores rendas. Por outro lado, os valores calculados do custo nivelado de energia, CNE, para as classes com viabilidade econômica, indicam que é mais barato para o consumidor residencial gerar sua própria energia em lugar de comprar da concessionária. Finalmente, em todos os

cenários analisados os valores de *payback* obtidos encontram-se acima dos 5 anos, mostrando que o investimento em projetos de microgeração fotovoltaica é rentável em longo prazo.

De acordo com o método proposto para estimar o número de domicílios candidatos à instalação dos sistemas fotovoltaicos, essa quantidade é calculada multiplicando o número de domicílios próprios em cada uma das classes econômicas e seu respectivo fator de máxima penetração de mercado, utilizando a equação (52). O valor da de máxima penetração de mercado está em função do valor de *payback* encontrado e é calculado usando a equação (51).

Nas Tabelas 19 e 20 são apresentados os agregados do número de domicílios candidatos à instalação dos sistemas fotovoltaicos para o município inteiro, em cada um dos cenários de análise considerados, e sob os esquemas tarifários *net metering* e *feed-in tariffs*, respectivamente.

Tabela 19 – Número de domicílios candidatos à instalação dos sistemas fotovoltaicos, segundo a classe econômica e cenário de análise - Esquema tarifário *net metering*.

Classe	Conservador	Moderado	Acelerado
A			62
B			47
C			54
D			162
E			85
Todas as classes			410

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Tabela 20 – Número de domicílios candidatos à instalação dos sistemas fotovoltaicos, segundo classe econômica e cenário de análise - Esquema tarifário *feed-in tariffs*.

Classe	Conservador	Moderado	Acelerado
A			114
B			157
C			181
D			724
E			514
Todas as classes			1690

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Observa-se nas Tabelas 19 e 20 que os cenários: conservador e moderado, não possuem domicílios candidatos para instalar os sistemas fotovoltaicos. No caso do esquema

net metering, esse resultado era esperado, pois nesses cenários nenhuma das classes econômicas apresentou factibilidade à instalação dos sistemas fotovoltaicos (ver Tabelas 13 e 14). Para o caso do esquema tarifário *feed-in*, no cenário conservador tampouco foram encontradas classes econômicas factíveis, portanto, tampouco domicílios candidatos. Já para o caso do esquema tarifário *feed-in*, no cenário moderado, a classe “A” apresentou factibilidade econômica, no entanto, com um alto valor de *payback* (ver Tabela 17), conseqüentemente com um baixo valor de penetração da tecnologia fotovoltaica. Aplicando esse fator de penetração aos domicílios da classe econômica “A” supracitada, nenhuma das subáreas apresentou domicílios candidatos para instalar os sistemas fotovoltaicos.

Finalmente, o número de domicílios candidatos calculados por cada subárea serão usados como dados de entrada no método de estimação das probabilidades de instalação apresentadas na Seção 3.3 do Capítulo 3.

5.2 PLATAFORMAS COMPUTACIONAIS UTILIZADAS

As ferramentas utilizadas para preparar os dados, realizar cálculos e mostrar as saídas foram o Excel 2010 (MICROSOFT EXCEL (V14.0), 2010), o Terraview 4.2.2 (TERRAVIEW 4.2.2, 2013), e o R 3.1.1 (R 3.1.1, 2014).

O Excel 2010 é um programa que permite organizar informações e realizar cálculos matemáticos, estatísticos e financeiros. Esse programa permitiu filtrar e organizar as informações, como por exemplo, as descritas na Seção 5.1.2.1. Por outro lado, o Excel também permitiu desenvolver uma folha de cálculo para realizar a análise econômica de investimento dos sistemas fotovoltaicos.

O Terraview 4.2.2 é um sistema de informação geográfica que pode ser baixado de forma livre. Nesse software foram importados o mapa georreferenciado de polígonos dos setores censitários, indicado na Seção 5.1.2.1 e as informações filtradas e organizadas dos domicílios. Finalmente foi gerado no Terraview um arquivo que contém as informações dos domicílios, georreferenciadas em seu respectivo setor censitário.

O R 3.1.1 é um software estatístico que pode ser baixado livremente, com a capacidade de trabalhar com informações georreferenciadas. Neste software foi importado o arquivo gerado no Terraview 4.2.2., que contém os dados de entrada sobre os domicílios, necessários para desenvolver o modelo hierárquico bayesiano. Os mapas temáticos que serão apresentados na seção de resultados e os valores de potencial também foram realizados neste software.

5.3 RESULTADOS

Nesta seção são apresentados os resultados sobre as probabilidades de instalação dos sistemas fotovoltaicos, o potencial fotovoltaico sem considerar probabilidades de instalação e o potencial fotovoltaico considerando as probabilidades de instalação.

Os resultados serão apresentados através de mapas temáticos com uma escala de cor espaçados igualmente dentro de uma faixa limitada pelos valores máximos e mínimos calculados. A escala de cor classifica os valores obtidos, onde as subáreas com maiores valores são representados pela cor laranja, enquanto as subáreas com menores valores são representados pela cor rosa. As subáreas com cor branca não foram consideradas no processo de estimação, pois as informações necessárias para fazer os cálculos não existem.

5.3.1 Probabilidades de instalação dos sistemas fotovoltaicos

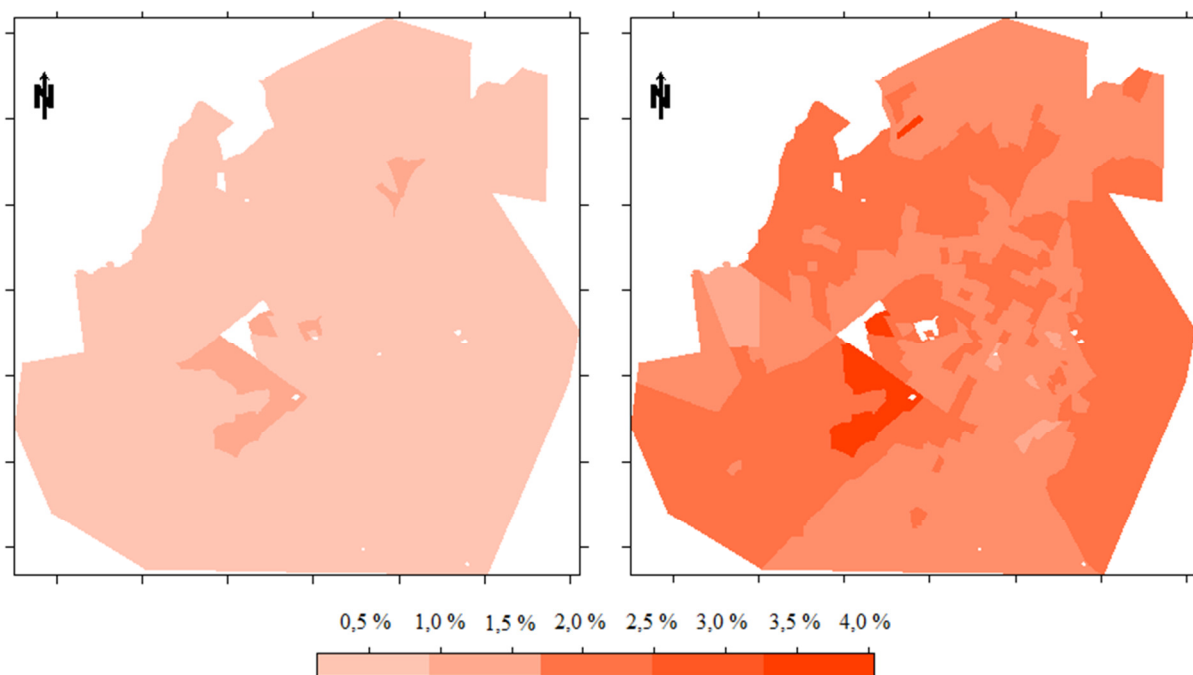
Através do software R 3.1.1 (R 3.1.1, 2014), foi desenvolvido o modelo hierárquico bayesiano apresentado no Capítulo 3. Os valores dos parâmetros para as distribuições de probabilidade dadas nas equações (18), (21), (22) e (23) são $\lambda_\theta = 0$, $\sigma_\theta = 1000$; $\lambda_\mu = 0$, $\sigma_\mu = 10$; $a_\tau = 0$, $b_\tau = 10$; $a_\alpha = 0$ e $b_\alpha = 1000$, que foram escolhidos experimentalmente considerando as recomendações encontradas na literatura para modelar distribuições pouco informativas (LEE; MITCHELL, 2012), (LEE, 2013).

