



**VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA PARA
OBTER BALANÇO ENERGÉTICO ANUAL NULO
EM CONSUMIDORES RESIDENCIAIS POR MEIO
DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

TIAGO CAVALCANTE DE REZENDE

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Brasília, agosto de 2015

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA

FACULDADE DE TECNOLOGIA

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA PARA
OBTER BALANÇO ENERGÉTICO ANUAL NULO
EM CONSUMIDORES RESIDENCIAIS POR MEIO
DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

TIAGO CAVALCANTE DE REZENDE

ORIENTADOR: MARCO AURÉLIO GONÇALVES DE OLIVEIRA

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

PUBLICAÇÃO: PPGEE.DM – 609/2015

BRASÍLIA/DF: NOVEMBRO – 2015

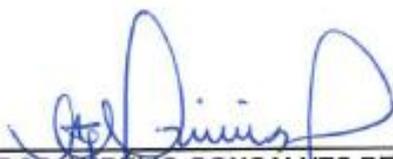
**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA PARA OBTER BALANÇO
ENERGÉTICO ANUAL NULO DE CONSUMIDORES RESIDENCIAIS
POR MEIO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

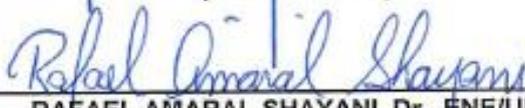
TIAGO CAVALCANTE DE REZENDE

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO SUBMETIDA AO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA FACULDADE DE TECNOLOGIA DA UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA, COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE.

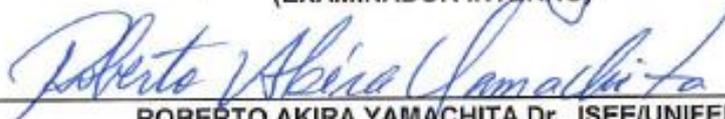
APROVADA POR:



MARCO AURÉLIO GONÇALVES DE OLIVEIRA, Dr., ENE/UNB
(ORIENTADOR)



RAFAEL AMARAL SHAYANI, Dr., ENE/UNB
(EXAMINADOR INTERNO)



ROBERTO AKIRA YAMACHITA Dr., ISEE/UNIFEI
(EXAMINADOR EXTERNO)

Brasília, 07 de agosto de 2015.

FICHA CATALOGRÁFICA

REZENDE, TIAGO CAVALCANTE DE

Viabilidade técnica e econômica para obter balanço energético anual nulo em consumidores residenciais por meio de geração distribuída.

xiii, 80p. 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Mestre, Engenharia Elétrica, 2015).

Dissertação de Mestrado – Universidade de Brasília. Faculdade de Tecnologia.

Departamento de Engenharia Elétrica.

- | | |
|---|---------------------------|
| 1. Introdução | 2. Revisão bibliográfica |
| 3. Determinação do arranjo ótimo para geração | 4. Resultados e discussão |
| 5. Conclusões | |
| I. ENE/FT/UnB | |

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

Rezende, T. C. (2015). Viabilidade técnica e econômica para obter balanço energético anual nulo em consumidores residenciais por meio de geração distribuída. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 80p.

CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: Tiago Cavalcante de Rezende

TÍTULO: Viabilidade técnica e econômica para obter balanço energético anual nulo em consumidores residências por meio de geração distribuída.

GRAU: Mestre

ANO: 2015

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias desta dissertação de mestrado e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte dessa dissertação de mestrado pode ser reproduzida sem autorização por escrito do autor.

Tiago Cavalcante de Rezende
SQN 209 Bloco C Apartamento 412, Asa Norte
CEP: 70854-030. Brasília – DF – Brasil.

AGRADECIMENTOS

A minha família por me dar subsídios para que eu me tornasse quem sou. Em especial ao meu pai por me mostrar a importância de persistir e a minha mãe por me apontar no caminho do esclarecimento.

A Helena Mian por compartilhar as etapas deste projeto comigo oferecendo suporte e, acima de tudo, um grande estímulo ao meu desenvolvimento.

Ao Murilo Braga pela indispensável ajuda nas questões de cunho econômico.

Aos participantes do Laboratório de Fontes Renováveis de Energia da UnB, em especial aos Professores Marco Aurélio e Rafael Shayani, por me oferecer um ambiente fértil e amistoso para o debate e a construção de ideias.

A Agência Nacional de Energia Elétrica por me oferecer a oportunidade para que eu possa me especializar em minha área de conhecimento.

RESUMO

VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA PARA OBTER BALANÇO ENERGÉTICO ANUAL NULO EM UNIDADES CONSUMIDORAS RESIDENCIAIS POR MEIO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

O cenário regulatório brasileiro sinalizou para a diversificação da matriz energética do país por meio da instalação de microgeração e minigeração distribuída. Diante disto, há a expectativa de que os consumidores levem em consideração, dentre outros aspectos, os indicadores econômicos associados às tecnologias de geração ao decidir pela instalação em suas residências da geração distribuída.

Nesse contexto, esta dissertação propõe uma avaliação da viabilidade do ponto de vista técnico e econômico para instalação de geração distribuída em unidades consumidoras residenciais brasileiras de tal forma que se tenha gerado, ao final de um ano, um montante de energia equivalente àquele consumido no período.

O estudo considerou a carga de um consumidor residencial com perfil de consumo compatível com a classe média brasileira. A partir disto, avaliou-se o melhor sistema de geração entre as fontes eólica e fotovoltaica capaz de zerar o balanço energético da unidade consumidora modelada com o menor dispêndio financeiro.

Tendo em vista a forte dependência quanto aos fatores do clima para as fontes consideradas, ambientaram-se as simulações entre dez capitais distribuídas nas cinco regiões do país de tal forma que houvesse representatividade dos diversos climas do País.

Os resultados demonstraram que a fonte fotovoltaica se sobressai do ponto de vista econômico para as capitais brasileiras. Além disto, foi possível concluir, a partir de uma análise com a metodologia do Valor Presente Líquido, que a instalação de geração distribuída é atrativa para o investidor desde que sua instalação seja financiada a uma taxa de juros de no máximo 2% acima da inflação.

ABSTRACT

TECHNICAL AND ECONOMIC FEASIBILITY FOR NULL ANNUAL ENERGY BALANCE OF RESIDENTIAL CONSUMERS THROUGH DISTRIBUTED GENERATION

The Brazilian regulatory scenario led to the diversification of the country's energy mix through the installation of micro and mini distributed generation. Therefore, there is the assumption that consumers will take into account the associated economic indicators of the generation technologies to decide the installation of generation in their homes, among other aspects.

In this context, this work proposes an evaluation of the feasibility in the technical and economic point of view of the installation of distributed generation in Brazilian residential consumer units in a way that, in one year, the energy generated is equivalent to the amount of the energy consumed in the period.

The study considered the load of a residential customer with load profile compatible with middle-class income. It evaluated the best generation system between the wind and photovoltaic sources to neutralize the energy balance of the consumer unit at the lowest cost possible.

Due to the strong dependence on climate factors in the generating sources considered, it was decided to set the study in ten capitals among the five regions of the country.

The results showed that the photovoltaic source excels from an economic point of view in the Brazilian capitals. Furthermore, it was concluded, from an analysis with the methodology of the net present value, that the installation of the distributed generation is attractive for investors with financing rates smaller than 2% of the inflation rates.

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1	Capacidade de geração no Brasil.....	19
Tabela 3.1	Banco de cidades com dados .epw.	33
Tabela 3.2	Cidades selecionadas para estudo.....	33
Tabela 3.3	Turbinas eólicas pesquisadas.....	36
Tabela 3.4	Painéis fotovoltaicos pesquisados.	38
Tabela 3.5	Componentes para cálculo da curva IxV do painel fotovoltaico.....	44
Tabela 3.6	Inversores fotovoltaicos pesquisados	46
Tabela 3.7	Inversores eólicos pesquisados.....	46
Tabela 3.8	Custo de geração por tipo de fonte	47
Tabela 3.9	Dispêndio com energia estimado sem instalação de GD.....	51
Tabela 4.1	Energia anual por fonte de geração	60
Tabela 4.2	Composição e custo do sistema de geração em cada cidade	60
Tabela 4.3	Custo de geração por tipo de fonte	61
Tabela 4.4	Energia absorvida da rede mensalmente para estados que cobram ICMS. .	62
Tabela 4.5	Valor gasto com energia após instalação da GD	63
Tabela 4.6	Economia anual com energia após instalação da GD.....	63
Tabela 4.7	Investimento versus retorno.....	64
Tabela 4.8	Valor presente líquido e taxa interna de retorno para cenário padrão.	64
Tabela 4.9	Valor presente líquido e taxa interna de retorno para cenário em que o ICMS incide sobre o consumo líquido.	66
Tabela 4.10	TIR em função de reajustes da energia superiores ao IPCA.	68

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1	Participação das diferentes fontes de energia em 1973 e 2012.	6
Figura 2.2	Participação regional na emissão de CO ₂ em 2012.	7
Figura 2.3	Participação das fontes na geração de energia elétrica renovável em 2013. .	8
Figura 2.4	Capacidade total instalada de energia eólica, 2000-2013.....	10
Figura 2.5	Diferença entre os tipos de turbinas eólicas.	11
Figura 2.6	Estrutura básica de uma célula.	14
Figura 2.7	Evolução da potência instalada em sistemas fotovoltaicos no mundo.	15
Figura 2.8	Capacidade Solar Fotovoltaica Total Instalada, 1992 - 2013.....	16
Figura 2.9	Geração Centralizada (GC) e Geração Distribuída (GD).....	17
Figura 2.10	Potencial de geração fotovoltaico / Consumo residencial.	21
Figura 2.11	Evolução do número de países com políticas para geração de energia renovável, por tipo.....	22
Figura 2.12	Evolução de capacidade instalada e energia gerada a partir da GDFV.	25
Figura 2.13	Composição tarifária média do Brasil.	27
Figura 3.1	Curva de carga típica.	30
Figura 3.2	Curva de carga para um dia útil.....	31
Figura 3.3	Curva de carga para finais de semana.	31
Figura 3.4	Curva de potência típica de um aerogerador	35
Figura 3.5	Curva de potência da turbina fornecida pelo fabricante.....	36
Figura 3.6	Modelo equivalente para célula fotovoltaica.....	39
Figura 3.7	Simulações da energia produzida por um sistema fotovoltaico versus desempenho real.	40
Figura 3.8	Curva de tensão versus corrente para painel fotovoltaico.....	43
Figura 3.9	Algoritmo para determinação da configuração ótima do conjunto gerador.....	48
Figura 3.10	Alíquotas de ICMS por estado.	51
Figura 3.11	Comparação de geração pelo consumo no dia 01/01 em Brasília.	53
Figura 3.12	Fluxo energético do ponto de vista da distribuidora com instalação de GD no dia 01/01 em Brasília.....	53
Figura 4.1	Geração anual por W_P de geração eólica instalada.....	54
Figura 4.2	Potência de geração eólica prospectada para o primeiro dia do ano na cidade de maior potencial de geração eólico.	55

Figura 4.3	Potência de geração eólica prospectada para o primeiro dia do ano na cidade de menor potencial de geração eólico.....	55
Figura 4.4	Geração mensal a partir da fonte eólica para na cidade de maior potencial de geração eólico.	56
Figura 4.5	Geração mensal a partir da fonte eólica para na cidade de menor potencial de geração eólico.	56
Figura 4.6	Geração anual por W_P de geração fotovoltaica instalada.	57
Figura 4.7	Potência de geração fotovoltaica para o dia 01/01 em Brasília.....	58
Figura 4.8	Potência de geração eólica para o dia 01/01 em Curitiba.....	58
Figura 4.9	Geração mensal a partir da fonte fotovoltaica para Brasília.....	59
Figura 4.10	Geração mensal a partir da fonte fotovoltaica para Curitiba.....	59
Figura 4.11	Varição no VPL com a taxa de desconto.	65
Figura 4.12	Varição no VPL com a taxa de desconto para cenário em que o ICMS incide sobre o consumo líquido.	67
Figura 4.13	Evolução do preço da energia durante o plano Real.	68

LISTA DE SÍMBOLOS, NOMENCLATURAS E ABREVIACÕES

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ABRADEE	Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BEN	Balanco Energético Nacional
BIG	Banco de Informações da Geração (ANEEL)
BMBF	Ministério Alemão da Educação e da Pesquisa
BMU	Ministério Alemão do Meio Ambiente
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
BOE	<i>Boletín Oficial del Estado</i> (Espanha)
BP	<i>British Petroleum</i>
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CEF	Caixa Econômica Federal
cEUR	Centavos de Euros
CF	Constituição Federal
CIP	Contribuição para o custeio do serviço de Iluminação Pública
CNY	Moeda chinesa (<i>yuan</i>)
CNY/kWh	<i>Yuan</i> por Quilowatt hora
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
CONFAZ	Conselho Nacional de Política Fazendária
CSI	<i>California Solar Initiative</i>
CSP	<i>Concentrating Solar Power</i> – Energia Solar Concentrada
CUSD	Contrato de Uso do Sistema de Distribuição
€	Euro
EEG	<i>Erneuerbare-Energien-Gesetz</i> - Código das Fontes Renováveis de Energia
Eletrobras	Centrais Elétricas Brasileiras S/A
EIA	<i>U.S. Energy Information Administration</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EPIA	<i>European Photovoltaic Industry Association</i>

EUA	Estados Unidos da América
Fraunhofer ISE	<i>Institute for Solar Energy Systems ISE</i>
FIES	Fundo de Incentivo à Energia Solar
FINEM	Linha de Financiamento de empreendimentos do BNDES
FiT	<i>Feed-in-Tariff</i> – Tarifa Prêmio
FV	Fotovoltaica
GD	Geração distribuída
GDFV	Geração Distribuída Fotovoltaica
GW	Gigawatts
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IEA – PVPS	<i>International Energy Agency – Photovoltaic Power Systems Programme</i>
ISES	<i>International Solar Energy Society</i>
JPY	Moeda Japonesa (Iene)
kW	Quilowatts
kWh	Quilowatts-hora
LER	Leilão de Energia de Reserva
LFA	Leilão de Fontes Alternativas de Energia
MDIC	Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior
MME	Ministério de Minas e Energia
MP	Medida Provisória
Mtep	Mega tonelada equivalente de petróleo
MW	Mega watts
MWp	Megawatts pico
OIE	Oferta Interna de Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema
PASEP	Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público
PCH	Pequena Central Hidroelétrica
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
PIB	Produto Interno Bruto
PIS	Programa de Integração Social
PL	Projeto de Lei
PNMC	Programa Nacional sobre Mudança do Clima

PRODIST Nacional	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
PV	<i>Photovoltaic</i> – Fotovoltaica
RD	Real Decreto
REN21	<i>Renewable Energy Policy Network for the 21st Century</i>
RGR	Reserva Global de Reversão
RN	Resolução Normativa
RPS	<i>Renewable Portfolio Standard</i>
RSU	Resíduos Sólidos Urbanos
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
SIN	Sistema Interligado Nacional
Tep	Tonelada equivalente de petróleo
TUSD	Tarifa sobre o Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Tarifa sobre o Uso do Sistema de Transmissão
TWh	Terawatt hora
UC	Unidade Consumidora
UFV	Usina Solar Fotovoltaica
UHE	Usina hidrelétrica
US\$	Dólares americanos
US\$/W	Dólares por Watt
VR	Valor Anual de Referência
W	Watt
Wh/m ² .dia	Watt hora por metro quadrado dia

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	1
1.1. TRABALHO ANTERIORES RELACIONADOS AO TEMA	2
1.2. OBJETIVO DO TRABALHO	3
1.3. ESTRUTURAÇÃO DO TRABALHO	4
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	5
2.1. EVOLUÇÃO NO CONSUMO DE ENERGIA PELA SOCIEDADE.....	5
2.2. FONTES RENOVÁVEIS DE ENERGIA	8
2.2.1. Energia hidrelétrica.....	9
2.2.2. Energia eólica	9
2.2.3. Biocombustíveis	12
2.2.4. Energia solar fotovoltaica	13
2.3. GERAÇÃO CENTRALIZADA E DISTRIBUÍDA.....	16
2.4. CENÁRIO ENERGÉTICO BRASILEIRO	18
2.5. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO MUNDO	21
2.6. LEGISLAÇÃO BRASILEIRA PARA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	23
2.6.1. Resolução Normativa ANEEL n° 482/2012.....	24
2.7. FATORES QUE INFLUENCIAM A DECISÃO DA UC EM PARTICIPAR DO SISTEMA DE COMPENSAÇÃO BRASILEIRO	26
2.7.1. Financiamento.....	26
2.7.2. Impostos e tarifas.....	26
2.8. CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO	28
3. MATERIAIS E MÉTODOS.....	29
3.1. DIMENSIONAMENTO DA CARGA.....	29
3.2. SELEÇÃO DAS CIDADES PARA INSTALAÇÃO DA GERAÇÃO	31
3.3. MODELAGEM DA FONTE EÓLICA	34
3.3.1. Determinação da energia gerada pelo aerogerador	34
3.3.2. Seleção e modelagem do aerogerador a ser utilizado.....	35
3.4. MODELAGEM DA FONTE FOTOVOLTAICA.....	37
3.4.1. Seleção do módulo fotovoltaico	37
3.4.2. Energia gerada pelo painel fotovoltaico	38
3.4.3. Modelo computacional selecionado para simulação.....	39

3.4.4. Hipóteses adotadas	45
3.5. DEFINIÇÃO DO INVERSOR.....	45
3.6. ALGORITMO PARA DEFINIÇÃO DO ARRANJO ÓTIMO.....	46
3.7. VIABILIDADE ECONÔMICA	49
3.7.1. Dispêndio com energia sem instalação de Geração Distribuída.....	50
3.7.2. Economia propiciada pela instalação da Geração Distribuída	52
4. RESULTADOS E DISCUSSÕES	54
4.1. AVALIAÇÃO TÉCNICO-ECONÔMICA	54
4.1.1. Energia gerada pelo aerogerador.....	54
4.1.2. Energia gerada pelo painel fotovoltaico	57
4.1.3. Arranjo ótimo de geração	60
4.1.4. Impacto econômico da instalação de GD.....	62
4.1.5. Avaliação de viabilidade econômica	64
4.2. ANÁLISE DE SENSIBILIDADE	65
4.2.1. Avaliação da influência da taxa de desconto.....	65
4.2.2. Alteração na política de cobrança do ICMS	66
4.2.3. Reajustes nas tarifas de energia superiores a inflação.....	67
5. CONCLUSÕES.....	70
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	73
APÊNDICE A – CÓDIGO PARA SIMULAÇÃO DO DESEMPENHO DOS PAINÉIS FOTOVOLTAICOS.....	76

1. INTRODUÇÃO

O ser humano demanda energia para suprir suas necessidades em diversos aspectos de sua vida. Essa necessidade se torna mais acentuada nas sociedades modernas devido ao crescimento econômico e tecnológico.