Devido a que não foram encontrados domicílios candidatos à instalação dos sistemas fotovoltaicos nos cenários conservador e moderado, em nenhum dos esquemas tarifários considerados, a aplicação do método de estimação das probabilidades de instalação não foi aplicada a esses casos, sabendo-se que os resultados dessas probabilidades de instalação serão iguais a zero.

Na Figura 14 mostra-se a distribuição espacial das probabilidades de instalação no cenário acelerado, sob o esquema tarifário *net metering* (esquerda) e *feed-in* (direita). Nos dois esquemas, observa-se que os maiores valores de probabilidade de instalação se encontram na região central, com valores entre 1,0 % e 1,5 % sob o esquema tarifário *net metering* e 3,5 % e 4,0 % sob o esquema tarifário *feed-in*. Nota-se que no esquema tarifário *net metering*, quase todas as subáreas apresentam probabilidades de instalação abaixo de 1 %, podendo se dizer, que a maior parte dos habitantes pertencentes a essas subáreas não optará pela instalação dos sistemas fotovoltaicos. Observa-se que de maneira geral, as probabilidades

de instalação no esquema tarifário *feed-in* são maiores às encontradas no esquema tarifário *net metering*, o que significa que a implantação do esquema tarifário *feed-in* incentiva um maior número de pessoas a instalarem os sistemas fotovoltaicos.

Figura 14 - Mapa temático das probabilidades de instalação - Cenário acelerado - Esquema tarifário *net metering* (esquerda) e *feed-in* (direita).



Fonte: Elaboração do próprio autor.

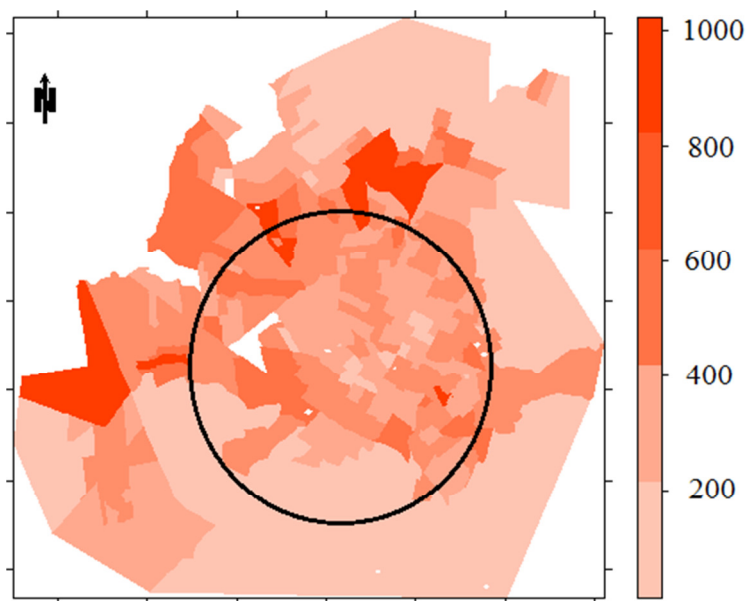
5.3.2 Estimação do potencial fotovoltaico

Na Figura 15 apresenta-se o mapa temático do potencial fotovoltaico (kW) calculado sem considerar as probabilidades de instalação dos sistemas fotovoltaicos. As informações empregadas foram indicadas na Seção 5.1.1 (nível de irradiância), a Seção 5.1.2 (área aproveitável dos telhados) e a Seção 5.1.3 (eficiência de conversão dos sistemas fotovoltaicos). Nota-se que a distribuição espacial do potencial fotovoltaico é similar à distribuição espacial das áreas de telhado aproveitável apresentada na Figura 12. A similaridade da distribuição espacial desses mapas é devido a que no cálculo do potencial fotovoltaico, foram considerados como valores constantes para toda a zona de estudo: o nível de irradiação solar e a eficiência de conversão do sistema fotovoltaico.

Pelas razões expostas na seção anterior sobre os cenários conservador e moderado, nesta seção tampouco é apresentado a distribuição espacial do potencial fotovoltaico nesses cenários.

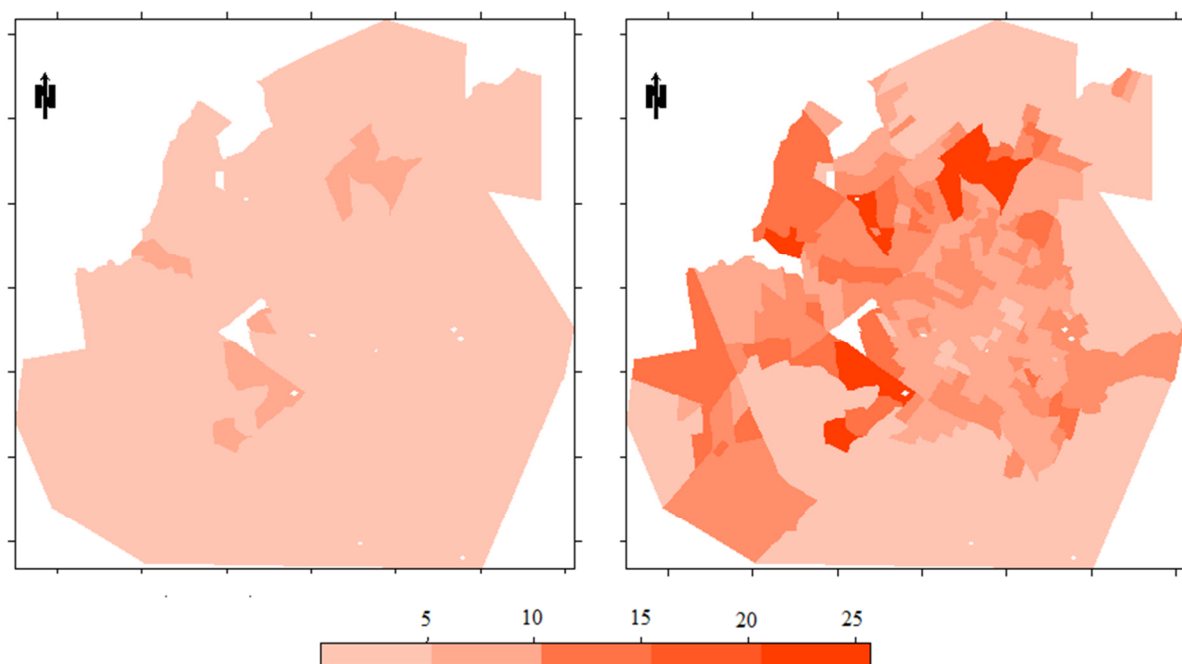
Na Figura 16 apresenta-se a distribuição espacial do potencial fotovoltaico (kW) considerando as probabilidades de instalação dos sistemas fotovoltaicos, no cenário acelerado e sob o esquema tarifário *net metering* (esquerda) e *feed-in* (direita). Observa-se que no esquema tarifário *net metering* a maioria das subáreas apresentam potenciais fotovoltaicos abaixo dos 5 kW. No esquema tarifário *feed-in*, algumas das subáreas mencionadas anteriormente, incrementam seu valor de potencial fotovoltaico devido às maiores probabilidades de instalação encontradas nessas subáreas sob este esquema tarifário. Somente algumas subáreas possuem potenciais fotovoltaicos acima dos 20 kW no esquema *feed-in*. Comparando a Figura 14 (que não considera as probabilidades de instalação) com a Figura 15 (que sim consideram as probabilidades de instalação), nota-se uma grande diferença nos valores de potencial das subáreas, em que subáreas que possuíam altos valores de potencial fotovoltaico ao não considerarem as probabilidades de instalação (Figura 15), apresentam baixos valores de potencial ao incluírem as probabilidades de instalação (Figura 16). Esta diferença é explicada pelos valores encontrados para as probabilidades de instalação apresentados na Figura 14.

Figura 15 - Mapa temático do potencial fotovoltaico (kW), sem considerar as probabilidades de instalação.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Figura 16 - Mapa temático do potencial fotovoltaico (kW), considerando as probabilidades de instalação - Cenário acelerado - Esquema tarifário *net metering* (esquerda) e *feed-in* (direita).



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Na Tabela 21 indica-se o potencial fotovoltaico (MW) para o município em estudo, com e sem o uso das probabilidades de instalação. Quando consideradas as probabilidades de instalação, os resultados são apresentados para os cenários: conservador, moderado e acelerado, e de acordo com os esquemas tarifários: *net metering* e *feed-in tariffs*.

Tabela 21 – Potencial fotovoltaico do município (MW): sem considerar as probabilidades de instalação, e considerando as probabilidades de instalação nos diferentes cenários de análise e esquemas tarifários.

Sem considerar as probabilidades de instalação			
	126,41		
Considerando as probabilidades de instalação			
	Conservador	Moderado	Acelerado
<i>net metering</i>	0,00	0,00	0,53
<i>Feed-in tariffs</i>	0,00	0,00	3,12

Fonte: Elaboração do próprio autor.

O resultado do potencial fotovoltaico considerando as probabilidades de instalação, calculadas neste trabalho, reduz o valor do potencial fotovoltaico obtido sem considerar essas

probabilidades a: 0,42 % no cenário acelerado com esquema tarifário *net metering* e 2,47 % no cenário acelerado com esquema tarifário *feed-in tariffs*.

5.4 DISCUSSÃO DE RESULTADOS

A seguir serão discutidos os resultados obtidos na Seção 5.3 com os resultados dos trabalhos realizado por Kagan, et al. (2013) e Mountain e Szuster (2015). O primeiro desses trabalhos fez uma estimação do potencial fotovoltaico no Brasil. O segundo determinou os fatores mais relevantes que incentivaram o rápido crescimento do número de domicílios com sistemas fotovoltaicos observado na Austrália. A seguir são descritos brevemente as características mais relevantes desses trabalhos.

5.4.1 Estimação do potencial fotovoltaico por regiões no Brasil

No trabalho realizado por Kagan, et al. (2013), o potencial fotovoltaico foi calculado para o Brasil inteiro e também para suas regiões: Norte, Nordeste, Centro-Oeste, Sudeste e Sul; encontrando-se o município em estudo na região Sudeste.

Na tabela 22 apresenta-se uma comparação dos valores da tarifa de energia, esquemas tarifários e subsídios, considerados no trabalho realizado por Kagan, et al. (2013) para a região Sudeste, e os considerados para o município em estudo no presente trabalho.

Tabela 22 – Comparação de dados de entrada para a estimativa do potencial fotovoltaico.

	Região sudeste do Brasil			Estudo de caso		
	Cons.	Mode.	Acel.	Cons.	Mode.	Acel.
Tarifa de energia (US\$/kWh)		0,14			0,15	
<i>Net metering</i> (US\$/kWh)		0,14			0,15	
<i>Feed-in</i> (US\$/kWh)			0,15		0,15	
Subsídio (%)	0	20	30	0	20	40
Custo (US\$/Wp)	2,12	1,98	1,85		2,58	

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Na Tabela 23 mostra-se os resultados sobre as porcentagens de domicílios candidatos obtidas no trabalho de Kagan, et al. (2013) para a região Sudeste e o obtido para o município em estudo.

Tabela 23 – Porcentagens de domicílios candidatos à instalação dos sistemas fotovoltaicos.