Há diversas fontes de geração de energia e formas de explorá-las. A escolha das fontes de energia que são empregadas para atender a demanda mundial se dá levando em consideração aspectos variáveis ao longo dos tempos. Atualmente, existe um debate maior quanto aos impactos ao meio ambiente, a possibilidade de esgotamento dos recursos naturais e os custos de exploração associados.

Além do tipo de fonte, um aspecto importante de determinada matriz energética diz respeito ao ponto em que a geração está inserida. No modelo tradicional de matriz elétrica, o agente gerador e a carga se encontram em pontos distantes, interligados por linhas de transmissão. Esse modelo foi implantado e explorado em diversos países ao longo de muitos anos. No entanto, apesar da solidez dessa dinâmica, o desenvolvimento de novas tecnologias possibilitou uma configuração alternativa: a Geração Distribuída (GD).

Dentre as diversas fontes de geração que podem ser utilizadas em GD deve-se dar especial atenção à geração fotovoltaica. No mundo, esta foi a tecnologia conectada à rede que apresentou o maior crescimento. Entre o final de 2006 até 2011, houve um aumento anual de 58% na capacidade instalada de geração fotovoltaica conectada (MALAGUETA *et al*, 2013).

Nesse contexto, em 17 de Abril de 2012, o órgão regulador do setor elétrico brasileiro (Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL) publicou a Resolução Normativa ANEEL nº 482, que estabeleceu a possibilidade de conexão de geração distribuída diretamente às redes de distribuição brasileiras por parte dos consumidores. Dessa forma, tradicionais consumidores podem inverter o fluxo de potência, passando a suprir as distribuidoras nas quais estão conectados com o seu excedente de geração.

A Resolução definiu os conceitos de microgerador (até 100 kW) e minigerador (de 100 kW até 1 MW) e estabeleceu o sistema de compensação de energia do tipo “*net metering*” como mecanismo a ser utilizado para remuneração da energia elétrica produzida. Nesta modalidade de compensação, o excedente de geração de um determinado mês é utilizado para abatimento na fatura do mês seguinte até o limite de três anos (ANEEL, 2012).

O mecanismo de compensação adotado no Brasil impõe, de forma indireta, um limite à quantidade de energia que pode ser gerada pelo consumidor. Isto porque não há remuneração monetária pela energia entregue e, caso o consumidor tenha excedente de geração de forma sistemática, os créditos obtidos serão expirados após três anos. Dessa forma, o consumidor, ao projetar seu sistema de geração, deve fazê-lo de forma a não ter excedentes de geração em um triênio.

1.1. TRABALHO ANTERIORES RELACIONADOS AO TEMA

Os temas geração distribuída e fontes alternativas são frequentemente objeto de estudo e pesquisa. Por isto existem inúmeros trabalhos acadêmicos sobre diversos aspectos de cada tópico disponíveis para consulta nas comunidades internacionais. No entanto, haja vista o escopo deste estudo, optou-se por buscar aqueles documentos que avaliavam o desenvolvimento das fontes alternativas bem como geração distribuída frente às condições presentes no ambiente brasileiro. Como resultado, foram alcançadas dissertações publicadas recentemente cujos escopos são apresentados a seguir.

Na dissertação “*Difusão de sistemas fotovoltaicos residenciais conectados à rede no Brasil: uma simulação via modelo de Bass*” (KONZEN, 2014), o autor projeta a difusão de sistemas fotovoltaicos conectados à rede em residências brasileiras no horizonte decenal sob diferentes cenários. Para tanto, é formulado um modelo de difusão de Bass compatível com a realidade brasileira. O modelo consiste no levantamento do mercado potencial de acordo com as características socioeconômicas da população e do retorno do investimento, e projeta a adoção segundo uma curva sigmoide de difusão. Como resultado estimou-se a capacidade no cenário referência (BAU) em 2023 em 330 MWp de geração implantada, podendo atingir 3,1 GWp num cenário mais favorável de incentivos.

Na dissertação “*Micro e minigeração eólica e solar no Brasil: Propostas para desenvolvimento do setor*” (CRUZ, 2015), o autor apresenta propostas de ações buscando solucionar questões técnicas, econômicas e regulatórias que possivelmente estejam dificultando o alcance de um maior equilíbrio de interesses entre os principais agentes envolvidos nesta atividade: potenciais usuários, concessionárias de energia, fabricantes e órgãos do governo.

Na dissertação “*Análise regulatória da participação da energia solar fotovoltaica e estudo do melhor mecanismo de suporte para inseri-la na matriz elétrica brasileira*” (MIAN, 2015), a autora analisa os incentivos e regulamentações já implantados nos países com maior participação de energia fotovoltaica e sugere mudanças para a consolidação da regulamentação nacional da geração distribuída fotovoltaica conectada à rede de distribuição de energia elétrica no Brasil. Além disto, há uma comparação entre os dois mecanismos de incentivo a fonte solar fotovoltaica vigente no Brasil, o leilão específico para a fonte, com valores do preço da energia superiores aos praticados em outras formas de geração, e um subsídio sugerido em financiamento a juros baixos para a geração distribuída, concluindo que o modelo de leilão tem menor custo para a sociedade brasileira.

1.2. OBJETIVO DO TRABALHO

O objetivo central do presente estudo é avaliar a viabilidade para instalação de geração distribuída em um consumidor já conectado à rede de maneira que o seu balanço energético anual se iguale a zero. Para tanto haverá algumas etapas de estudo a ser consideradas.

Inicialmente, buscará se caracterizar uma carga aderente ao estudo. Em seguida buscarão se definir modelos capazes de simular as fontes fotovoltaica e eólica de maneira que seja viável o dimensionamento de um conjunto gerador frente a condições climáticas diversas. Por fim, se realizarão análises econômicas que permitam mensurar a viabilidade da instalação da geração distribuída em consumidores residências para diversos cenários.

1.3. ESTRUTURAÇÃO DO TRABALHO

Esta dissertação é estruturada em cinco capítulos. Este capítulo faz a introdução do trabalho, mostrando a motivação para escolha do tema, os objetivos desse estudo e explicando como o trabalho foi estruturado.

O segundo capítulo traz a revisão bibliográfica, apresentando o cenário energético mundial e brasileiro de forma a dar uma visão atual da representatividade das fontes alternativas de energia.

No capítulo 3 é detalhado o método empregado na pesquisa. São abordadas as formas para modelagem de desempenho das tecnologias de geração e proposto um algoritmo para definição do conjunto ótimo de geração para cada cidade.

O capítulo 4 descreve os resultados obtidos a partir da metodologia proposta além de apresentar uma análise de sensibilidade dos resultados a variações no cenário modelado.

Por fim, no capítulo 5 são apresentadas as conclusões do trabalho e sugeridas pesquisas futuras em relação ao tema.

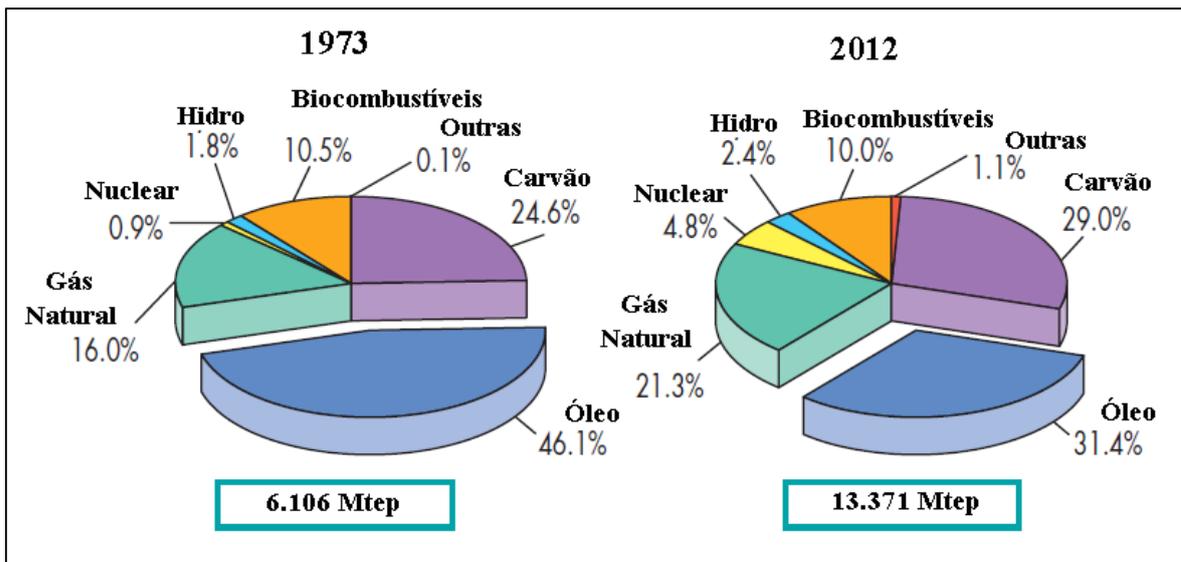
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Visando a contextualização do tema em estudo, este capítulo traz o panorama energético, em especial da energia elétrica, no Brasil e no mundo, mostrando as principais preocupações quanto à escolha da fonte de energia, a forma de sua utilização na produção da energia e participação de cada uma delas na matriz energética. São apresentados, ainda, os pontos principais da regulamentação nacional vigente sobre a geração distribuída e os desafios do modelo.

2.1. EVOLUÇÃO NO CONSUMO DE ENERGIA PELA SOCIEDADE

As sociedades modernas têm, notoriamente, incrementado sua demanda e dependência por energia, em especial pela elétrica. Este processo é intensificado tanto pelo aumento da população mundial quanto pela elevação nos padrões de qualidade de vida, uma vez que a energia é associada a aplicações inerentes ao estilo de vida moderna, tais como iluminação, aquecimento, resfriamento, comunicação, transporte e produção industrial.

As fontes de geração de energia são diversas, tanto quanto as formas de explorá-las. No entanto, para suprir a demanda mundial tem-se empregado historicamente a utilização em larga escala das fontes energéticas de origem fóssil, como o carvão, o óleo combustível e o gás natural. De forma a ilustrar este ponto é apresentado na Figura 2.1 um panorama, tanto da ordem de grandeza da demanda energética, quanto da composição das matrizes de energia associadas aos anos de 1973 e 2012.



Fonte: IEA - International Energy Agency. *Key World Energy Statistics 2014* (modificado). Disponível em: <www.iea.org>. Acesso em: janeiro/2015

Figura 2.1 Participação das diferentes fontes de energia em 1973 e 2012.

Apesar da grande utilização, o combustível fóssil é um recurso limitado, uma vez que é considerado uma forma de energia não renovável.

De acordo com a IEA, recursos de energia renováveis são aqueles que, geralmente, não estão sujeitos a esgotamento. Ou seja, são recursos cujo processo de reposição ocorre de maneira mais rápida do que a sua utilização energética ou, no mínimo, de maneira compatível a ela. Entre as principais fontes renováveis destacam-se o calor e a luz solar, a força do vento, a biomassa, a queda d'água e a energia dos oceanos (IEA, 1997).

Além do problema de sustentabilidade das fontes não renováveis associado ao esgotamento das reservas, há uma questão importante que é o impacto causado pela utilização deste tipo de geração para o ambiente terrestre, principalmente de ordem ambiental, como o lixo tóxico, a poluição e o aquecimento global.

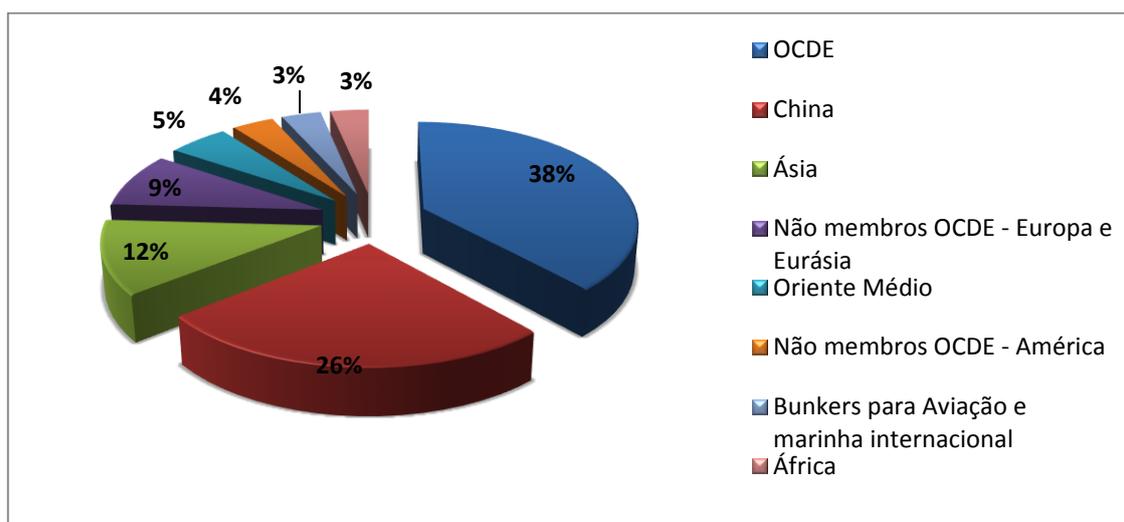
Os impactos ambientais negativos sejam eles de caráter local, regional ou mundial, resultantes da produção e do uso da energia representam ameaça ao bem-estar da população atual e das gerações futuras. Desta forma, a preocupação ambiental é um fator cada vez mais representativo na discussão quanto à escolha da fonte de energia.

O ano de 1972 é um marco importante do debate dos impactos associados à utilização de fontes de energia. Neste ano foi realizada, em Estocolmo, a primeira conferência ambiental de âmbito global (DIAS, 1992). Já em 1992, surgiu na Eco-92 o conceito de desenvolvimento sustentável suscitando discussões intensas acerca do tema “Mudanças Climáticas”. Tudo isto, estabeleceu embasamentos que culminaram na realização da Conferência de Kyoto, no Japão em 1997 (LAGO, 2007).

Em Kyoto foi avaliado o agravamento do efeito estufa. Tal processo é desencadeado pela emissão excessiva de gases poluentes, principalmente o dióxido de carbono (CO₂) resultante da combustão de combustíveis fósseis. O resultado principal de todo o processo é a elevação das temperaturas globais que impactam sobremaneira os ecossistemas do planeta.

As emissões de CO₂ estão relacionadas tanto a demanda energética quanto a composição da matriz de cada país. Ou seja, espera-se que um país com economia próspera tenha uma taxa de emissão superior a países de economia fraca, no entanto deve-se pontuar que esta tendência pode ser revertida com a adoção de medidas de controle de emissão.

Para ilustrar o panorama das emissões de CO₂ oriundas de queima de combustíveis fósseis a Figura 2.2 segmenta o total de emissão por grupo de países no ano de 2012



Fonte: IEA, *Key World Energy Statistics 2014*(modificado). Disponível em: <<http://www.iea.org/>>.

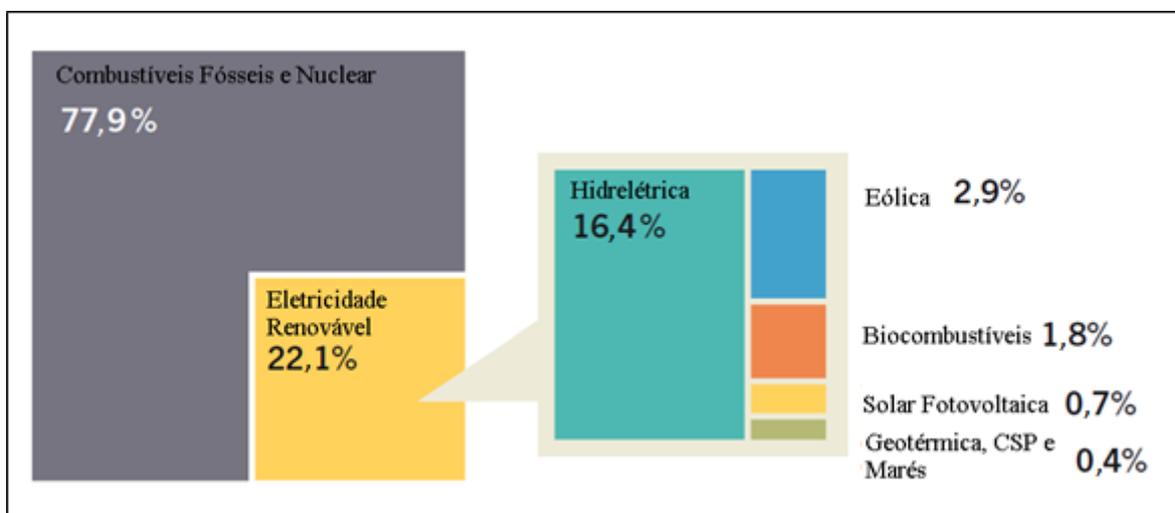
Figura 2.2 Participação na emissão mundial de CO₂ em 2012.