	Região sudeste do Brasil	Estudo de caso
Conservador – <i>net metering</i>	0,0000 %	0,0000 %
Moderado - <i>net metering</i>	0,0023 %	0,0000 %
Acelerado - <i>Feed-in</i>	0,0029 %	2,57 %

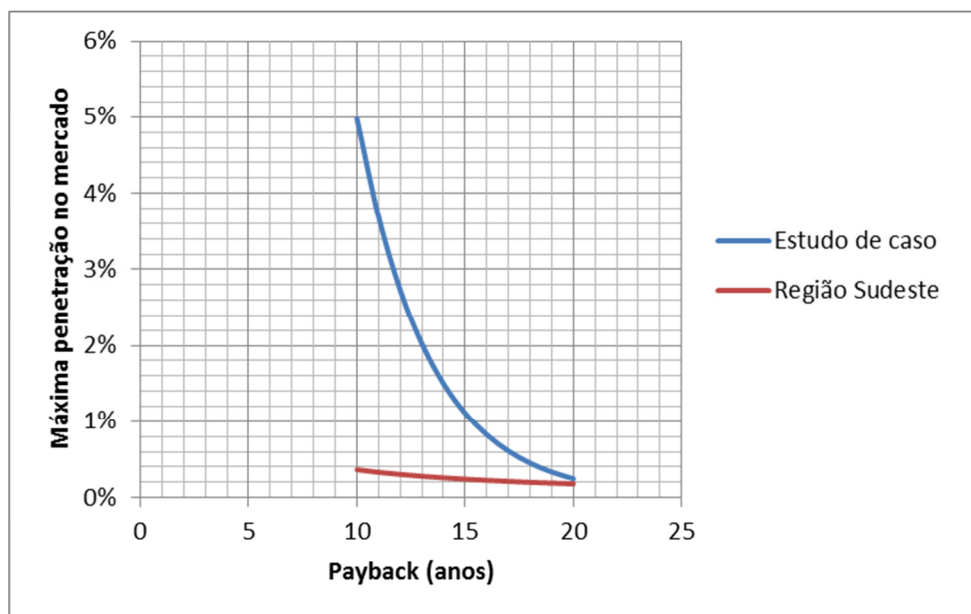
Fonte: Elaboração do próprio autor.

As diferenças encontradas nas porcentagens de domicílios com sistemas fotovoltaicos, apresentados na Tabela 23, estão relacionadas principalmente com a lista de classes econômicas com viabilidade para instalar os sistemas fotovoltaicos, o custo unitário de investimento e o valor de penetração da tecnologia fotovoltaica, que são descritas a seguir.

No trabalho de Kagan, et al. (2013) são considerados como classes candidatas, apenas aquelas que possuem ingressos salariais acima de cinco salários mínimos, enquanto no presente trabalho essas classes foram determinadas em função de sua viabilidade econômica para instalar os sistemas fotovoltaicos, de acordo com o cenário de análise e o esquema tarifário considerado. Assim, o número de classes econômicas com viabilidade para instalar os sistemas fotovoltaicos é mais reduzido no trabalho de Kagan, et al. (2013), para o cenário acelerado, resultando dessa maneira, em uma menor porcentagem de domicílios candidatos à instalação dos sistemas fotovoltaicos.

Sabe-se que baixos valores de custo unitário (US\$/Wp) tem como resultado valores de payback também baixos. O custo unitário (US\$/Wp) de investimento adotado no trabalho de Kagan, et al. (2013) é menor do que o considerado no estudo de caso. Assim, espera-se que os valores de payback obtidos no trabalho de Kagan, et al. (2013) sejam menores que os obtidos no estudo de caso, refletindo nos valores de máxima penetração da tecnologia fotovoltaica no mercado explorável.

Outro fator importante que influencia nos resultados é a curva utilizada para calcular o valor da penetração da tecnologia fotovoltaica no mercado explorável. No trabalho de Kagan, et al. (2013) foi considerada uma distribuição de Weibull, a qual proporcionou valores muito conservadores de penetração, predispondo dessa maneira a que os resultados do número de domicílios candidatos sejam também muito conservadores. No presente trabalho foi considerada a curva exponencial decrescente apresentada na Seção 4.4 do Capítulo 4, que proporciona valores mais otimistas em relação aos obtidos no trabalho de Kagan, et al. (2013). Na Figura 17 são mostradas as curvas das penetrações supracitadas, para valores de *payback* de 10 anos até 15 anos. Nota-se uma grande diferença nos valores das penetrações para faixa de valores. Somente a partir do ano 20, esses valores começam a serem parecidos.

Figura 17 – Comparação entre as porcentagens de penetração da tecnologia fotovoltaica.

5.4.2 Crescimento do número de domicílios com sistemas fotovoltaicos observado na Austrália

No trabalho realizado por Mountain e Szuster (2015) foram identificados os fatores socioeconômicos que propiciaram o rápido crescimento do número de domicílios com sistemas fotovoltaicos na Austrália. Esses fatores foram: a tarifa de energia do setor residencial, os subsídios oferecidos pelo governo, o modelo de esquema tarifário *feed in* utilizado e o custo unitário (US\$/Wp) de investimento nos sistemas fotovoltaicos.

Na Tabela 24 apresentam-se os fatores supracitados e os respectivos valores considerados no estudo de caso.

Tabela 24 – Características do cenário australiano e o estudo de caso.

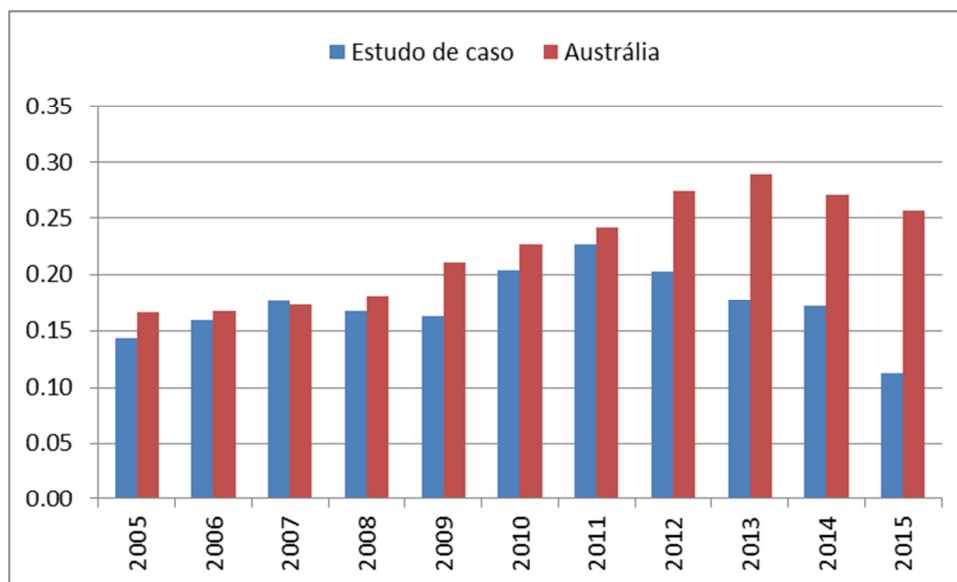
	Austrália	Estudo de caso
Tarifa de energia (US\$/kWh)	0,25	0,15
<i>Feed-in</i> (US\$/kWh)	0,50	0,30
Subsídio (%)	40	40
Custo (US\$/Wp)	0,93	2,58

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Em relação com a tarifa de energia, esta apresentou um crescimento constante na Austrália entre os anos 2007 e 2014. No caso do estudo, esse valor pelo contrário mostrou

uma queda entre os anos 2011 e 2015. Na Figura 18 mostra-se a evolução da tarifa do setor residencial na Austrália e no município em estudo.

Figura 18 – Comparação da evolução da tarifa de energia do setor residencial (US\$).



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Nota-se que quanto maior seja a tarifa de energia do setor residencial, maiores serão os custos evitados no faturamento da conta de energia, atraindo dessa maneira, um maior número de habitantes a instalar os sistemas fotovoltaicos, tal como foi observado na Austrália.