Nota-se que os países membros da Organização para Cooperação e Desenvolvimento Económico (OCDE¹) são responsáveis por 38% das emissões de CO₂. Não obstante, deve-se destacar a participação da China, que sozinha foi responsável por 26% do total de emissões em 2012.

Todos estes aspectos sinalizam no sentido de se utilizar outros tipos de tecnologias, com menor impacto ao meio ambiente e de origem renovável. Assim, fazem-se necessárias mudanças de estratégias com investimentos e incentivos para que as fontes renováveis de energia sejam consolidadas técnica e economicamente.

2.2. FONTES RENOVÁVEIS DE ENERGIA

As fontes renováveis de energia, como mostra a Figura 2.3, foram responsáveis por 22,1% da geração de energia elétrica no mundo em 2013. Desse montante, a maior contribuição adveio da energia hidrelétrica (16,4%), seguida pela energia eólica (2,9%), biocombustíveis (1,8%), energia solar fotovoltaica (0,7%) e outras formas de geração (0,4%).



Fonte: REN21, *Global Status Report 2014* (modificado). Disponível em: <http://www.ren21.net/REN21Activities/GlobalStatusReport.aspx>. 2014a

Figura 2.3 Participação das fontes na geração de energia elétrica renovável em 2013.

¹ São membros da OCDE: Alemanha, Austrália, Áustria, Bélgica, Canadá, Chile, Coreia do Sul, Dinamarca, Eslováquia, Eslovênia, Espanha, Estados Unidos, Estônia, Finlândia, França, Grécia, Hungria, Irlanda, Islândia, Israel, Itália, Japão, Luxemburgo, México, Noruega, Nova Zelândia, Países Baixos, Polónia, Portugal, Reino Unido, República Tcheca, Suécia, Suíça, e Turquia.

Apesar das fontes apontadas possuírem em comum a característica de ser renovável, cada uma apresenta peculiaridades que merecem ser detalhadas individualmente, conforme os tópicos a seguir.

Optou-se por dar um maior aprofundamento aos aspectos técnico da geração referente às tecnologias eólica e fotovoltaica uma vez que serão objeto de modelagem no estudo.

2.2.1. Energia hidrelétrica

A energia hidrelétrica é considerada uma forma de energia limpa e renovável, no entanto, produz impactos ambientais e sociais em sua área de influência. A obra de construção da usina, em especial, a criação do lago, com ou sem reservatório, tem um impacto ambiental significativo com a supressão da vegetação, além de um impacto social na vida da comunidade residente na região.

Um ponto relevante em relação à hidroeletricidade, é que a instalação da usina normalmente é realizada em um local distante do centro de carga. Isto porque, em geral, as quedas e o volume d'água adequados à geração se encontram afastados das grandes cidades. Esse aspecto resulta em custos elevados para transmissão da eletricidade, além de um incremento na complexidade da operação do sistema elétrico.

No caso do Brasil há uma legislação ambiental rigorosa para construção de novas hidrelétricas com a adoção de medidas que reduzem os impactos provocados. Esta característica, apesar de buscar a proteção da biodiversidade brasileira, faz com que os custos da mitigação dos impactos e do licenciamento ambiental se tornem mais significativos para esses empreendimentos, além de ampliar o tempo de planejamento e construção do empreendimento.

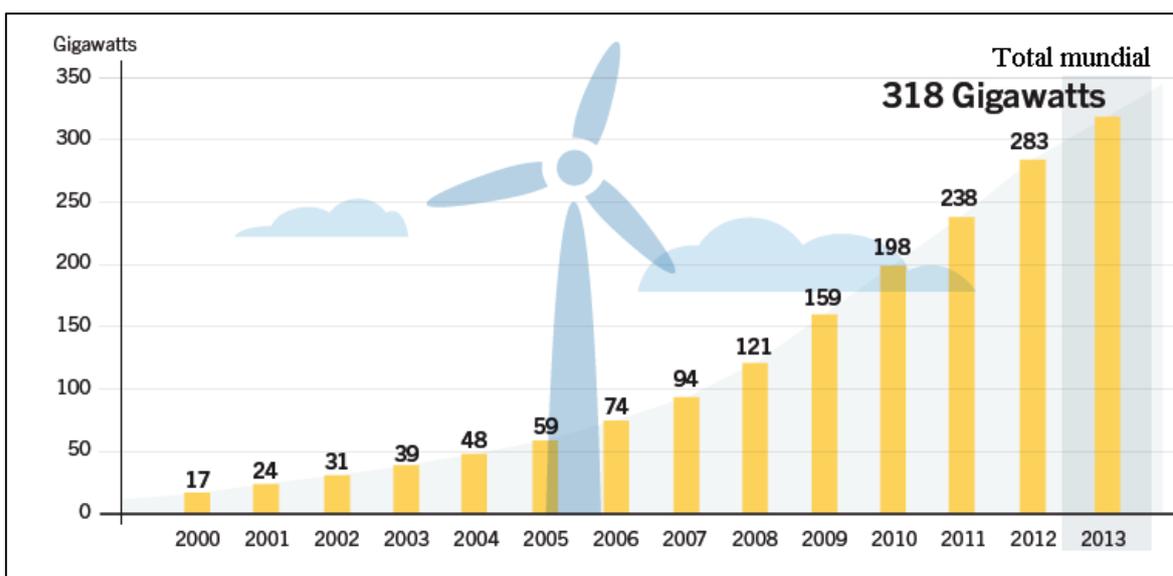
2.2.2. Energia eólica

Os ventos são movimentos naturais de massas de ar entre zonas de diferentes pressões atmosféricas. De maneira ampla, os ventos apresentam um grande potencial energético por meio da energia eólica a eles associada.

O aproveitamento deste recurso acompanha desde muito tempo a evolução da humanidade, haja vista que os moinhos de vento ou os barcos a vela utilizam a energia cinética dos ventos para geração de trabalho.

A presença dos ventos pode ser percebida em toda superfície terrestre e, ainda que haja condicionantes ambientais ao seu aproveitamento, o potencial eólico bruto disponível na terra posiciona a fonte entre aquelas relevantes para o suprimento do Planeta. Estudos apontam que o potencial eólico anual da Terra é da ordem de 500.000 TWh, dos quais 10% são tecnicamente aproveitáveis. Isto resulta em duas vezes e meia o consumo mundial total de energia elétrica no ano 2007. (ANEEL, 2008)

A evolução da capacidade total instalada de geração eólica no mundo desde o ano 2000 tem se ampliado de maneira intensa, conforme se pode notar na Figura 2.4.



Fonte: REN21, *Global Status Report 2014* (modificado). Disponível em: <<http://www.ren21.net/REN21Activities/GlobalStatusReport.aspx>>. 2014a

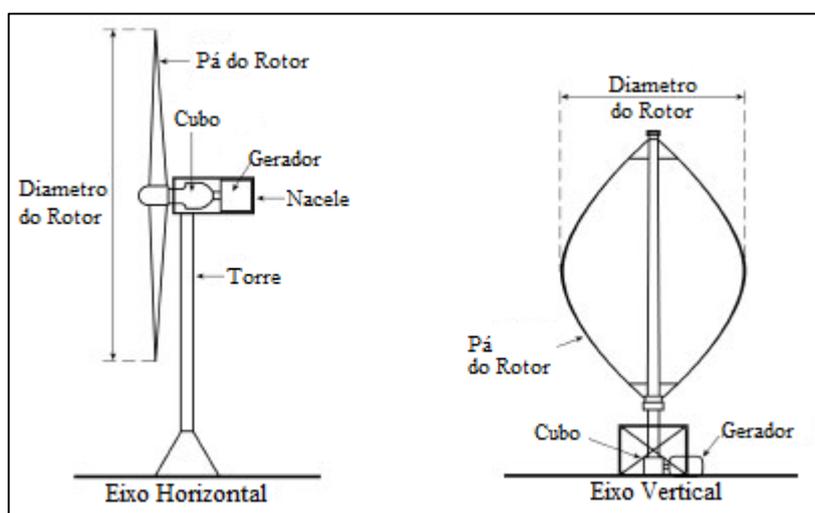
Figura 2.4 Capacidade total instalada de energia eólica, 2000-2013.

A energia eólica está desempenhando um papel importante no fornecimento de energia em um crescente número de países. Na União Europeia, a capacidade instalada foi suficiente para abastecer cerca de 8% do consumo de eletricidade anual. A energia eólica foi a fonte de energia mais utilizada na Espanha (20,9%) durante 2013, e representou 33,2% da demanda de energia elétrica na Dinamarca (acima de 30%). Nos Estados Unidos, a energia

eólica representou 4,1% da produção total de eletricidade. Essa fonte foi responsável por 2,6% da geração de energia elétrica na China. Globalmente, a capacidade instalada de energia eólica até ao final de 2013 foi suficiente para atender aproximadamente de 3% do total de energia elétrica consumida.

O aerogerador é o equipamento responsável pela conversão do potencial eólico em potencial elétrico. Neste processo, os ventos movimentam as pás da turbina que por sua vez são acopladas a um gerador através de um rotor. O gerador e o rotor por sua vez são acomodados em um invólucro denominado nacela. A forma como estes elementos se dispõem bem como suas características operativas permitem agrupar as turbinas eólicas em determinados grupos.

Uma classificação bastante usual dos aerogeradores refere-se à forma como é disposto o seu eixo. Ou seja, separam-se as turbinas entre aquelas de eixo vertical e de eixo horizontal, conforme a Figura 2.5.



Fonte: The Scottish Government. Disponível em: < <http://www.gov.scot>>. Acessado em 3 de março 2015 (modificado).

Figura 2.5 Diferença entre os tipos de turbinas eólicas.

A maior parte das turbinas instaladas atualmente é de eixo horizontal contando, normalmente, com três pás. Estes equipamentos são muito empregados em fazendas eólicas na costa nordeste brasileira, onde a potência instalada total pode alcançar a ordem de centenas de MW. (CBEE, 1999)

As turbinas de eixo horizontal podem ser divididas em duas subcategorias: *upwind* e *downwind*. Nos equipamentos pertencentes ao primeiro grupo, os ventos incidem diretamente nas pás do aerogerador resultando em um melhor aproveitamento da energia eólica dos ventos, uma vez que não encontram obstáculos como a nacela antes do contato com as pás. Por outro lado, os equipamentos do tipo *upwind* necessitam de um sistema de controle de direção para que as pás sejam mantidas perpendiculares aos ventos.

As turbinas do tipo *downwind* tem um padrão construtivo diverso, em que as pás são alocadas atrás da nacela e da torre. Com esta montagem, é reduzida a necessidade de instalação de sistemas complexos de controle de direção. Em contra partida, a nacela juntamente com a torre irá constituir um obstáculo ao vento que se dirige às pás, provocando o efeito esteira e conseqüentemente reduzindo o montante de energia gerado.

Os aerogeradores que têm o eixo posicionado no sentido vertical apresentam como sua principal característica o fato de captar o vento independente de sua direção, dispensando os mecanismos de controle de direção do vento (*yaw system*). Este aspecto torna a instalação das turbinas de eixo vertical bastante propícia em ambientes urbanos onde há ventos turbulentos sujeitos a variações rápidas de direção.

É importante pontuar que, apesar de possuir padrão estético menos impactante do que as turbinas de eixo horizontal, as turbinas de eixo vertical têm a sua implantação reduzida em função de seu rendimento ser inferior ao das turbinas de eixo horizontal. Isto se dá porque o vento que realiza trabalho também se contrapõe a rotação das pás.

2.2.3. Biocombustíveis

Cerca de 60% da biomassa total utilizada para produzir energia no mundo advém de materiais clássicos: madeira (algumas convertido para carvão), resíduos de colheitas e esterco animal (REN21, 2014). A biomassa restante é usada para a bioenergia moderna, como por exemplo, o uso de resíduos sólidos para geração de energia.

Os Estados Unidos são o maior produtor de Energia Elétrica a partir de biomassa, seguido pela Alemanha, China e o Brasil. O Brasil aumentou sua capacidade instalada de bioenergia em mais de 10%, de 10,8 para 11,4 GW. Sendo interessante a particularidade de que no País a eletricidade gerada a partir do bagaço de cana de açúcar foi responsável por quase 7% da geração de energia elétrica no país.

Deve-se pontuar que há incertezas quanto a neutralidade de emissões de carbono pela utilização da biomassa como combustível em virtude da defasagem de tempo entre a liberação de carbono durante a combustão e o carbono (re)sequestrado via (re)crescimento das colheitas.

2.2.4. Energia solar fotovoltaica

Radiações provenientes do Sol ingressam continuamente na atmosfera terrestre. Esta dinâmica coloca a disposição do planeta Terra quantidades significativas de energia que, dentre outros impactos, é responsável pelas características climáticas e vida no Planeta. A título de ilustração, o Sol entrega anualmente à atmosfera terrestre um montante de energia da ordem de $1,5 * 10^{18}$ kWh, o que representa 10.000 vezes o valor de energia demandada pela sociedade mundial a cada ano. Parte desta energia pode ser convertida em eletricidade e disponibilizada à população mundial (PINHO, 2014).

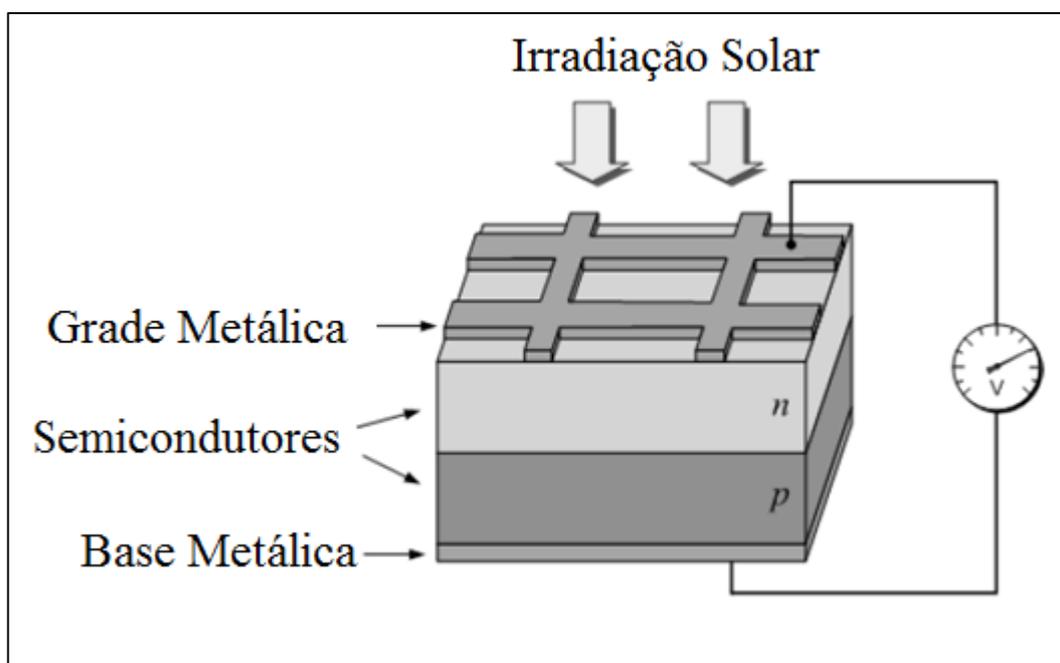
De forma geral, associa-se o aproveitamento da energia solar ao funcionamento dos painéis fotovoltaicos. No entanto, o impacto da energia solar para o setor elétrico não se limita à estes equipamentos.

Cabe destacar que os raios solares aliviam a demanda por eletricidade oferecendo iluminação natural aos ambientes ou aquecendo água de forma a minimizar o uso de chuveiro elétrico, além disso, a energia solar ainda pode ser direcionada para aquecimento de fluidos que impulsionem turbinas de geração (SHAYANI, 2010).

No caso deste estudo, será dado enfoque à conversão direta da radiação solar através dos painéis fotovoltaicos. O funcionamento desses dispositivos é baseado em um fenômeno denominado efeito fotoelétrico. Esse fenômeno ocorre em determinados materiais semicondutores nos quais a radiação luminosa incidente promove a quebra de ligações

químicas entre as moléculas do composto. Como consequência do processo há a liberação de cargas elétricas que podem ser aproveitadas na forma de eletricidade. (ZILLES, 2012)

Em linhas gerais, a construção das placas fotovoltaicas envolve a junção de duas camadas de semicondutores de dopagem P e N, uma grade metálica superior e uma base metálica inferior. Durante o funcionamento, as partes metálicas drenam a corrente advinda do efeito fotoelétrico nos semicondutores. A Figura 2.6 ilustra a estrutura básica de uma célula fotovoltaica.



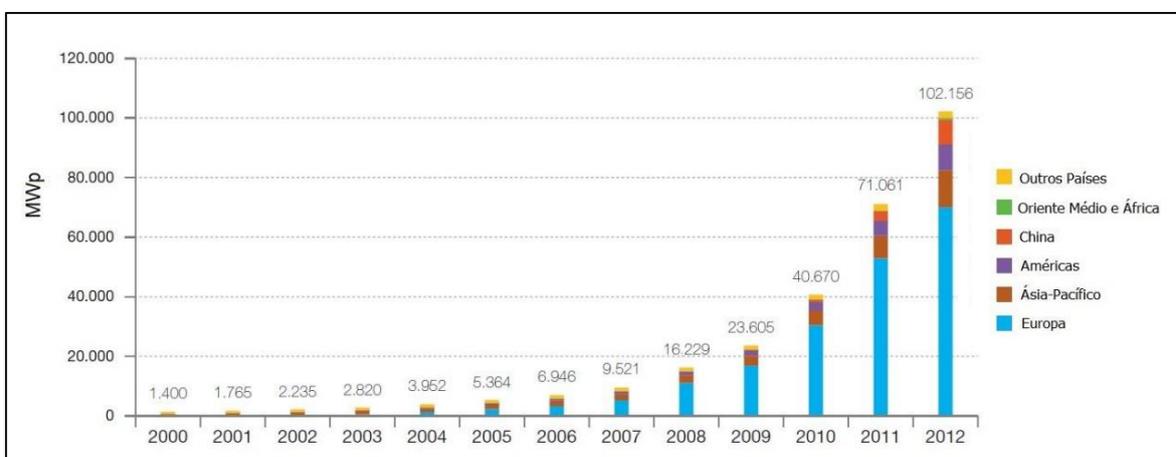
Fonte: Universidade Federal de Juiz de Fora. Disponível em <www.ufjf.br/labsolar>. Acesso em 18 de abril de 2015. (modificado)

Figura 2.6 Estrutura básica de uma célula.

Sistemas fotovoltaicos conectados à rede oferecem geração de energia elétrica limpa e ecologicamente sustentável. Uma vantagem da energia solar é a sua possibilidade de instalação de forma distribuída, promovendo o desenvolvimento social e econômico, oferecendo o acesso à energia renovável, evitando gastos e impactos ambientais com linhas de transmissão e, também, a utilização de grandes áreas para a geração de energia.

Muitos países já inseriram esse tipo de tecnologia com êxito em suas matrizes energéticas, como demonstra a Figura 2.7. Porém, no Brasil essa fonte de geração ainda se limita a

poucos MWp instalados. Até 2012, a maior parte potência instalada de energia solar fotovoltaica no Brasil era utilizada para atendimento à sistemas isolados.

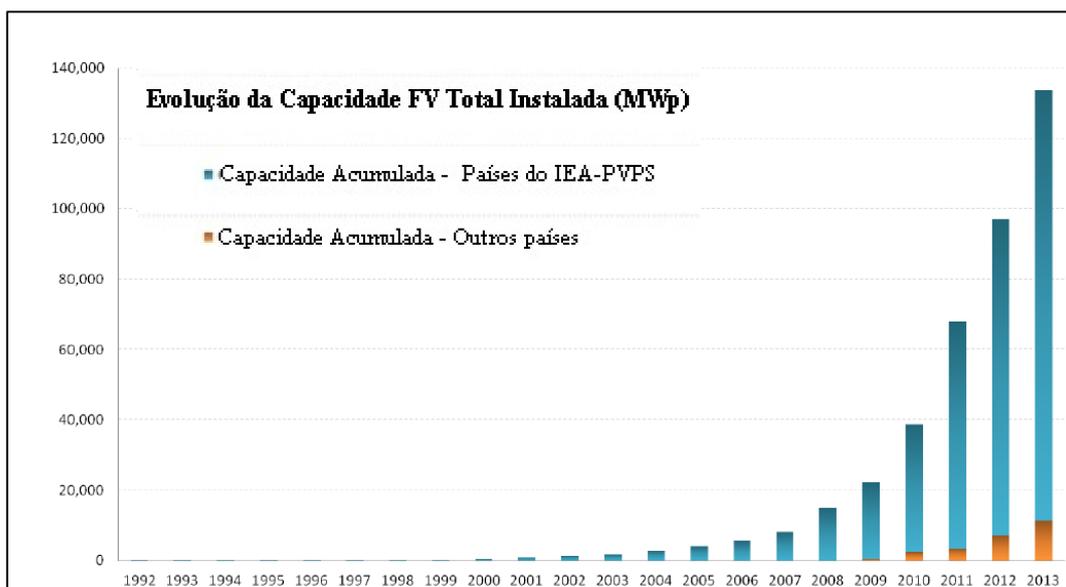


Fonte: EPIA, 2013 (modificado). *Global market outlook for photovoltaics 2013 – 2017*. Disponível em: <www.epia.org>.

Figura 2.7 Evolução da potência instalada em sistemas fotovoltaicos no mundo.

Foram instalados 36,9 GWp de sistemas fotovoltaicos no mundo em 2013 (IEA - PVPS, 2013). A Ásia lidera o quadro, com mais de 59% do Mercado fotovoltaico mundial. Os 29 membros do *Photovoltaic Power System Programme* (IEA-PVPS)² representam 123,2 GWp, em sua maior parte conectado à rede, no final de 2013. Outros países, não participantes do PVPS representam pelo menos 10,8 GWp adicionais, a maioria na Europa. A Figura 2.8 mostra o vertiginoso crescimento que essa fonte vem apresentando nos últimos dez anos no mundo, chegando a quase 140 GWp de capacidade instalada.

² Austrália, Áustria, Bélgica, Canadá, China, Dinamarca, EPIA (European Photovoltaic Industry Association), União Europeia, França, Alemanha, International Copper Association, Israel, Itália, Japão, Coreia, Malásia, México, Holanda, Noruega, Portugal, SEIA (Solar Energy Industries Association), SEPA (Solar Electric Power Association), Espanha, Suécia, Suíça, Tailândia, Turquia, Reino Unido, Estados Unidos.



Fonte: IEA-PVPS, 2014b (modificado). *A Snapshot of Global PV 1992 – 2013*. Report IEA-PVPS T1-24:2014. Disponível em: <www.iea-pvps.org>.

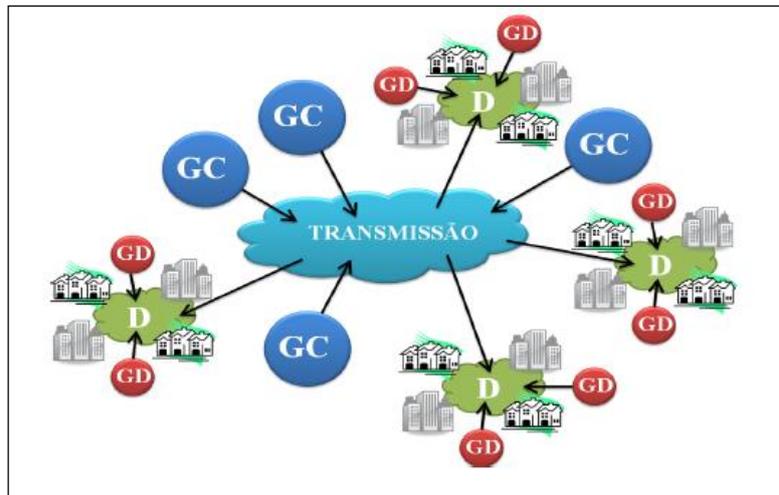
Figura 2.8 Capacidade Solar Fotovoltaica Total Instalada, 1992 - 2013.

A tecnologia fotovoltaica está se tornando cada vez mais competitiva, em razão, tanto do decréscimo em seus custos de instalação quanto no incremento nos custos de outras tecnologias de produção de energia. Essa diferença é acentuada em função da internalização de fatores que eram anteriormente ignorados, como os impactos ambientais (GTES, 2014).

2.3. GERAÇÃO CENTRALIZADA E DISTRIBUÍDA

No modelo tradicional de matriz elétrica, o agente gerador e a carga se encontram em pontos distantes, interligados por linhas de transmissão e distribuição. Esse modelo foi implantado e explorado em diversos países ao longo de muitos anos. Neste modelo, denominado centralizado, os sistemas elétricos são, normalmente, provenientes de recursos fósseis ou de hidrelétricas. Todavia, com a aproximação do limite de aproveitamento dos potenciais hidrelétricos em países desenvolvidos e uma preocupação cada vez maior com o desenvolvimento sustentável, esse modelo vem sendo gradativamente substituído por um modelo de geração mais próxima ao consumo, cujas fontes sejam renováveis. Assim, surge o conceito de geração distribuída (GD).

Considera-se geração distribuída aquela que: “(a) está conectada diretamente à rede de distribuição; (b) está conectada ao lado de um consumidor conectado a algum ponto do sistema elétrico; (c) supre cargas elétricas de uma instalação eletricamente isolada; ou (d) está conectada diretamente à rede de transmissão, desde que, neste caso, ela não possa ser considerada como pertencente à geração centralizada” (SEVERINO, 2008). Na Figura 2.9, é possível ver os diferentes pontos de inserção das duas formas de geração.



Fonte: ABREU, Y. V.; OLIVEIRA, M. A. G.; GUERRA, S. M. G. *Energia, Sociedade e Meio Ambiente*. Brasil, 2010.

Figura 2.9 Geração Centralizada (GC) e Geração Distribuída (GD).

A instalação de GD já vem sendo utilizada há algumas décadas. Este movimento se iniciou em países desenvolvidos e tem se afirmado como uma alternativa viável ao atendimento das cargas elétricas. Tal fato é explicado pelas vantagens que são oferecidas pela associação das características inerentes a algumas das tecnologias utilizadas com o seu ponto de inserção. A partir da implantação da geração distribuída são esperadas a redução de impactos ambientais e de perdas elétricas, além de incremento na eficiência energética e a postergação de investimentos nas redes de transmissão e distribuição (SEVERINO, 2008).

Dentre as diversas fontes que são aplicadas como GD, as mais comuns são a solar fotovoltaica, a eólica, a biomassa e as pequenas e as micro centrais hidrelétricas. Algumas delas são mais vantajosas no que diz respeito à disponibilidade dos recursos naturais

A energia fotovoltaica é a que mais se destaca porque, além de ser compacta e ter baixo impacto ambiental, a fonte fotovoltaica tem, de certa forma, uma implantação ágil e simples, representando uma alternativa rápida para disponibilizar energia elétrica próxima aos centros de carga. Além disso, a oferta da energia solar apresenta comportamento parecido com perfis de consumo de determinadas cargas.

No ano de 2013 foi vista a expansão de instalações de pequena escala, sistemas renováveis distribuídos em locais remotos, bem como sistemas ligados à rede onde os consumidores preferem gerar pelo menos uma parte de sua eletricidade no próprio local. Os avanços tecnológicos estão permitindo a criação de micro e mini redes que dependem significativamente, se não inteiramente, de energias renováveis. Micro redes estão surgindo nos países desenvolvidos, em particular, onde eles são geralmente ligados a uma rede central. Nos países em desenvolvimento, mini redes estão desempenhando um papel cada vez mais importante no fornecimento de acesso à eletricidade para comunidades remotas (REN21,2014)

2.4. CENÁRIO ENERGÉTICO BRASILEIRO

Embora atualmente o Brasil esteja em um momento de crise econômica com crescimento do PIB próximo de zero, há a expectativa de que dentro do horizonte de médio prazo haja retomada do crescimento da economia (VALOR ECONOMICO, 2015). Para tanto, é primordial que haja oferta adequada de energia, sem o risco de racionamento.

No Plano Decenal de Expansão de Energia - PDE 2023, trabalha-se considerando uma taxa média de crescimento mundial do PIB de 3,8% ao ano, enquanto para o Brasil é considerada uma expansão a uma taxa média de 4,3% ao ano (MME/EPE, 2014).

A Tabela 2.1 apresenta a capacidade de geração de energia elétrica no país, em janeiro de 2015.

Tabela 2.1 Capacidade de geração no Brasil.

Empreendimentos em Operação			
Tipo	Quantidade	Potência Instalada [MW]	Participação [%]
Usina Hidrelétrica	201	84.169	62,81
Usina Termelétrica (Fóssil)	1.385	25.454	19,00
Usina Termelétrica (Biomassa)	504	12.341	9,20
Central Geradora Eólica	232	4.980	3,72
Pequena Central Hidrelétrica	472	4.753	3,55
Usina Termonuclear	2	1.990	1,48
Central Geradora Hidrelétrica	485	303	0,23
Central Geradora Solar Fotovoltaica	317	15	0,01
Total	3.598	134.008	100,00

Fonte: ANEEL (Banco Informações da Geração), janeiro de 2015 (modificado).

Nota-se que a hidroeletricidade corresponde a maior parcela da matriz elétrica brasileira, seguida pela termoeletricidade. A participação das termelétricas vem crescendo substancialmente nos últimos anos a fim de mitigar os riscos hidrológicos, pois regimes pluviométricos adversos diminuem a geração de usinas hidrelétricas já existentes e as restrições ambientais dificultam a implementação de novos projetos.

A diversificação da matriz energética, além de trazer maior segurança, favorece a competitividade da economia, a modicidade tarifária e a sustentabilidade socioambiental. Assim, surge a necessidade da ampliação na participação das demais fontes renováveis de geração no panorama elétrico brasileiro, uma vez que o País precisa de energia para lastrear seu crescimento econômico e o potencial hidrelétrico não é suficiente para suprir toda a demanda, além disso, tem peso o fato do modelo convencional de complemento térmico ir de encontro às questões ambientais. Portanto, o investimento em fontes de energia renovável se apresenta como uma grande oportunidade para atendimento à demanda crescente levando em consideração a sustentabilidade.

Dentre essas fontes renováveis para geração de energia elétrica, se destacam a energia eólica e a energia solar fotovoltaica, considerando o estágio atual de desenvolvimento das tecnologias e as condições climáticas do Brasil.

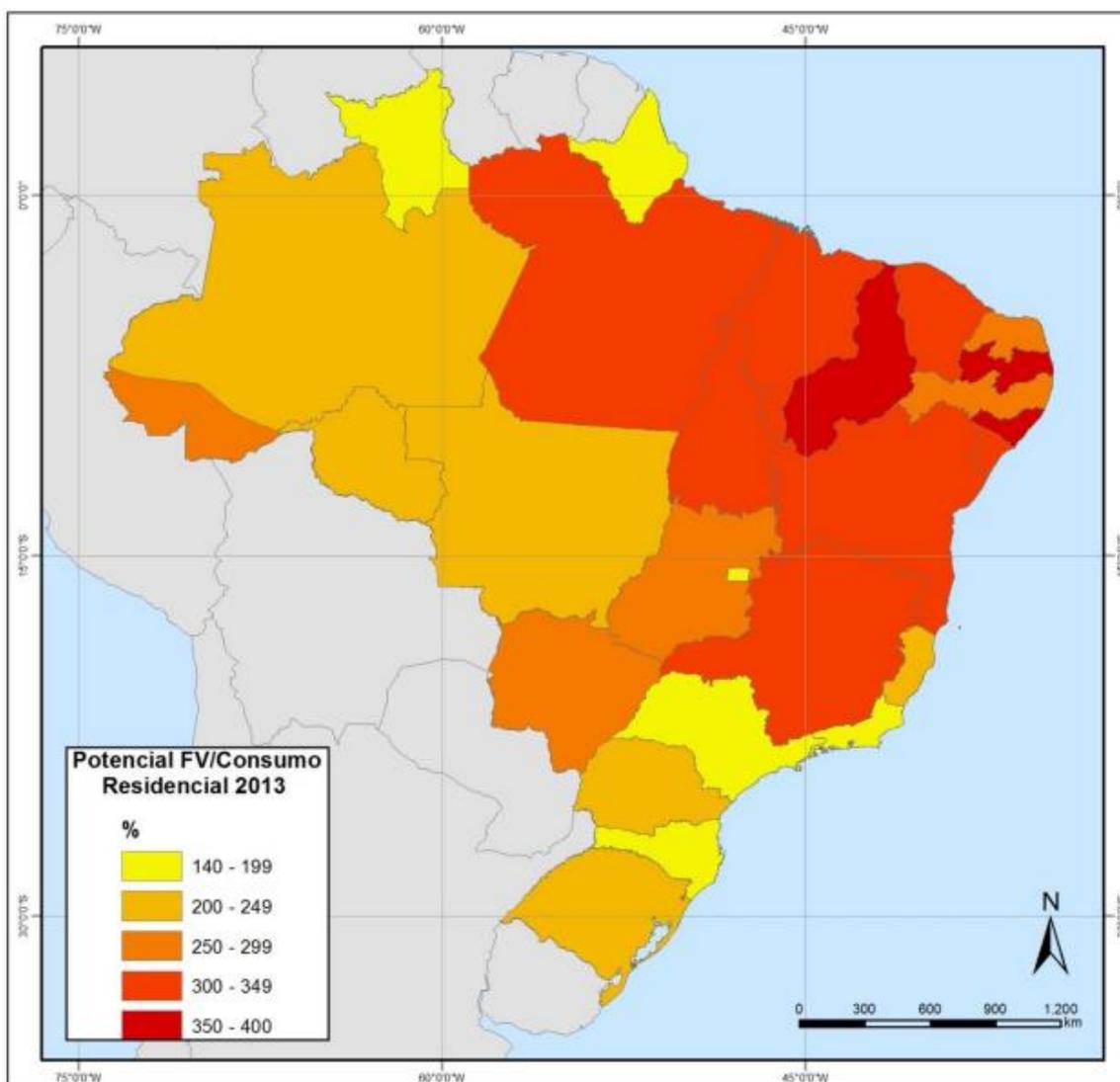
A geração de energia por meio de usinas eólicas foi a modalidade de geração que mais cresceu em participação na matriz elétrica brasileira nos últimos anos (MME/EPE, 2014).

Inicialmente, essa fonte foi incentivada por meio do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa) e através de leilões exclusivos. Posteriormente, mudanças no panorama econômico mundial levaram a uma queda expressiva no preço de aerogeradores levando a um incremento da sua participação no País (MIAN, 2015).