Com respeito ao esquema tarifário *feed-in*, este foi considerado tanto na Austrália quanto no estudo de caso igual ao dobro do valor da tarifa do setor residencial. No obstante, devido a que a tarifa de energia na Austrália é maior do que no caso de estudo, as receitas provenientes da energia exportada também serão maiores. Essas maiores receitas além de incrementar os lucros ao final do projeto, também reduzem o valor do *payback* do projeto. Assim, entende-se que o esquema tarifário *feed-in* aplicado na da Austrália tenha sido uns dos fatores que incentivou um maior número de pessoas optarem por instalar os sistemas fotovoltaicos.

Em relação com o custo unitário (US\$/Wp) de investimento nos sistemas fotovoltaicos, os valores indicados na Tabela 24 mostram que esse custo na Austrália é menos da metade do calculado para o município em estudo. Esses valores na Austrália incentivou um grande número de pessoas a instalarem os sistemas fotovoltaicos. No caso do município em estudo, o valor do investimento inicial representou a principal limitante para que as classes econômicas mais baixas tenham seus projetos de investimento factíveis, limitando o mercado

explorável; ou no caso de achar factibilidade para essas classes, resultou em altos valores de *payback*, conseqüentemente, com baixos valores de penetração da tecnologia fotovoltaica.

No caso da porcentagem de subsídio oferecida pelo governo, no estudo de caso também foi considerado um valor de 40 %. No entanto, nota-se que devido ao alto custo unitário (US\$/Wp) de investimento calculado para o caso de estudo, a aplicação deste subsídio seria mais difícil de ser aplicada pelas autoridades governamentais.

Dos fatores que propiciaram o rápido crescimento do número de sistemas fotovoltaicos na Austrália, o custo unitário (US\$/Wp) de investimento nos sistemas fotovoltaicos poderia ser alcançado no Brasil, se uma indústria local dos componentes principais dos sistemas fotovoltaicos fora desenvolvido. Sob essa situação, a aplicação das porcentagens de subsídio do investimento inicial considerada no estudo de caso seria mais viável, pois a montante a ser investida pelo governo seria menor. A fim de mostrar as mudanças que teria nas porcentagens de domicílios candidatos, a adoção do custo unitário (US\$/Wp) da Austrália em lugar do calculado para o município de estudo, foi avaliada essa situação em todos os cenários e sob os esquemas tarifários *net metering* e *feed-in* do estudo de caso. Nas Tabelas 25 e 26 mostram-se os resultados obtidos para os esquemas tarifários *net metering* e *feed-in*, respectivamente.

Tabela 25 – Porcentagens de domicílios candidatos à instalação dos sistemas fotovoltaicos:

(1) considerando o custo unitário calculado para o município em estudo, (2) considerando o custo unitário da Austrália - Esquema tarifário *net metering*.

	Conservador	Moderado	Acelerado
(1)	0,00	0,00	0,62
(2)	0,18	4,26	51,13

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Tabela 26 – Porcentagens de domicílios candidatos à instalação dos sistemas fotovoltaicos:

(1) considerando o custo unitário calculado para o município em estudo, (2) considerando o custo unitário da Austrália - Esquema tarifário *feed-in*.

	Conservador	Moderado	Acelerado
(1) %	0,00	0,00	2,57
(2) %	0,83	8,90	51,13

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Os resultados apresentados nas Tabelas 25 e 26 mostram um grande crescimento nas porcentagens de domicílios candidatos ao avaliar o custo unitário dos sistemas fotovoltaicos existentes na Austrália no estudo de caso. Observa-se também nas Tabelas 25 e 26 que no cenário acelerado, as porcentagens de domicílios candidatos são iguais ao considerar o custo unitário da Austrália. Assim, pode se dizer que se uma indústria local fora desenvolvida no Brasil, a legislação atual, baseada no esquema tarifário *net metering*, seria suficiente para consolidar a inserção dos sistemas fotovoltaicos no setor residencial do município em estudo.

6 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

O trabalho apresentado teve como objetivo estimar o potencial fotovoltaico, considerando as preferências dos habitantes à instalação dos sistemas fotovoltaicos em seus domicílios. Por essa razão, um modelo hierárquico bayesiano foi desenvolvido para modelar tal preferência através de probabilidades de instalação dos sistemas fotovoltaicos por subárea, considerando a dependência espacial das características socioeconômicas e sua interação espacial. Uma vez estimadas as probabilidades de instalação, o potencial fotovoltaico foi calculado para toda a zona de estudo.

As conclusões que foram observadas após da avaliação do estudo de caso são:

- 1) Para estimar as probabilidades de instalação dos sistemas fotovoltaicos precisa-se do número de domicílios candidatos à instalação desses sistemas em cada subárea. Esse número de domicílios candidatos foi obtido através da aplicação de uma análise econômica de investimento aos domicílios na zona de estudo.
- 2) Foram considerados três cenários: conservador, moderado e acelerado, e dos esquemas tarifários: *net metering* e *feed-in tariff*, a fim de mostrar a influência das políticas de incentivo no número de domicílios candidatos à instalação dos sistemas fotovoltaicos.
- 3) A determinação do número de domicílios candidatos é fortemente dependente das considerações feitas na análise econômica de investimento.
- 4) O modelo hierárquico bayesiano proposto permitiu incluir a interação espacial das variáveis socioeconômicas em cada subárea, no processo de estimação das probabilidades de instalação dos sistemas fotovoltaicos.
- 5) É preciso o desenvolvimento de uma indústria local dos componentes do SFV ou a oferta de subsídios por parte do governo, a fim de aumentar a penetração dos SFV.
- 6) Outras variáveis socioeconômicas podem ser inseridas pelo planejador ou operador para modelar as probabilidades de instalação, de acordo com a disponibilidade da informação. Portanto, o modelo proposto é muito flexível com relação à base de dados de entrada.
- 7) Os mapas temáticos obtidos pela metodologia proposta podem ajudar aos planejadores de redes elétricas no processo de tomada de decisão de investimento necessário para o planejamento e expansão das redes de distribuição.

6.1 TRABALHOS FUTUROS

A instalação dos sistemas fotovoltaicos não é exclusiva do setor residencial, senão que os setores comercial e industrial também podem optar por esse tipo de fonte de energia. Nesse sentido um trabalho futuro que acrescentaria o aqui apresentado seria incluir o potencial fotovoltaico do setor comercial.

Em vista da variabilidade apresentada no preço dos painéis solares, a tarifa de energia e as políticas de incentivo, uma análise espaço-temporal do potencial fotovoltaico se mostra como um trabalho futuro a ser desenvolvido.

O valor do potencial fotovoltaico calculado é uma informação importante, pois a partir dessa informação podem ser avaliadas as mudanças técnicas que pode ocasionar na rede da concessionária ou no planejamento da rede elétrica e de compra de energia do mercado elétrico. Nesse sentido, outros trabalhos a serem desenvolvidos são estudos de previsão de carga, planejamento e expansão, que incluam o potencial fotovoltaico dos setores residencial e comercial.