A energia solar fotovoltaica no Brasil é considerada uma fonte bastante promissora, uma vez que o território brasileiro apresenta elevados índices de irradiação solar, quando comparado com alguns países europeus, onde a tecnologia fotovoltaica já é disseminada para a produção de energia elétrica.

O avanço da tecnologia no país tem se dado a partir da instalação em consumidores residenciais de maneira distribuída e, também, por meio de plantas centralizadas. Nesse sentido o Ministério de Minas e Energia realizou em outubro de 2014 um leilão de reserva com o objetivo de criar demanda concreta para a energia solar no País, negociando contratos de geração exclusivos para a fonte solar.

No caso da utilização voltada aos consumidores residenciais, há uma grande oportunidade para avanço da tecnologia fotovoltaica. De acordo com estudos realizados pela EPE o potencial técnico de geração pelos consumidores residenciais chega a atingir quatro vezes o consumo desta classe conforme se observa no mapa da Figura 2.10.



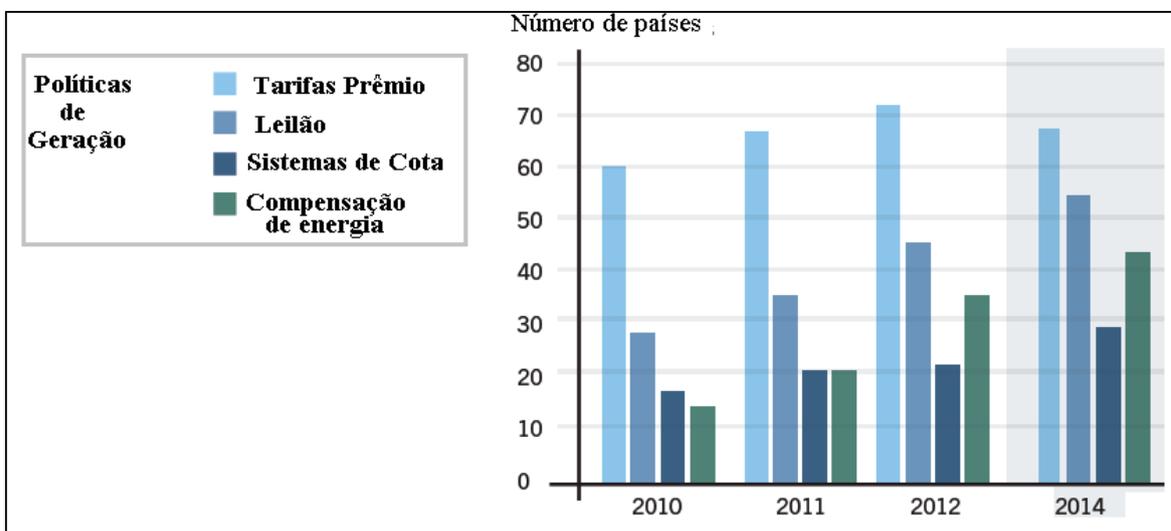
Fonte: EPE, Nota Técnica DEA 19/14 Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil – Condicionantes e Impactos. Rio de Janeiro, 2014.

Figura 2.10 Potencial de geração fotovoltaico / Consumo residencial.

2.5. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO MUNDO

O desenvolvimento da geração distribuída no mundo foi impulsionado pela utilização de políticas de suporte, buscando diminuir a diferença entre o custo da eletricidade e o preço pago pelo consumidor para as fontes convencionais de energia. Esses mecanismos foram adaptados quanto às especificidades de cada país e evoluíram para lidar com as variações inesperadas do mercado, as respostas aos incentivos concedidos e as mudanças políticas (EIA, 2013).

A Figura 2.11 elenca as políticas de suporte ao desenvolvimento das fontes de energia renováveis segmentadas por tipo, mostrando como a adoção de cada uma delas evoluiu com o tempo.



Fonte: REN21, *Global Status Report 2014* (modificado). Disponível em: <<http://www.ren21.net/REN21Activities/GlobalStatusReport.aspx>>. 2014a

Figura 2.11 Evolução do número de países com políticas para geração de energia renovável, por tipo.

As modalidades mais utilizadas para incentivar a geração de energia elétrica com fontes renováveis são as tarifas prêmio, as cotas de energia, a compensação de energia e os incentivos fiscais ou financeiros.

A tarifa prêmio ou *feed-in-tarif* (FiT) é um mecanismo no qual são oferecidos preços garantidos por certo período de tempo para a energia produzida. Assim, os riscos do investidor são diminuídos, o que incentiva o investimento. Podem existir valores diferenciados de acordo com o tipo da tecnologia, o tamanho da instalação, o local e outras características desejáveis a cada sistema elétrico. Alguns países adotaram tarifas prêmio que variam com o tempo, de forma pré-estabelecida, para que haja incentivo à eficiência e sejam incorporados avanços nas tecnologias. Em geral, o mecanismo de tarifas prêmio continua a ser o mecanismo de suporte mais adotado à geração FV, confirmando a dinâmica apresentada na Figura 2.11.

No sistema de cotas de energia e nos leilões, o governo estipula valores ou percentuais para que geradores, transmissores, distribuidores e/ou consumidores incluam energia advinda dessas fontes incentivadas no seu portfólio. O preço é regulado pelos próprios agentes envolvidos. O sistema de quotas pode ser empregado para estimular a geração de energia em sistemas conectados à rede elétrica da distribuidora de energia ou isolados.

Existem também esquemas chamados de consumo próprio, compensação de energia ou *net-metering*. Eles permitem que a energia gerada localmente seja utilizada, de forma a abater o valor da conta de energia paga pelo dono da instalação, no local da geração, ou até mesmo em outra propriedade do mesmo consumidor. A competitividade nesse modelo deve ser analisada com base nos valores da tarifa paga à concessionária. Para as aplicações em residências e no comércio, tipicamente referidas à baixa tensão e fisicamente distribuídas na rede, o custo corresponde, em princípio, ao valor mínimo que deve ter a tarifa de fornecimento de energia para considerar viável, em termos econômicos, seu investimento na geração. Esse mecanismo vigora atualmente no Brasil, desde a publicação da Resolução nº482/2012 da ANEEL.

2.6. LEGISLAÇÃO BRASILEIRA PARA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A lei 10.847 de 2004 (BRASIL, 2004) determinou que as distribuidoras de energia pertencentes ao Sistema Interligado Nacional (SIN) garantam o atendimento à totalidade de seu mercado, devendo, para tanto, adquirir a energia de usinas já existentes e de usinas novas, bem como de fontes alternativas de energia, no ambiente de Contratação Regulada (ACR). Sendo assim, os leilões são processos licitatórios realizados com o objetivo de contratar a energia elétrica necessária para assegurar o pleno atendimento da demanda futura do mercado das distribuidoras (MIAN, 2015). Contudo, a lei faculta à distribuidora a decisão de contratar parte de sua energia com empreendimentos de geração distribuída, observados os limites de contratação e repasse às tarifas dos consumidores finais, por meio de chamadas públicas.

A Agência Nacional de Energia Elétrica publicou, em 17 de abril de 2012, a Resolução Normativa nº482 (ANEEL, 2012), que estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica e define o sistema de compensação de energia elétrica. Em 11 de dezembro de 2012, a

Agência publicou a Resolução Normativa nº 517, alterando a RN nº482 e o módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST.

Com a publicação desta Resolução o planejamento da expansão da geração e adequação das redes elétricas da distribuição deixaram de ser exclusivos das grandes empresas especializadas do setor. Nesse novo ambiente regulatório, a geração pode se conectar em qualquer barra do sistema de distribuição. Para essa realidade, novas abordagens de operação e expansão dos sistemas de distribuição são necessárias.

2.6.1. Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012

A Resolução Normativa nº 482 define microgeração distribuída como uma central geradora de energia elétrica cuja potência instalada seja menor ou igual a 100 kW e que utilize fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada e que seja conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras; já a minigeração distribuída é aquela central geradora de energia elétrica que tem potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW.

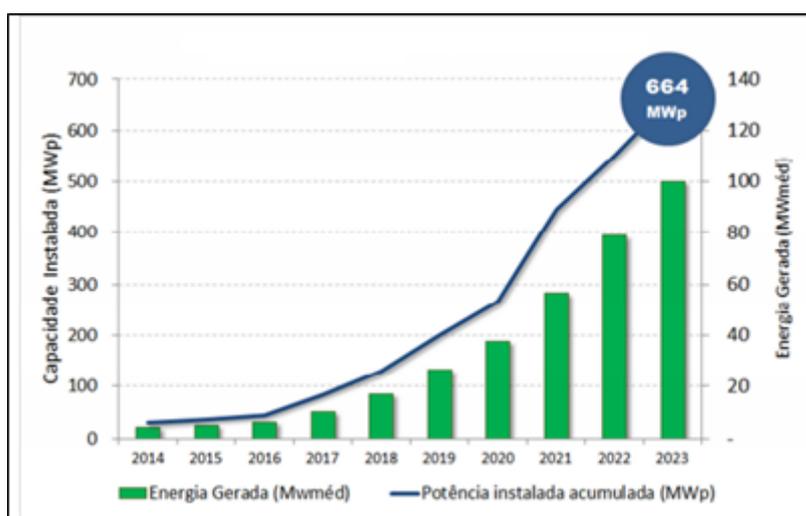
No sistema de compensação de energia instituído pela Resolução nº482/2012, a energia ativa injetada pela unidade consumidora com microgeração distribuída ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa no mesmo posto tarifário, em até 36 meses após a geração. Expirado o prazo, o consumidor perderá o direito sobre os créditos, os quais serão revertidos em prol da modicidade das tarifas de energia elétrica. Há ainda a possibilidade de o consumidor utilizar esses créditos em outra unidade, desde que as duas unidades consumidoras estejam na mesma área de concessão e sejam do mesmo titular.

Importante ressaltar que, para unidades consumidoras conectadas em baixa tensão (maioria dos consumidores residenciais), ainda que a energia injetada na rede seja superior ao consumo, será cobrado o valor em reais referente ao custo de disponibilidade, que é o valor em moeda corrente equivalente a 30 kWh para ligação monofásica, 50 kWh para ligação bifásica e 100 kWh para ligação trifásica. O consumidor terá ainda que pagar os impostos

incidentes sobre o total da energia absorvida da rede ou ao consumo líquido, de acordo com a regulamentação de cada estado sobre o tema.

Em um primeiro momento, a geração distribuída não teve grande crescimento, devido à queda nas tarifas causadas pela Medida Provisória nº 579/2012, convertida na Lei nº 12.783/2013 (BRASIL, 2013). Entretanto, mantendo-se a tendência de queda nos custos da tecnologia fotovoltaica e de aumento das tarifas de energia elétrica, a sua atratividade deve ser maior nos próximos anos. Desde a publicação da resolução em 2012 até março de 2015, foram instaladas 534 centrais geradoras, sendo 500 unidades solar fotovoltaica, em diversos municípios do país, com destaque para o estado de Minas Gerais.

O Plano Decenal de Expansão de Energia 2023 realizado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) estima a expansão de sistemas de geração distribuída fotovoltaica (GDFV) conforme a Figura 2.12.



Fonte: MME - Ministério de Minas e Energia, EPE – Empresa de Pesquisa Energética. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2014 - 2023*. Brasília, MME/EPE, 2014. Disponível em <www.mme.gov.br>. Acesso em: maio de 2015.

Figura 2.12 Evolução de capacidade instalada e energia gerada a partir da GDFV.

Com objetivo de estimular o uso da energia fotovoltaica também em empreendimentos comerciais, como shoppings e supermercados, a EPE encaminhou para avaliação do Ministério de Minas e Energia a proposta de criação de um preço específico para a venda de energia por esses estabelecimentos às distribuidoras.

2.7. FATORES QUE INFLUENCIAM A DECISÃO DA UC EM PARTICIPAR DO SISTEMA DE COMPENSAÇÃO BRASILEIRO

No caso do Brasil, dois fatores influenciam a análise econômica da geração distribuída fotovoltaica e eólica: as altas tarifas residenciais, a radiação solar e a média de velocidade dos ventos superior às médias mundiais (RUTHER *et. al.*, 2011).

2.7.1. Financiamento

Qualquer tipo de empreendimento de geração de energia necessita de investimentos e, muitas vezes, estes são feitos por meio de financiamentos. Esses financiamentos são ainda mais importantes no contexto da geração distribuída, já que os custos de implantação da geração distribuída fotovoltaica podem ser impeditivos para grande parte da população brasileira.

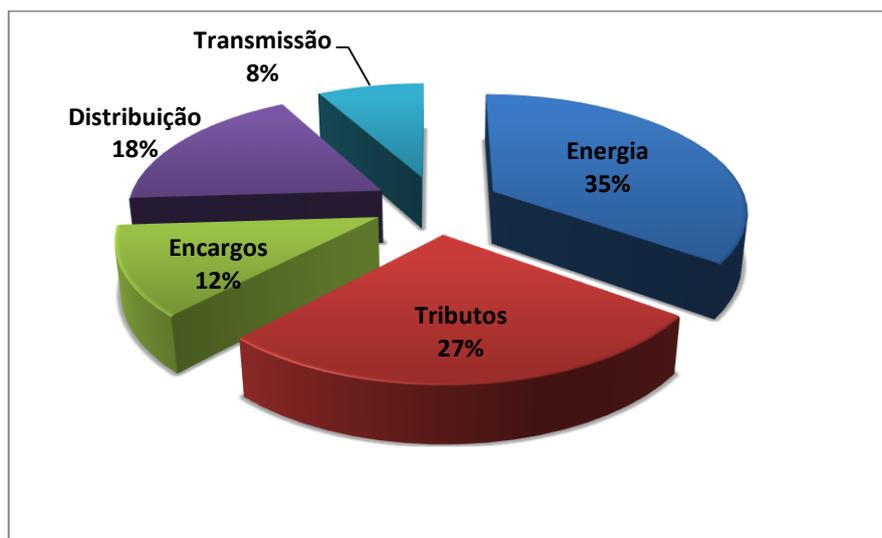
As gerações fotovoltaica e eólica são tecnologias com custos de manutenção baixos, já que não há custos com combustível e a manutenção é bastante simples, mas tem uma necessidade de investimento inicial elevado. Vários países que possuem relevância na exploração desses recursos utilizaram incentivos ao investimento inicial, a fim de incentivar a tecnologia.

A abertura de uma linha de crédito especialmente direcionada ao financiamento desses empreendimentos, com taxas de juros subsidiadas é uma necessidade para o crescimento significativo de geradores distribuídos. (MIAN, 2015)

2.7.2. Impostos e tarifas

A tarifa de energia elétrica paga pelo consumidor de energia elétrica é formada pelos custos incorridos desde a geração da energia até a sua disponibilização para o consumo. O consumidor paga uma parcela referente à compra da energia dos geradores, uma parcela devido ao uso do sistema de transmissão e de distribuição e uma parcela devido aos encargos do sistema, impostos e tributos (MIAN, 2015)

Os impostos e tributos inseridos na tarifa de energia elétrica são: Programas de Integração Social (PIS/PASEP), Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS), Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) e Contribuição para Custeio do Serviço de Iluminação Pública (CIP); sendo PIS e COFINS a nível federal, ICMS a nível estadual e CIP a nível municipal. A Figura 2.13 indica a composição tarifária média do Brasil (incluindo todos os consumidores brasileiros) em 2012.



Fonte: ABRADDEE – Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica. *Tarifas de energia* (modificado). Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/setor-de-distribuicao/tarifas-de-energia/tarifas-de-energia>>. Acesso em: dezembro de 2014.

Figura 2.13 Composição tarifária média do Brasil.

Quanto ao tema, o Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ) publicou em 2013 o Convênio 6/2013 em que orientou os Estados da Federação a cobrar o ICMS considerando para sua base de cálculo “o valor integral da operação, antes de qualquer compensação, correspondente à quantidade total de energia entregue ao destinatário nele incluídos”. Essa dinâmica implica no pagamento de imposto pela energia injetada na unidade consumidora, ainda que não haja cobrança por este montante de energia na conta.

A orientação dada pelo CONFAZ em 2013 foi alterada em 2015 pelo convênio ICMS 16/2015. Neste documento, direcionado aos estados de Goiás, Pernambuco e São Paulo, estabeleceu-se a orientação para “conceder isenção do ICMS incidente sobre a energia elétrica fornecida pela distribuidora à unidade consumidora, na quantidade correspondente à soma da energia elétrica injetada na rede de distribuição pela mesma

unidade consumidora com os créditos de energia ativa originados na própria unidade consumidora no mesmo mês, em meses anteriores ou em outra unidade consumidora do mesmo titular, nos termos do Sistema de Compensação de Energia Elétrica, estabelecido pela Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012.”. Ou seja, com esta posição a cobrança do imposto incidirá somente sobre o consumo líquido do consumidor.

Além destes três estados, Minas Gerais publicou a Lei nº 20.824, de 31 em julho de 2013 estabelecendo a cobrança do ICMS somente sobre a diferença positiva entre a energia consumida e a energia gerada.

2.8. CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Trata-se, neste capítulo, dos principais pontos que nortearam o mundo no sentido do desenvolvimento da geração distribuída e como este processo vem se desenvolvendo no Brasil. Dentre as modalidades de geração distribuída buscou-se dar maior enfoque às fontes de energia eólica e solar, visto que são as mais utilizadas para geração distribuída por sua modularidade e pelo fato de que muitas das características naturais necessárias para que possam ser exploradas estão disponíveis em grande parte do território brasileiro.

3. MATERIAIS E MÉTODOS

A avaliação do tipo e da quantidade de geração a ser instalada em uma determinada unidade consumidora de forma a zerar seu balanço energético irá depender de seu consumo no período, das condições climáticas do local onde está situada e do desempenho das fontes de geração selecionadas.