Realização de uma pesquisa de campo que permita ter um conhecimento sobre a preferência dos habitantes à instalação dos sistemas fotovoltaicos, a fim de estimar o número de domicílios candidatos, não somente levando em conta o aspecto econômico.

REFERÊNCIAS

- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Informações técnicas - relatórios do sistema de apoio a decisão:** consumidores, consumidores, consumo, receita e tarifa média – região, empresa e classe de consumo. 2015. Disponível em: <http://relatorios.aneel.gov.br/_layouts/xlviewer.aspx?id=/RelatoriosSAS/RelSAMPRegiaoEmp.xlsx&Source=http%3A%2F%2Frelatorios%2Eaneel%2Egov%2Ebr%2FRelatoriosSAS%2FForms%2FAllItems%2Easpx&DefaultItemOpen=1>. Acesso em: 21 out. 2015.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Resolução Normativa nº. 482 de 17 de abril de 2012. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 21 out. 2015.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Nota Técnica nº 0043/2010-SRD/ANEEL, 2010.** Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/consulta_publica/documentos/Nota%20T%C3%A9cnica_0043_GD_SRD.pdf>. Acesso em: 21 out. 2015.
- AGÊNCIA BRASILEIRA DE DESENVOLVIMENTO INDUSTRIAL - ABDI. **Notícias.** 2013. Disponível em: <http://www.abdi.com.br/Paginas/noticia_detalhe.aspx?i=3598>. Acesso em: 21 out. 2015.
- ANTONANZAS, J. et al. Solar irradiation mapping with exogenous data from support vector regression machines estimations. **Energy Conversion and Management**, London, v. 100, p. 380-390, ago. 2015.
- BHATIA, S, C. **Advanced renewable energy systems**, part – I. Woodhead: Publishing India Pvt, 2014. 743 p.
- BANCO CENTRAL DO BRASIL. **Histórico das taxas de juros.** Brasília, DF: Banco Central, 2015. Disponível em: <<http://www.bcb.gov.br/?COPOMJUROS>>. Acesso em: 21 out. 2015.
- BANCO CENTRAL DO BRASIL. **Taxa de juros por instituição financeira:** pessoa física - aquisição de outros bens. 2015. Disponível em: <<http://www.bcb.gov.br/pt-br/sfn/infopban/txcred/txjuros/Paginas/RelTxJuros.aspx?tipoPessoa=1&modalidade=402&encargo=101>>. Acesso em: 5 jan. 2016.
- BANERJEE, S.; CARLIN, B. P.; GELFAND, A. E. **Hierarchical modeling and analysis for spatial data.** 2. ed. Florida: Chapman & Hall/CRC Press, 2015. 558 p.
- BATTY, M. **Cities and complexity:** understanding cities with cellular automata, agent-based models and fractals. Cambridge: MIT Press, 2007. 565 p.
- BECK, R. **Distributed renewable energy operating impacts and valuation study.** Prepared for Arizona Public Service by R.W. Beck, Inc, 2009.

BERGAMASCO, L.; ASINARI, P. Scalable methodology for the photovoltaic solar energy potential assessment based on available roof surface area: application to Piedmont Region (Italy). **Solar Energy**, Oxford, v. 85, n. 5, p. 1041-1055, 2011.

BROOKS, S. et al. **Handbook of Markov chain Monte Carlo**. Florida: Chapman & Hall/CRC Press, 2011. 592 p.

BROOKS, S. P., Markov chain Monte Carlo method and its application. **Journal of the Royal Statistical Society. Series D (The Statistician)**, Chichester, v. 47, n. 1 p. 69-100, 1998.

BRASIL. Decreto Nº 5.163, de 30 de julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 30 jul. 2004. Disponível em: < http://www.abraceel.com.br/_anexos/20082004154311.pdf>. Acesso em: 21 out. 2015.

BRASIL. Lei Nº 12.212, de 20 de janeiro de 2010. Dispõe sobre a tarifa social de energia elétrica; altera as Leis nos 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.925, de 23 de julho de 2004, e 10.438, de 26 de abril de 2002; e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 21 jan. 2010. Disponível em: < <http://www.jusbrasil.com.br/diarios/1572955/pg-1-secao-1-diario-oficial-da-uniao-dou-de-21-01-2010/pdfView> >. Acesso em: 21 out. 2015.

CELLURA, M. et al. Photovoltaic electricity scenario analysis in urban contexts: An Italian case study. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Oxford, v. 16, n. 4, p. 2041-2052, 2012.

CHARABI, Y.; RHOUMA, M. B. H.; GASTLI, A. GIS-based estimation of roof-PV capacity & energy production for the Seeb region in Oman. In: ENERGY CONFERENCE AND EXHIBITION - EnergyCon, 1., 2010, Manama, Bahrain. **Proceedings of the...** Manama: IEEE, 2010. p. 41 - 44.

CHELBI, M.; GAGNON, Y.; WAEWSAK, J. Solar radiation mapping using sunshine duration-based models and interpolation techniques: application to Tunisia. **Energy Conversion and Management**, London, v. 101, p. 203-215, 2015. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890415004069>>. Acesso em: 21 out. 2015.

CHEN, J.; ZHANG, D.; DAVIDIAN, M. A Monte Carlo EM algorithm for generalized linear mixed models with flexible random effects distribution. **Biostatistics**, Oxford, v. 3, n. 3, p. 347-360, 2002.

COLLETT, D. **Modelling binary data**, 2. ed. Florida: Chapman & Hall/CRC Press, 2002. 378 p.

COSTA, W. **Técnicas bayesianas para engenharia elétrica**. Belo Horizonte: Universidade Federal de Minas Gerais/Depto. de Engenharia Elétrica, 2004. 18 p.

COTAÇÃO DOLAR – EURO, 2015. Disponível em: <<http://es.investing.com/currencies/usd-eur-historical-data>>. Acesso em: 5 jan. 2016.

COTAÇÃO DOLAR – REAL, 2015. Disponível em: <<http://es.investing.com/currencies/usd-brl-historical-data>>. Acesso em: 5 jan. 2016.

DENHOLM, P. et al. **Break-even cost for residential photovoltaics in the United States: key drivers and sensitivities**. Golden: NRLE, 2009. 26 p. Technical Report NREL/TP-6A2-46909, dez. Disponível em: <<http://www.nrel.gov/docs/fy10osti/46909.pdf>>. Acesso em: 21 out. 2015.

DENHOLM, P.; DRURY, E.; MARGOLIS, R. **The solar deployment system (SolarDS) model : documentation and sample results**. 2009. 63 p. Technical Report NREL/TP-6A2-45832, set. Disponível em : <www.nrel.gov/docs/fy10osti/45832.pdf>. Acesso em: 21 out. 2015.

DRUCK, S. et al. **Análise espacial de dados geográficos**. Brasília: EMBRAPA, 2004. 208 p.

DRURY, E. et al. Photovoltaic investment risk and uncertainty for Residential customers. **IEEE Journal of Photovoltaics**, Piscataway, v. 4, n. 1, p. 278-284, 2014. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=6607193>>. Acesso em: 21 out. 2015.

ENERGIÁS RENOVABLES. Tipos de painéis fotovoltaicos. nov. 2014. Disponível em: <<http://www.energiasrenovablesinfo.com/solar/tipos-paneles-fotovoltaicos/>> Acesso em: 21 out. 2015.

ENERGIATECSOLAR. Painel solar alocado em domicílio do tipo casa. Disponível em: <<http://energiatecsolar.com.br/wp-content/uploads/2015/03/PAINEL-FOTOVOLTAICO.jpg>> Acesso em: 21 out. 2015.

FRANCISQUINI, A. **Estimação de curvas de carga em pontos de consumo e em transformadores de distribuição**. 2006. 94 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2006.

GELMAN, A. et al. **Bayesian data analysis**, 3. ed. Florida: Chapman & Hall/CRC Press, 2014. 639 p.

GHISI, E.; MONTIBELLER, A.; SCHMIDT, R. W. Potential for potable water savings by using rainwater: an analysis over 62 cities in southern Brazil. **Building and Environment**, Oxford, v. 41, n. 2, p. 204-210, 2006.

GRUPO SETORIAL DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DA ABINEE. **Propostas para inserção da energia solar fotovoltaica na matriz elétrica brasileira**. Cerqueira Cesar: Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica, 2012. 174 p.

GUIMARÃES, R. **Estudo de viabilidade econômica de instalação de fontes de energia renováveis baseadas em células fotovoltaicas para o uso residencial**. 2012. 58 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica com Ênfase em Sistemas de Energia e Automação) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade São Paulo, São Carlos, 2012.

HAMMONS, T. J. et al. Renewable energy alternatives for developed countries. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, Piscataway, v. 15, n. 4, p. 481-493, 2000.

HARNEY H. L. **Bayesian inference: parameter estimation and decisions**. New York: Springer Science & Business Media, 2003. 263 p.

HO, C.; K. C. Impact of grid-connected residential PV systems on the Malaysia low voltage distribution network. In: POWER ENGINEERING AND OPTIMIZATION CONFERENCE - PEOCO, 7., 2013, Langkawi Island, Malaysia. **Proceedings of the...** Langkawi Island: IEEE, 2013. p. 670 – 675.

HOFF, P. D. **First Course in Bayesian Statistical Methods**. New York: Springer Science & Business Media Press, 2009. 270 p.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA – IBGE. **Base de informações do censo demográfico 2010: resultados do universo por setor censitário**, 2011. Rio de Janeiro: IBGE, 2011. Disponível em: <http://www.ipea.gov.br/redeipea/images/pdfs/base_de_informacoess_por_setor_censitario_universo_censo_2010.pdf/>. Acesso em: 21 out. 2015.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA - IBGE. **Censo demográfico 2010: agregado por setores censitários – estatísticas**. Rio de Janeiro: IBGE, 2015. Disponível em: <http://downloads.ibge.gov.br/downloads_estatisticas.htm>. Acesso em: 21 out. 2015.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA - IBGE. **Censo demográfico 2010: agregado por setores censitários – geociências**. Rio de Janeiro: IBGE, 2015. Disponível em: <http://downloads.ibge.gov.br/downloads_geociencias.htm>. Acesso em: 21 out. 2015.

IZQUIERDO, S.; RODRIGUES, M.; FUEYO, N. A method for estimating the geographical distribution of the available roof surface area for large-scale photovoltaic energy-potential evaluations. **Solar Energy**, Oxford, v. 82, n. 10, p. 929-939, 2008.

JIANG, J. **Linear and generalized linear mixed models and their applications**, 2. ed. New York: Springer Science & Business Media, 2007. 256 p.

KAGAN, N. et al. **Redes elétricas inteligentes no Brasil: análise de custos e benefícios de um plano nacional de implantação**. Rio de Janeiro: Synergia Editora, 2013. 260 p.

KOCH, K. R. **Introduction to bayesian statistics**. 2. ed. New York: Springer Science & Business Media, 2007. 249 p.

LANGE, W. **Metodologia de mapeamento da área potencial de telhados de edificações residenciais no Brasil para fins de aproveitamento energético fotovoltaico: empresa de pesquisa energética/deutsche gesellschaft für internationale zusammenarbeit (GIZ) GmbH, estudo interno elaborado por meio da terra GIS**. Rio de Janeiro: EPE/GIZ, 2012. 31 p.

LAWSON, A. B. **Bayesian disease mapping: hierarchical modeling in spatial epidemiology**. 2. ed. Florida: Chapman & Hall/CRC Press, 2013. 344 p.

LEE, D.; MITCHELL, R. Boundary detection in disease mapping studies. **Biostatistics**, Oxford, v. 13, n. 3, p. 415-426, 2012.

LEE, D. CARBayes: An R package for bayesian spatial modeling with conditional Autoregressive Priors. **Journal of Statistical Software**, Los Angeles, v. 55, n. 13, p. 1-24, 2013.

LIANG, F.; LIU, C.; CARROL. **Advanced Markov chain Monte Carlo methods: learning from past samples**. 1, ed. United Kingdom: John Wiley & Sons, 2010. 357 p.

LUKA, N. et al. Buildings roofs photovoltaic potential assessment based on LiDAR (Light Detection And Ranging) data. **Energy**, Rondebosch, v. 66, p. 598-609, 2014.

MAINZER, K. et al. A high-resolution determination of the technical potential for residential-roof-mounted photovoltaic systems in Germany. **Solar Energy**, Oxford, v. 105, p. 715-731, 2014.

MARSHALL, H. E.; RUEGG, R. T. **Simplified energy design economics: principles of economics applied to energy conservation and solar energy investments in buildings**. Washington: U.S Government printing office, 1980. 50 p.

MICROSOFT Excel Version 14.0. [S.l.]: Microsoft Corporation, 2010. 1 CD-ROM.

EMPRESA DE PESQUISAS ENERGÉTICAS. **Análise da inserção da geração solar na matriz elétrica brasileira**. Rio de Janeiro: EPE, 2012. 58 p.

MIRANDA, R.; SZKLO, A.; SCHAEFFER, R. Technical-economic potential of PV systems on brazilian rooftops. **Renewable Energy**, Oxford, v. 75, p. 694-713, 2015.

MITSCHER, M.; RUTHER, R. Economic performance and policies for grid-connected residential solar photovoltaic systems in Brazil. **Energy Policy**, London, v. 49, p. 688-694, 2012.

MOUNTAIN, B.; SZUSTER, P. Solar, solar everywhere: opportunities and challenges for Australia's rooftop PV systems. **IEEE Power and Energy Magazine**, Piscataway, v. 13, n. 4, p. 53-60, 2015.