Buscando levar em consideração as variáveis apresentadas, modela-se neste capítulo o desempenho das fontes eólica e fotovoltaica. Em seguida, define-se um algoritmo capaz de determinar o conjunto ótimo de geração a ser instalado em uma unidade consumidora hipotética de tal forma que seu balanço energético se iguale a zero.

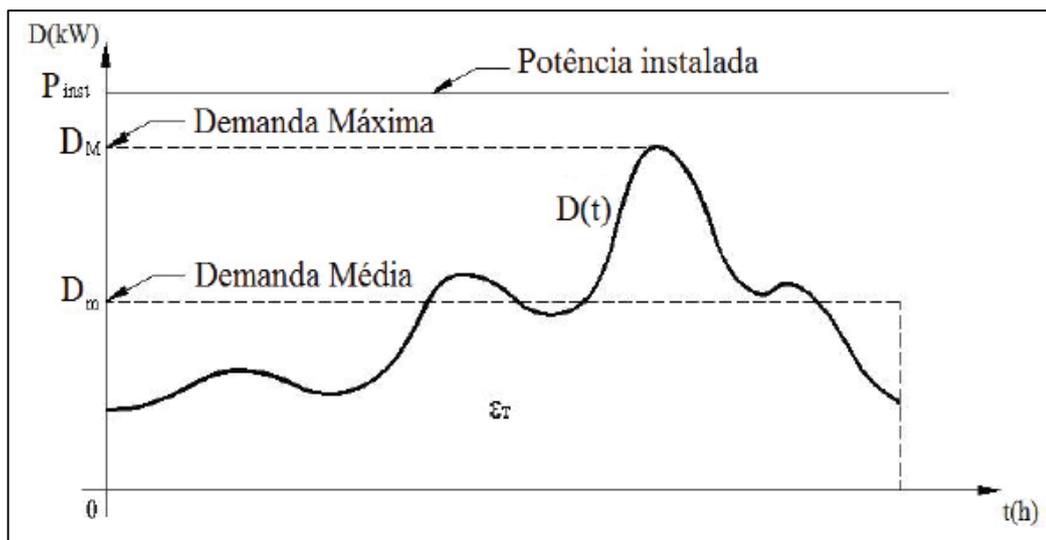
O algoritmo desenvolvido terá como dados de entrada o montante de energia gerada por W_p de geração instalada de cada fonte em cada capital e, também, o custo de implantação de cada tecnologia. A partir destes parâmetros, será definida uma saída com o dimensionamento, para cada uma das cidades, de um conjunto de geração capaz de atender a totalidade da carga modelada no trabalho ao menor custo.

Com base nos resultados técnicos, propõe-se uma dinâmica para avaliação da viabilidade econômica de instalação da geração distribuída. Os resultados e discussões são apresentados no próximo capítulo.

3.1. DIMENSIONAMENTO DA CARGA

De forma a dar embasamento ao estudo adequando-o à realidade do mercado de energia brasileiro, buscou-se caracterizar a carga a ser atendida de forma que representasse os hábitos de consumo de um consumidor residencial típico da classe média.

O comportamento de uma determinada demanda energética ao longo do tempo é denominado curva de carga, conforme ilustra a Figura 3.1:



Fonte: Instalações elétricas, Cotrim, 2003. (Adaptado)

Figura 3.1 Curva de carga típica.

Os dados referentes à demanda da unidade consumidora podem ser apresentados em patamares ou de forma contínua. Em ambos os gráficos, dois pontos merecem destaque, o de demanda máxima e demanda média. Tais pontos apresentam, respectivamente, o valor máximo de potência demandada pela carga e um valor de potência equivalente que resulta em um mesmo consumo de energia para o intervalo de tempo considerado.

Tendo em vista que os dados da demanda serão comparados aos dados de geração a serem alcançados nas simulações do trabalho, optou-se por construir a curva de carga em patamares com intervalo de integralização horário. Deste modo compatibilizou-se a periodicidade dos dados de demanda com aquela dos dados climáticos

O anuário da EPE de 2014 indica que o consumo médio per capita no Brasil foi de 2.557 kWh em 2013. Neste trabalho, no entanto, considerou-se o valor de consumo anual de 3.200 kWh, haja vista que este montante representa de forma mais fiel uma unidade consumidora residencial típica da classe média brasileiro, resultando em uma demanda média de 365,3 W ao longo do ano. (SOUZA, 2010)

A partir da demanda média anual, estabeleceram-se duas curvas de carga, uma para dias úteis e outra para finais de semana, de acordo com o comportamento típico levantado para consumidores desta faixa de potência por Francisquini (2006). Os resultados são exibidos na Figura 3.2 e na Figura 3.3.

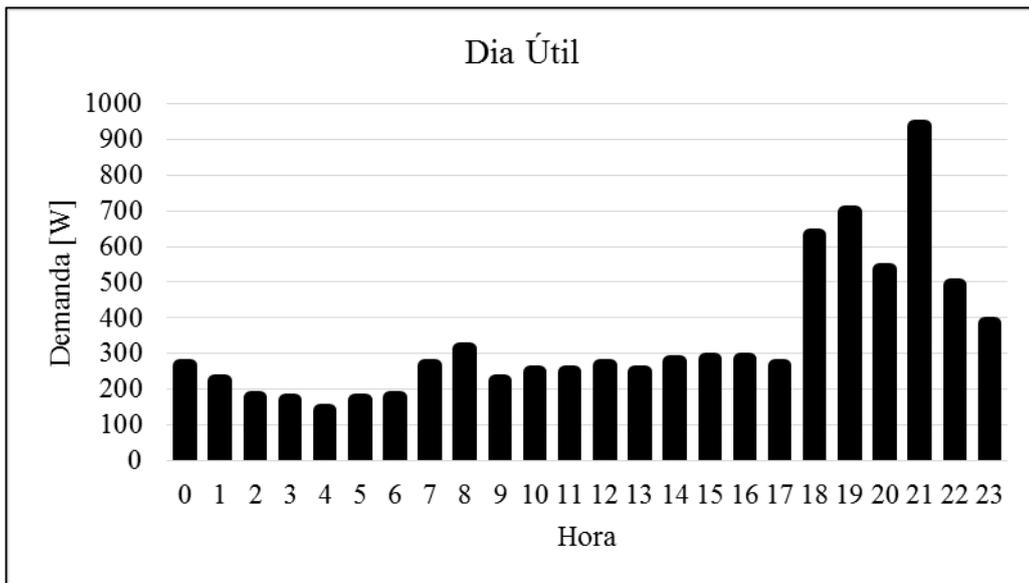


Figura 3.2 Curva de carga para um dia útil.

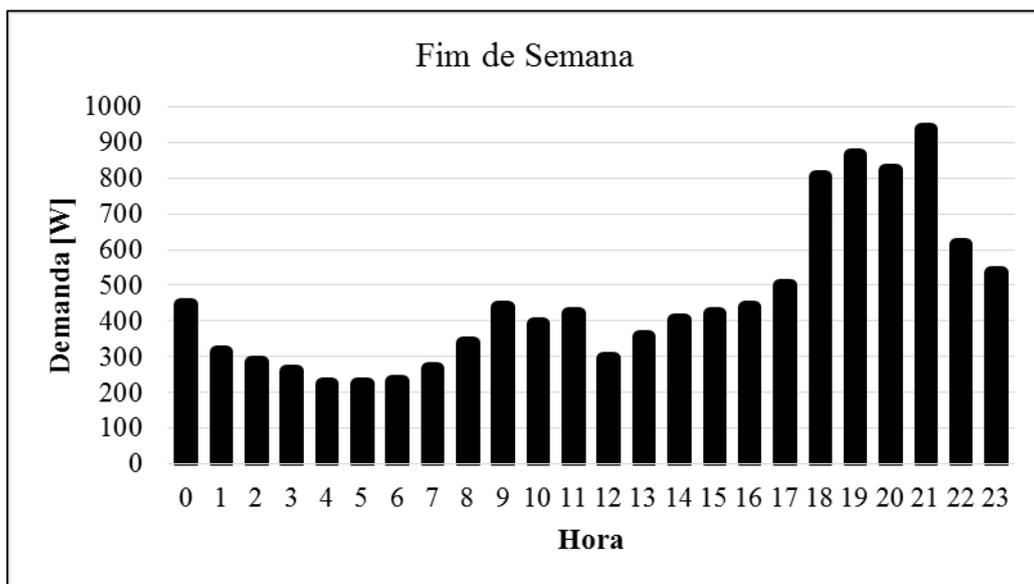


Figura 3.3 Curva de carga para finais de semana.

3.2. SELEÇÃO DAS CIDADES PARA INSTALAÇÃO DA GERAÇÃO

Tendo em vista a dimensão continental do Brasil e conseqüentemente a grande variabilidade das condições climáticas entre cidades de diferentes regiões, buscou-se estruturar o estudo de tal forma que houvesse representatividade dos vários climas brasileiros.

Não há atualmente base de dados com medições climáticas para todos os municípios brasileiros. Há, no entanto, um projeto que constitui uma iniciativa neste sentido denominado SONDA (Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais).

O SONDA é liderado pelo Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE) e busca estabelecer uma base de dados com informações de radiação solar, vento e meteorológicas para as quatro regiões macro climáticas brasileiras, com o objetivo de fomentar a instalação de geração solar e eólica no País.³

Dados provenientes do SONDA e compartilhados no âmbito do projeto *Solar and Wind Energy Resource Assessment* (SWERA) foram organizados em formato *Energy Plus*⁴ (.epw) e disponibilizados no site do Departamento de Energia dos Estados Unidos, que concentra dados climáticos referentes a cidades de todos os continentes.

Cada um dos arquivos conta com dados de leitura em intervalo horário para o período de um ano, considerando a média dos anos de leitura em cada uma das cidades. Dentre as variáveis relevantes ao estudo de fontes alternativas, os arquivos disponibilizam: temperatura; radiação direta normal, direta global, e difusa horizontal; velocidade e direção do vento a 10m de altura em relação ao solo; latitude e longitude do local medido.

No caso do Brasil, são disponibilizados atualmente dados referentes a vinte cidades, conforme Tabela 3.1:

³ Disponível em <<http://sonda.ccst.inpe.br/>>.

⁴ O formato .epw disponibiliza dados de medição em formato texto dispostos em 35 colunas, cada uma contendo 8760 valores (correspondentes a cada hora de um ano).

Tabela 3.1 População das cidades brasileiras no Energy Plus.

Região	Cidade	População [em milhões] ⁵
Norte	Belém	2,08
Sudeste	Belo Horizonte	2,49
Norte	Boa Vista	0,28
Nordeste	Bom Jesus da Lapa	0,07
Centro-Oeste	Brasília	2,48
Centro-Oeste	Campo Grande	0,77
Centro-Oeste	Cuiabá	0,54
Sul	Curitiba	1,86
Sul	Florianópolis	0,42
Nordeste	Fortaleza	2,57
Sudeste	Guararapes	0,03
Norte	Jacareacanga	0,04
Norte	Manaus	1,79
Nordeste	Petrolina	0,29
Norte	Porto Nacional	0,05
Norte	Porto Velho	0,37
Sudeste	Rio de Janeiro	6,32
Nordeste	Salvador	2,68
Sul	Santa Maria	0,25
Sudeste	São Paulo	11,25

Tendo em vista a premissa de contemplar uma maior variabilidade climática brasileira, bem como a necessidade de delimitação do universo de estudo, optou-se por selecionar, dentre os municípios apresentados, as duas cidades mais populosas em cada uma das cinco regiões do Brasil. Como resultado, são apresentadas na Tabela 3.2 as dez cidades em que serão ambientadas as simulações:

Tabela 3.2 Cidades selecionadas para estudo.

Belém	Brasília	Campo Grande	Curitiba	Florianópolis
Fortaleza	Manaus	Rio de Janeiro	Salvador	São Paulo

⁵ Dados referentes a 2010 obtidos a partir do IBGE

3.3. MODELAGEM DA FONTE EÓLICA

3.3.1. Determinação da energia gerada pelo aerogerador

A modelagem do funcionamento de geradores eólicos é usualmente feita a partir de uma equação algébrica em que a potência elétrica de saída é proporcional ao cubo da velocidade do vento, conforme a equação (3.1) (ULGEN, 2004).

$$P(v) = \frac{\rho * v^3 * \pi * r^2 * c_p}{2} \quad (3.1)$$

Em que:

ρ = densidade volumétrica do ar [kg/m³];

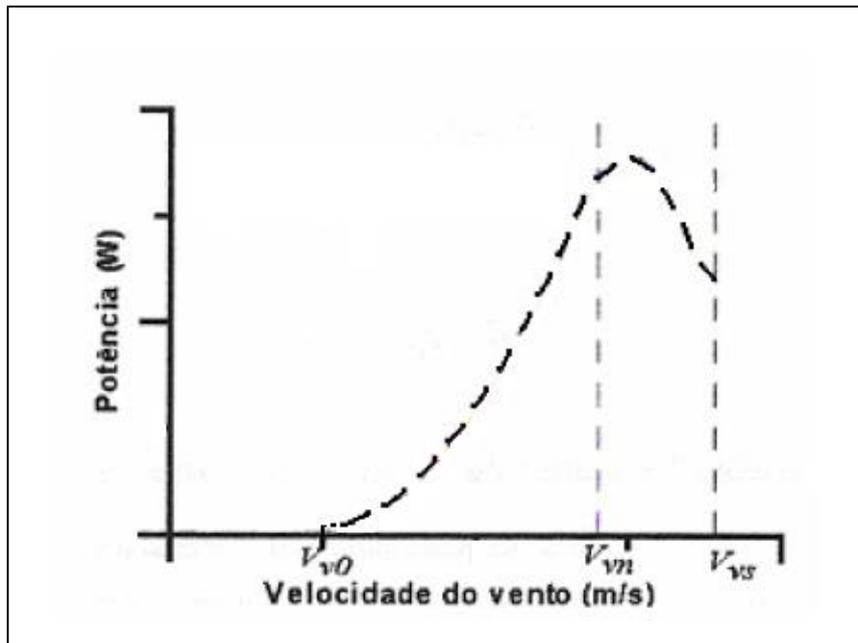
v = velocidade do vento [m/s];

r = raio do rotor [m];

C_p = coeficiente de performance.

Há, portanto, forte correlação entre a energia fornecida pelo gerador eólico e a velocidade do vento. Deve-se observar que o processo de conversão da energia cinética do vento em energia elétrica envolve processos mecânicos e está sujeito a limites de rendimento. Albert Betz estabeleceu em 1926 que o rendimento máximo que pode ser alcançado por aerogeradores é de 59,3%, valor conhecido como limite Betz. Na prática os equipamentos atuais apresentam rendimento (c_p) entre 40% e 50 % (PINTO, 2013).

A variação da potência disponibilizada pela turbina em função da velocidade de entrada do vento compõe a curva de potência do equipamento. A Figura 3.4 ilustra um gráfico típico:



Fonte: Análise experimental e simulação de sistemas híbridos eólico-fotovoltaicos. GARCÍA, Felipe Hernández.

Figura 3.4 Curva de potência típica de um aerogerador

Os três pontos destacados no gráfico compõem um parâmetro importante da característica operativa de uma turbina. O ponto V_{vo} é denominado velocidade de partida (*cut in*) e representa a velocidade do vento a partir da qual a turbina começa a gerar energia. A partir deste ponto, a potência de saída do gerador cresce acentuadamente com o aumento na velocidade do vento até o ponto V_{vn} , em que o equipamento trabalha em sua máxima potência. Para velocidades superiores a V_{vn} o aerogerador apresenta uma perda de potência até atingir a velocidade de corte V_{vs} na qual mecanismo de proteção à turbina são acionados para evitar danos ao gerador.

3.3.2. Seleção e modelagem do aerogerador a ser utilizado

Características mecânicas e elétricas dos aerogeradores permitem que exista grande variação de energia produzida em um intervalo de tempo definido para máquinas de mesma potência de pico.

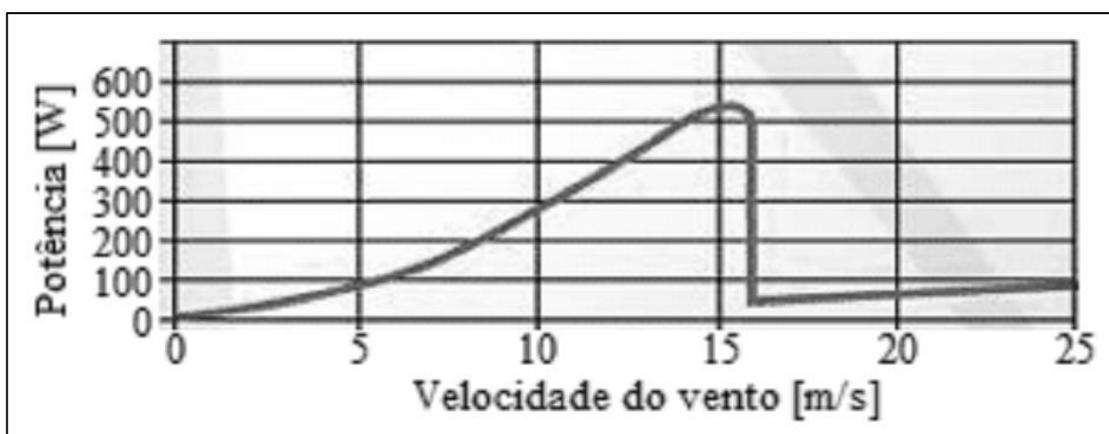
Considerando isto e o viés técnico-econômico do estudo, optou-se por avaliar as opções disponíveis no mercado nacional brasileiro com potência compatível com a carga modelada neste trabalho. Foram levantadas as curvas de potência das turbinas entre 500 W

e 2000 W. Em virtude de baixas velocidades médias encontradas em algumas cidades brasileiras, optou-se por restringir os equipamentos àqueles que tivessem a velocidade de partida igual ou inferior a 3 m/s. Os equipamentos selecionados são expostos na Tabela 3.3

Tabela 3.3 Turbinas eólicas pesquisadas.

Aerogerador	P [WP]	V _{v0} [m/s]	V _{vs} [m/s]	Preço	Custo [R\$/WP]
Ista Breeze i-500	500	3	15,5	R\$ 1.300,00	2,60
Eletrovento 1 kW	1000	3	14,0	R\$ 38.600,00	38,60
Eletrovento 2 kW	2000	3	14,0	R\$ 46.500,00	23,25
GERAR 246	1000	2	12,5	R\$ 8.748,00	8,75

Observou-se uma grande variabilidade no preço dos aerogeradores pesquisados, mas tendo em vista que apresentam parâmetros operativos semelhantes, selecionou-se o equipamento com o menor custo por Watt pico de geração instalada: Ista Breeze i-500. A curva de potência deste equipamento é ilustrada na Figura 3.5.



Fonte: < <https://www.istabreeze.com> > (Adaptado)

Figura 3.5 Curva de potência da turbina fornecida pelo fabricante.

A partir da curva de potência do equipamento, buscou-se determinar a relação matemática entre a potência gerada e a velocidade do vento. Para tanto, utilizou-se uma interpolação dos pontos a partir de uma função de terceiro grau, que, conforme foi ilustrado na seção 3.3.1, representa de forma mais fiel o comportamento da potência.

Somou-se à equação as características operativas do equipamento, como resultado obteve-se o conjunto de equações (3.2) para modelagem do aerogerador.

$$\begin{aligned}
P(v) &= 0, \text{ se } v < 3 \text{ m/s} \\
P(v) &= -0,02 * v^3 + 2,2 * v^2 + 7,5 * v, \text{ se } 3 \leq v \leq 15,5 \\
P(v) &= 50, \text{ se } v > 15,5
\end{aligned}
\tag{3.2}$$

Em que:

$P(v)$ = potência gerada [W];

Uma das maneiras de avaliar a viabilidade técnica de geração de energia eólica em um determinado projeto é conseguida por meio do cálculo da potência gerada pela turbina com base em uma série de dados de velocidade do vento, medidos ou compactados (Fadigas, 2011). Desta forma estabeleceu-se para cada uma das dez cidades selecionadas, a expectativa de geração anual de energia de acordo com a equação (3.3).

$$E = \sum_{i=1}^n P(v_i) * f_i * \Delta t
\tag{3.3}$$

Em que:

f_i = número de ocorrências da velocidade do vento no intervalo i ;

Δt = intervalo de tempo [h].

3.4. MODELAGEM DA FONTE FOTOVOLTAICA

3.4.1. Seleção do módulo fotovoltaico

Diferentemente do que ocorre com as turbinas eólicas, os painéis fotovoltaicos não apresentam grande variação de desempenho em função do fabricante ou da potência da placa, considerando a mesma tecnologia de geração. Desta forma é possível alcançar uma potência de pico instalada utilizando um arranjo com uma quantidade maior ou menor de painéis, sem que haja grande variação no desempenho do sistema.

Uma vez que o preço por W_P instalado tende a decrescer na medida em que se incrementa a potência do painel, pesquisaram-se no mercado nacional as opções disponíveis que apresentavam potência superior a 100 W_P , o resultado é apresentado na Tabela 3.4

Tabela 3.4 Painéis fotovoltaicos pesquisados.

Fabricante	Modelo	P [W_P]	Preço [R\$]	Custo [R\$/ W_P]	Revendedor
Yingli	YL250P	250	999,00	4,00	neosolar ⁶
Yingli	YL140P	140	547,77	3,91	minha casa solar ⁷
Canadian	CS6P-255P	255	799,00	3,13	minha casa solar
Kyocera	KD250GH-4FB2	250	967,20	3,87	minha casa solar
WSOLAR	W130	130	630,00	4,85	energia pura ⁸

Dentre as opções levantadas utilizou-se o painel CS6P-255P do fabricante Canadian, uma vez que apresentou o menor custo por W_P (3,13 R\$/ W_P). Feito isto, buscou-se determinar o comportamento do painel em cada uma das cidades selecionadas.

3.4.2. Energia gerada pelo painel fotovoltaico

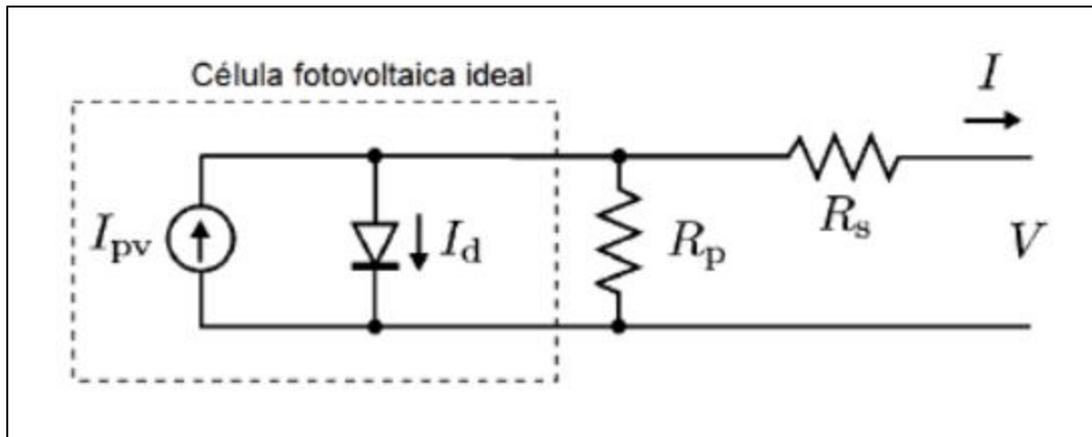
Uma maneira simplificada de modelar o funcionamento de um painel fotovoltaico consiste em estabelecer a potência gerada pelo sistema diretamente proporcional à irradiação global horizontal no local. A partir deste cálculo, é possível estabelecer a ordem de grandeza de um determinado grupo gerador em função da irradiação do local.

Há, no entanto, métodos matemáticos mais elaborados que oferecem uma representação mais fiel do funcionamento dos painéis fotovoltaicos. Um modelo amplamente utilizado representa a célula por uma fonte de corrente em paralelo com um diodo conectado a duas resistências, conforme esquema apresentado na Figura 3.6. (VILLALVA, 2009)

⁶ Disponível em <<http://www.neosolar.com.br/>>. Acesso em 01/06/2015

⁷ Disponível em <<http://minhacasasolar.lojavirtualfc.com.br/>>. Acesso em 01/06/2015

⁸ Disponível em <<https://www.energiapura.com/>>. Acesso em 01/06/2015



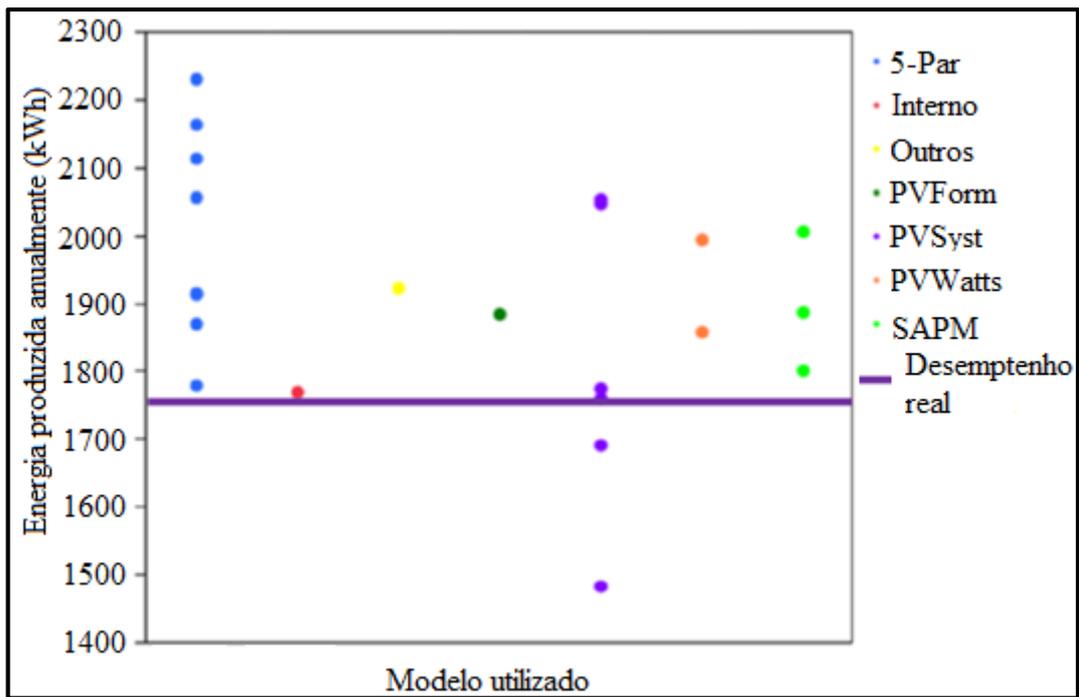
Fonte: MASTERS, 2004. *Renewable and efficient electric power systems*. (modificado)

Figura 3.6 Modelo equivalente para célula fotovoltaica.

De forma a facilitar os estudos relativos aos painéis fotovoltaicos e oferecer subsídios para análises de viabilidade técnica e econômica de projetos de geração foram desenvolvidos diversas ferramentas computacionais capazes de modelar o comportamento destes sistemas. Cita-se dentre estes *HOMER Energy*©20, *SAMP*, *PVSyst*© e *PV*SOL*©.

3.4.3. Modelo computacional selecionado para simulação

Em 2010 a Sandia realizou um seminário para avaliar as ferramentas computacionais existentes voltadas à simulação do desempenho de um sistema fotovoltaico. Para tanto, a organização do evento solicitou que os participantes utilizassem simuladores diversos para determinar a produção anual de energia por três sistemas. Os resultados foram comparados com resultados das medições realizadas nos sistemas reais e concluiu-se que os modelos existentes não eram consistentes. O desempenho dos sistemas é exibido no gráfico da Figura 3.7 (STEIN, 2012).



Fonte: Stein, 2012. *The Photovoltaic Performance Modeling Collaborative (PVPMC)*. (Modificado)
 Figura 3.7 Simulações da energia produzida por um sistema fotovoltaico versus desempenho real.

As discrepâncias detectadas a partir da observação dos resultados das simulações realizadas em diferentes modelos, ou, até mesmo, entre as simulações realizadas por pesquisadores diferentes a partir de um mesmo modelo, motivaram a criação de um grupo colaborativo de profissionais voltado ao aprimoramento dos modelos de desempenho dos sistemas fotovoltaicos.

O grupo montado, denominado *PV Performance Modeling Collaborative (PVPMC)*, estabeleceu uma plataforma aberta na qual são disponibilizadas ferramentas para simulação de desempenho de sistemas fotovoltaicos, bem como, os parâmetros de operação para diversos painéis fotovoltaicos.

Atualmente o PVPMC é mantido pelo Departamento Nacional de Energia Americano e operado pela *Sandia Corporation*. Ela é responsável pelas revisões das sugestões enviadas e atualização dos conteúdos disponibilizados aos interessados de forma gratuita através de seu portal na internet⁹.

⁹ Disponível em <<http://pvpmc.org>>

Tendo em vista a facilidade no acesso e, também, a qualidade do trabalho desenvolvido, optou-se por realizar as simulações deste estudo referentes ao desempenho de sistemas fotovoltaicos com base nas ferramentas oferecidas pela Sandia.

O PVMC segmenta a simulação do desempenho de painéis fotovoltaicos nos nove aspectos descritos a seguir: (STEIN, 2012).

Irradiância e clima: esta etapa envolve a escolha dos dados de irradiância e clima referentes ao local modelado, que servirão de entrada para o modelo. Normalmente esses dados são derivados de leituras de satélites ou no próprio local e apresentam horizontes anuais.

Radiação incidente: nesta etapa, busca-se a transformação de dados de irradiância medidos na orientação padrão em componentes difusos através de algoritmos.

Sombra e sujeira: se o arranjo estiver sombreado ou se os módulos se encontrarem sujos, a radiação incidente disponível para conversão em eletricidade é reduzida. Muitos algoritmos calculam o efeito sombra para a geração, no entanto poucos são capazes de determinar a influência da sujeira no painel ao longo do tempo. Desta forma, este parâmetro é tratado como uma constante de decréscimo na geração.

Temperatura da célula: muitos fatores influenciam a temperatura da célula fotovoltaica: o material utilizado e o tipo de construção; a montagem e a configuração do arranjo dos painéis; a irradiação incidente (considerando os efeitos de sombra e sujeira); a velocidade do vento ao nível do módulo; e a temperatura ambiente.

Dados de saída: nesta etapa é fornecida a curva de tensão versus corrente para o arranjo em estudo considerando as condicionantes anteriores.

Corrente contínua e perdas: nesta etapa são estimadas as perdas nos circuitos de corrente contínua em virtude da resistividade dos cabos.

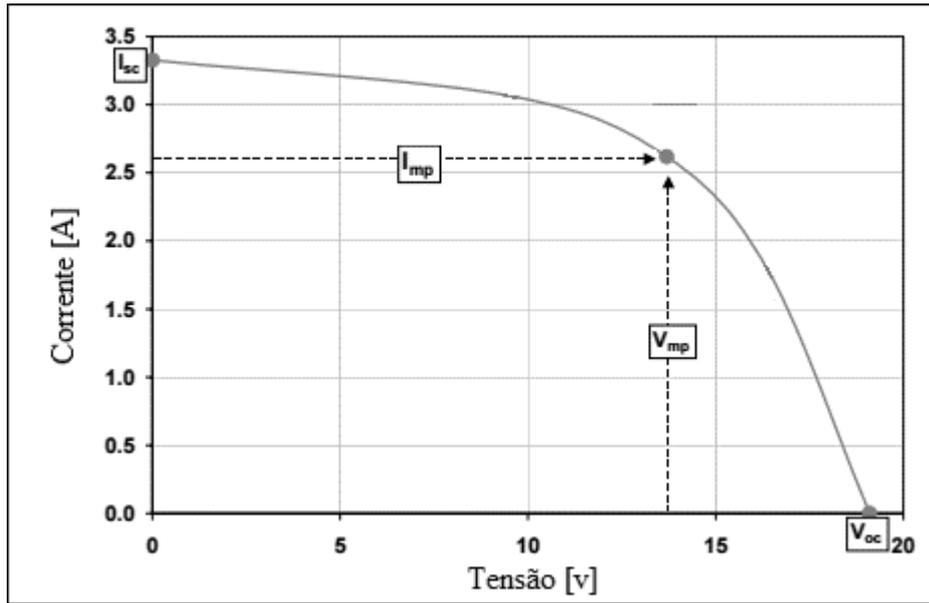
Corrente contínua e o ponto de potência máxima (MPPT): a maioria dos modelos considera que a tensão de corrente contínua no arranjo fotovoltaico pode ser mantida

durante todo o tempo no ponto de potência máxima. De fato, existem diferenças entre os algoritmos para cálculo acerca do ponto de potência máxima, no entanto, poucos modelos estão aptos a simular o desempenho para operação fora do MPPT, podendo-se considerar um fator atenuante para representar a eficiência do MPPT.

Conversão de corrente contínua para corrente alternada: esta etapa leva em consideração a eficiência do equipamento de conversão. Esta eficiência pode variar com parâmetros do ambiente, tais como temperatura, condições elétricas ou o nível de potência em corrente contínua.

Perdas em corrente alternada: nesta última etapa são avaliadas as perdas em corrente alternada até o ponto de conexão da geração. Estas perdas normalmente são associadas aos próprios cabos de ligação ou eventualmente a aparelhos de transformação.

Dentre as etapas apresentadas, a quinta etapa destaca a curva de tensão versus corrente ($V \times I$) do painel fotovoltaico. Esta etapa é bastante importante para a modelagem, pois a partir da curva $V \times I$ determina-se a energia gerada pelo sistema. Em sua forma clássica a curva assume a forma definida na Figura 3.8.



Fonte: KING, 2004. *Photovoltaic array performance model*. (modificado)

Figura 3.8 Curva de tensão versus corrente para painel fotovoltaico

Foram destacados no gráfico da Figura 3.8 os três pontos característicos da curva, sendo eles a tensão de circuito aberto (V_{oc} , 0), a corrente de curto-circuito (0, I_{sc}) e o ponto de máxima potência (V_{mp} , I_{mp}). Os pontos são relevantes para o processo de simulação de desempenho dos painéis fotovoltaicos, pois o conhecimento de suas coordenadas permite estabelecer a forma da curva $V \times I$ característica do equipamento.

No caso da modelagem elaborada pelo PVPMP, a determinação destes valores e, conseqüentemente da curva, é realizada com base nas quatro equações matemáticas apresentadas a seguir entre a Equação (3.4) e a Equação (3.7) (KING, 2004).

$$I_{sc} = I_{sco} * f_1(AM_a) * \{ (E_b * f_2(AOI) + f_d * E_{diff}) / E_o \} * \{ 1 + \alpha_{Isc} * (T_c - T_o) \} \quad (3.4)$$

$$I_{mp} = I_{mpo} * \{ C_0 * E_e + C_1 * E_e^2 \} * \{ 1 + \alpha_{Imp} * (T_c - T_o) \} \quad (3.5)$$

$$V_{oc} = V_{oco} + N_s * \delta(T_c) * \ln(E_e) + \beta_{Voc}(E_e) * (T_c - T_o) \quad (3.6)$$

$$V_{mp} = V_{mpo} + C_2 * N_s * \delta(T_c) * \ln(E_e) + C_3 * N_s * \{ \delta(T_c) * \ln(E_e) \}^2 + \beta_{Vmp}(E_e) * (T_c - T_o) \quad (3.7)$$

Embora extensas, as equações são compostas basicamente por constantes e funções associadas a características dos painéis fotovoltaicos e ao local onde foram instalados. A Tabela 3.5 lista a definição de cada uma das variáveis.