NAKABAYASHI, R. **Microgeração fotovoltaica no Brasil: viabilidade econômica**. São Paulo: Instituto de energia e ambiente da USP, 2015. 58 p.

OGIMOTO, K. et al. A Good fit: Japan's solar power program and prospects for the new power system, **IEEE Power and Energy Magazine**, Piscataway, v. 11, n. 2, p. 65-74, 2013.

ORDÓÑEZ, J. et al. Analysis of the photovoltaic solar energy capacity of residential rooftops in Andalusia (Spain). **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Oxford, v. 14, n. 7, p. 2122-2130, 2010.

ORIOLI, A.; DI GANGI, A. Review of the energy and economic parameters involved in the effectiveness of grid-connected PV systems installed in multi-storey buildings. **Applied Energy**, Oxford, v. 113, p. 955-969, 2014.

PAIDIPATI, J. et al. **Rooftop photovoltaics market penetration scenarios**. Burlington: Navigant Consulting Inc., 2008. Subcontrat report NREL/SR-581-42306. Disponível em : <<http://www.nrel.gov/docs/fy08osti/42306.pdf>>

PHOTON. PHOTON price index. Feb 2015. Disponível em: <<http://www.photon.info/newsletter/document/91579.pdf>> Acesso em: 21 out. 2015.

PROCEL; ELECTROBRAS. **Pesquisas de posse e hábitos de consumo de energia (PPHs): ano base 2005 – classe residencial sudeste**. Rio de Janeiro: Gráfica da Eletrobrás, 2007. 178 p. Disponível em: <<http://www.procelinfo.com.br/main.asp?View¼{4A5E324F-A3B0-482A-B1CD-F75A2A150480>> Acesso em: 5 jan. 2016.

PROCEL; ELECTROBRAS. **Relatório de avaliação do mercado de eficiência energética no Brasil: simulação de potenciais de eficiência energética para a classe residencial**. Rio de Janeiro: Gráfica da Eletrobrás, 2009. 214 p. Disponível em: <<http://www.procelinfo.com.br/main.asp?View=%7B5A08CAF0-06D1-4FFE-B335-95D83F8DFB98%7D&Team=¶ms=itemID=%7B99EBBA5C-2EA1-4AEC-8AF2-5A751586DAF9%7D;&UIPartUID=%7B05734935-950-4E3F-A182-629352E9EB18%7D>> Acesso em: 5 jan. 2015.

RENEWABLES 2015 GLOBAL STATUS REPORT. Renewable energy policy network for the 21st century (REN21), 2015. Disponível em : <<http://www.nrel.gov/docs/fy08osti/42306.pdf>>. Acesso em: 21 out. 2015.

SECRETARIA DE ENERGIA - SENER. **Prospectiva de energías renovables 2012-2026**. México: [s.n.], 2012. 156 p. Disponível em: <http://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/62954/Prospectiva_de_Energ_as_Renovables_2012-2026.pdf>. Acesso em: 21 out. 2015

SHORT, W.; PACKKEY, D.J.; HOLT, T. **A manual for the economic evaluation of energy efficiency and renewable energy technologies**. Colorado: National Renewable Energy Laboratory, 1995. 96 p.

SOLAR. **Tipos de painel solar fotovoltaico**. 2015. Disponível em: <<http://www.portalsolar.com.br/tipos-de-painel-solar-fotovoltaico.html>> Acesso em: 21 out. 2015.

SOLAR. **A melhor direção do painel solar fotovoltaico**. 2015. Disponível em: <<http://www.portalsolar.com.br/tipos-de-painel-solar-fotovoltaico.html>> Acesso em: 21 out. 2015.

SPERTINO, F.; DI LEO, P.; COCINA V. Economic analysis of investment in the rooftop photovoltaic systems: a long-term research in the two main markets. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Oxford, v. 28, p. 531-540, 2013.

STILLWELL, J.; CLARKE, G. **Applied GIS and spatial analysis**. England: John Wiley & Sons, 2004. 406 p.

STROUP, W.W. **Generalized linear mixed models: modern concepts, methods and applications**. Florida: Chapman & Hall/CRC Press, 2013. 518 p.

TALAVERA, D. L. et al. Energy and economic analysis for large-scale integration of small photovoltaic systems in buildings: The case of a public location in Southern Spain. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Oxford, v. 15, n. 9, p. 4310-4319, 2008.

TAVARES, J; GALDINO, M. A. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: CEPEL-CRESESB, 2014. 529 p.

TERRAVIEW Version 4.2.2. São José dos Campos, SP: INPE, 2010. Disponível em: <<http://www.dpi.inpe.br/terraview/index.php>>. Acesso em: 15 out. 2013.

TUDISCA, S. et al. Economic analysis of PV systems on buildings in Sicilian farms. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Oxford, v. 28, p. 691-701, 2013.

VILLAVICENCIO, J.; MELO, J. D.; FELTRIN, A. Estimation of photovoltaic potential on residential rooftops using empirical Bayesian estimator. In: INNOVATIVE SMART GRID TECHNOLOGIES CONFERENCE LATIN AMERICA-ISGT-LATAM, 2., 2015, Montevideo, Uruguay. **Proceedings of the...** Lugar de Publicação: IEEE PES, 2015. p. 242-247.

WATSON, J. D. et al. Impact of solar photovoltaics on the low-voltage distribution network in New Zealand. **IET Generation, Transmission & Distribution**, Stevenage, v. 10, n. 1, p. 1-9, 2016.

WIGINTON, L, K; NGUYEN, H,T; PEARCE, J. M. Quantifying rooftop solar photovoltaic potential for regional renewable energy policy. **Computers, Environment and Urban Systems**, Oxford, v. 34, n. 4, p. 345-357, 2010.

WINDOWS. R Version 3.1.1. [S.l.]: R Development Core Team, 2014. Disponível em: <<https://cran.r-project.org/bin/windows/base/old/3.1.1/>> Acesso em: 07 jul. 2014.

ZAHEDI, A. Australian renewable energy progress. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Oxford, v. 14, n. 8, p. 2208–2213, 2010.

ZAHEDI, A.; JUN LU. Economic evaluation of grid-connected solar PV production cost in New Zealand. In: INTERNATIONAL CONFERENCE POWER SYSTEM TECHNOLOGY - POWERCON, 7., 2012, Auckland, New Zealand. **Proceedings of the...**Auckland: IEEE, 2012. p. 1–4.

ZAVEDO, G. Painel solar alocado em domicílio do tipo apartamento. Disponível em: <<http://i0.wp.com/blog.gabrielazevedo.com/wp-content/uploads/2015/08/image1.jpg?fit=1170%2C9999>> Acesso em: 21 out. 2015.

ZHENG, Y; WENG, Q. Assessing solar potential of commercial and residential buildings in Indianapolis using LiDAR and GIS modeling. In: INTERNATIONAL WORKSHOP ON EARTH OBSERVATION AND REMOTE SENSING APPLICATIONS, 3., 2014, Changsha, China. **Proceedings of the...** Changsha: IEEE, 2014. p. 398-402.