Tabela 3.5 Componentes para cálculo da curva VxI do painel fotovoltaico.

Condições iniciais	T_o	Temperatura
	E_o	Irradiância
	I_{sco}	Corrente de curto-circuito
	I_{mpo}	Corrente de máxima potência
	V_{oco}	Tensão de circuito aberto
	V_{mpo}	Tensão de máxima potência
Parâmetros associados a irradiância	C_0	Coefficiente empírico
	C_1	Coefficiente empírico
	C_2	Coefficiente empírico
	C_3	Coefficiente empírico
	E_e	Irradiância efetiva
	E_b	Componente direta da irradiância
	E_{diff}	Componente difusa da irradiância
	f_d	Fração da componente difusa utilizada pelo módulo
	AOI	Ângulo de incidência da irradiação direta normal no módulo
	$f_1()$	Função determinada empiricamente para variação do espectro solar
$f_2()$	Função determinada empiricamente para perda por reflexão	
Parâmetros associados ao painel	AM_a	Coefficiente de massa de ar absoluto
	N_s	Número de células fotovoltaicas
	T_c	Temperatura da célula fotovoltaica
	$\delta(T_c)$	Tensão térmica por célula à temperatura T_c
	α_{isc}	Coefficiente de temperatura normalizado para I_{sc}
	α_{imp}	Coefficiente de temperatura normalizado para I_{MP}
	β_{voc}	Coefficiente de temperatura para V_{oc}
	β_{vmp}	Coefficiente de temperatura para V_{MP}

Cabe esclarecer que a modelagem oferecida pelo PVPMC determina pontos adicionais da curva VxI buscando melhorar a precisão dos resultados. Todos esses cálculos são facilitados por meio de um pacote de algoritmos direcionado ao *software* MATLAB®, denominado PV_LIB.

Além da curva de tensão versus corrente, a biblioteca PV_LIB agrega funções destinadas ao cálculo da posição do Sol e dos ângulos de incidência da irradiância direta normal no plano dos painéis fotovoltaicos, sendo disponibilizada pela Sandia juntamente com um banco de dados que conta com parâmetros de mais 500 módulos fotovoltaicos.

3.4.4. Hipóteses adotadas

Considerou-se que os arranjos simulados neste estudo eram compostos por dez painéis, cinco painéis em paralelo e dois painéis em série. Isto porque tal conjunto oferece uma potência de geração ($2.500 W_P$) compatível com a potência instalada em consumidores residenciais de classe média.

Para determinar a potência de saída nos módulos fotovoltaicos por meio do modelo proposto pelo PVPMC, adotaram-se quatro hipóteses de forma que fossem delimitadas as variáveis de estudo sem que fosse reduzida significativamente a precisão nos resultados, são elas:

- Consideração do céu não isotrópico e utilização de um modelo empírico desenvolvido por David King nos laboratórios da Sandia para determinação da irradiância difusa incidente no painel;
- Desconsideração da influência da irradiância refletida do solo, uma vez que esta componente tem representatividade para a geração em dias claros para locais com neve e esta realidade não se aplica as capitais estudadas. (MASTERS, 2004)
- Consideração das perdas por sombreamento e acúmulo de poeira constantes ao longo do tempo, reduzindo em 2% o total de energia gerada;¹⁰
- Desconsideração das perdas por operação fora da tensão de máxima potência, de forma que a energia produzida pelos painéis é sempre máxima, uma vez que os inversores avaliados no estudo dispõem de dispositivo MPPT.

3.5. DEFINIÇÃO DO INVERSOR

A escolha do equipamento a ser utilizado para conversão da corrente contínua em alternada levou em consideração a eficiência e o custo dos equipamentos. Para tanto realizou-se uma pesquisa acerca dos equipamentos oferecidos no mercado nacional e normalizou-se o custo por W_P de cada equipamento pelo valor de venda, conforme a Tabela 3.6.

¹⁰ Valor baseado em uma simulação presente no site: <pvpmc.org>.

Tabela 3.6 Inversores fotovoltaicos pesquisados

Fabricante	Modelo	Eficiência Max	Potência [W]	Preço	Custo por W Normalizado
PHB Solar	PHB3000-SS	0,97	3000	R\$ 6.500,70	2,23
Fronius	Galvo 3.1-1	0,96	3100	R\$ 7.766,40	2,61
Fronius	Galvo 2.5-1	0,96	2500	R\$ 7.574,40	3,16
PHB Solar	PHB1500-SS	0,97	1500	R\$ 4.640,70	3,19
Fronius	Galvo 2.0-1	0,96	2000	R\$ 7.382,40	3,85
Sunny Boy	SB 2500TL	0,97	2500	R\$ 9.590,40	3,95
Sunny Boy	SB 2100TL	0,96	1300	R\$ 6.038,40	4,84

Em virtude de se ter um mercado nacional mais robusto para as tecnologias fotovoltaicas, observou-se uma oferta maior de inversores voltados a esta tecnologia. Ainda assim, encontrou-se uma opção para fonte eólica oferecida pelo revendedor Enerbrasil¹¹ cujas características são apresentadas na Tabela 3.7.

Tabela 3.7 Inversor eólico pesquisado

Fabricante	Modelo	Eficiência Max	Potência [W]	Preço	Custo por W Normalizado
Wind Boy	WB 3300	0,96	3300	R\$ 7.900,00	2,49

Pode-se observar que tanto os equipamentos voltados a fontes eólicas quanto aqueles voltados a fontes fotovoltaicas possuem características de eficiência e custo semelhantes. Por isto, ao se realizar as simulações para avaliar o desempenho do sistema de geração será adotada a eficiência de 96% para o processo de conversão de corrente contínua para corrente alternada. Este valor correspondente ao desempenho do inversor de menor eficiência dentre os pesquisados, representando o cenário mais conservador.

3.6. ALGORITMO PARA DEFINIÇÃO DO ARRANJO ÓTIMO

Uma vez que foi determinado o desempenho em cada um dos locais selecionados das fontes eólicas e fotovoltaicas, buscou-se estabelecer o conjunto ótimo em cada um dos locais para que houvesse o balanço energético nulo ao fim de um ano.

¹¹ Disponível no site < <http://www.enerbrasil.com.br/>>. Acesso em 01/06/2015

Conforme foi definido anteriormente, a unidade geradora considerada nesta pesquisa irá operar conectada à rede, não havendo em um primeiro momento nenhuma restrição ao perfil de geração ao longo do dia. Sendo assim, definiu-se o critério econômico com fator de mérito para definição na participação de cada uma das duas fontes no conjunto a ser instalado em cada cidade.

De acordo com as premissas do projeto, o sistema de geração deve oferecer anualmente o montante de 3.200 kWh por ano. Considerando as perdas no inversor da ordem de 4%, os painéis fotovoltaicos ou os aerogeradores devem ser capazes de entregar aos inversores 3.333 kWh por ano.

Posto isto, determinou-se o custo de geração com base nos equipamentos selecionados para ensaio no estudo, conforme a Tabela 3.8.

Tabela 3.8 Custo de geração por tipo de fonte

Tipo	Modelo	Custo R\$/W_P
Fotovoltaica	CS6P-255P	3,13
Eólica	i-500	2,60

A tecnologia fotovoltaica é comercializada em painéis modulares, sendo possível implementar conjuntos de geração com painéis de dezenas a centenas W_P sem que haja alteração no desempenho do sistema. Esta dinâmica não pode ser estendida aos aerogeradores.

Ao se variar entre turbinas eólicas de diferentes portes pode haver mudanças significativas na curva de resposta do equipamento. Sendo assim o incremento mínimo considerado neste projeto foi de 500 W_P para a tecnologia eólica.

Considerando o exposto criou-se um algoritmo para determinação do conjunto de geração capaz de atender com o custo mínimo um consumidor padrão em cada uma das cidades avaliadas de forma a zerar seu balanço energético ao final de um ano. De maneira detalhada o método é executado de acordo com os passos seguintes:

1. Determina-se a geração total a ser instalada para atendimento da carga considerando o atendimento exclusivo com a tecnologia fotovoltaica.
2. Calcula-se o custo para o sistema de geração e armazena-se o resultado.
3. Acrescenta-se um aerogerador ao conjunto de geração.
4. Calcula-se a geração fotovoltaica complementar para atendimento da carga.
5. Calcula-se o custo do sistema para geração e compara-se ao custo anterior, armazenando-se o valor de menor custo.
6. Retorna-se ao passo 3 até que o sistema seja completamente atendido pela tecnologia eólica. Ao fim, o valor de menor custo armazenado apresentará a melhor configuração.

A Figura 3.9 ilustra de forma gráfica o processo.

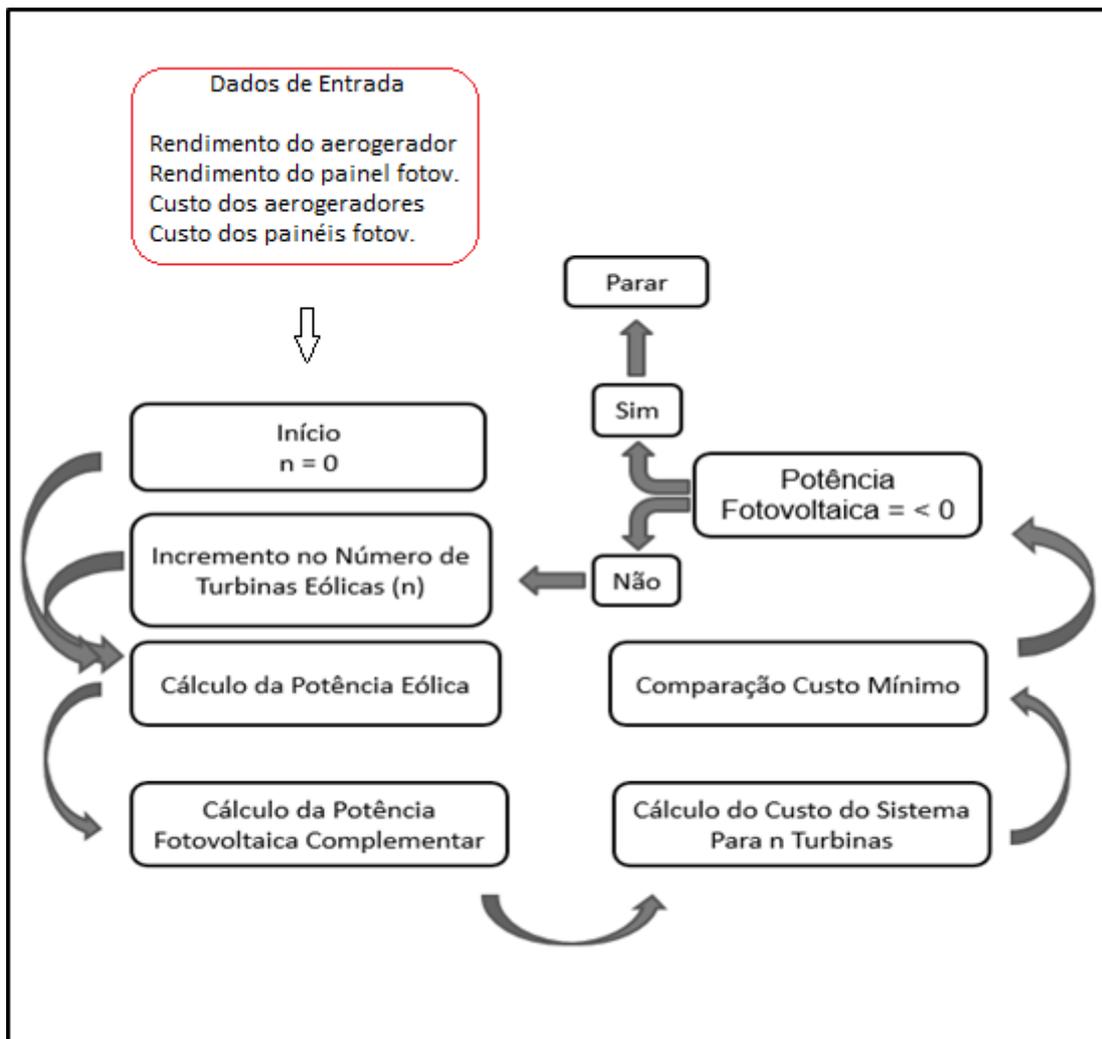


Figura 3.9 Algoritmo para determinação da configuração ótima do conjunto gerador.

O resultado final é a delimitação do arranjo de menor custo para cada uma das cidades avaliadas.

3.7. VIABILIDADE ECONÔMICA

A partir da definição do conjunto de geração ideal, buscou-se avaliar a viabilidade econômica para o investimento necessário à implantação do sistema. Para isto, determinou-se inicialmente o custo do sistema de geração a ser instalado em cada uma das cidades.

Neste trabalho segmentou-se investimento em três grupos, os custos com os equipamentos de geração, os custos de aquisição do inversor e os custos para montagem do sistema.

O custo de geração varia de acordo com a potência instalada e foi determinado no item anterior. Quanto ao inversor, levou-se em consideração o modelo PHB3000-SS, que apresentou o menor custo para o atendimento em todos os locais e estimou-se que os custos relativos à instalação iriam variar de acordo com a potência instalada, sendo estimado em 10% do valor total do sistema. Com estas premissas foi possível determinar o custo total previsto para implantação do sistema de geração em cada uma das cidades.

Estabelecido o investimento inicial, buscou-se determinar o retorno previsto com a utilização da geração distribuída. Neste caso o retorno financeiro se traduz na economia propiciada pelo sistema de geração à conta com eletricidade.

Uma vez definidos o investimento e o retorno previstos, a avaliação quanto de viabilidade se dará a partir da utilização da metodologia do valor presente líquido (VPL). Cabe ressaltar que os cenários levantados para uma taxa de desconto líquida, ou seja, a taxa de desconto real será a líquida acrescida da inflação do período. Sendo assim, para um cenário hipotético com taxa de desconto igual a zero, um VPL positivo indicará que o investimento apresenta ganhos que superam a inflação.

3.7.1. Dispêndio com energia sem instalação de Geração Distribuída

Conforme detalhado no Capítulo 2 deste trabalho, os valores pagos pelos consumidores residenciais referentes à energia consumida podem ser segmentados em três grupos: o custo da energia, os encargos setoriais e os impostos.

Atualmente, os valores de tarifa de energia são estabelecidos para cada área de concessão pela Agência Nacional de Energia Elétrica e já contemplam os custos com o produto e os encargos setoriais. Sobre estes valores incidem dois impostos federais (PIS e COFINS) e um imposto estadual (ICMS).

Os dois impostos federais têm alíquotas de 1,65% (PIS) e 7,6% (COFINS) apuradas de forma não cumulativa. Com isto, há variação na alíquota média desses tributos de acordo com o volume de créditos apurados mensalmente pelas concessionárias e com o PIS e a COFINS pagos sobre custos e despesas para o período. De modo a simplificar o ambiente de estudo para simulações adotou-se o valor de PIS e COFINS constantes para todos os meses de estudo.

Quanto ao ICMS, os valores variam de acordo com o estado do consumidor e tem uma peculiaridade na sua forma de cálculo. A incidência do ICMS se dá de tal forma que a sua alíquota seja representada no valor final da conta. Para exemplificar, numa conta de R\$100,00 com alíquota de ICMS de 25%, o valor pago pelo consumidor de ICMS seria de R\$25,00, que representaria um incremento de 33,33% sobre o valor de R\$75,00 que seria pago pelo serviço.

Além da particularidade quanto à forma de cálculo do ICMS, deve-se observar que o valor do imposto varia de acordo com o estado em que a carga está instalada, tanto no percentual quanto nas faixas de consumo em que é aplicado. Na Figura 3.10 são mapeadas as alíquotas do imposto para os estados avaliados.

kWh	AM	BA	CE	DF	MS	PA	PR	RJ	SC	SP	
[0 a 30]	25%	25%	Isento	Isento	Isento	Isento	Isento	Isento	12%	Isento	
[31 a 50]							Isento				
[51 a 60]			27%	12%	17%		15%	29%			18%
[61 a 80]											
[81 a 90]											
[91 a 100]		27%	20%	17%	25%	29%	25%				
[101 a 140]											
[141 a 150]											
[151 a 200]											
[201 a 220]											
[221 a 250]		21%	25%	25%	29%						
[251 a 300]											
[301 a 400]											
[401 a 500]		25%	25%	25%	25%						
> 500											

Fonte: ABRADÉE, 2014. Disponível em <http://http://www.abradee.com.br/> (modificado)

Figura 3.10 Alíquotas de ICMS por estado.

Tendo em vista os parâmetros de cálculos apresentados, buscou-se estimar o dispêndio mensal que haveria com energia em cada uma das dez capitais em maio de 2015 (Tabela 3.9.). Para tanto, considerou-se um consumo anual estabelecido como 3.200 kWh e definiu-se o consumo mensal como 1/12 deste total, ou 266,66 kWh.

Tabela 3.9 Dispêndio com energia estimado sem instalação de GD

Cidade	Distribuidora	Tarifa B1 [R\$/kWh]	PIS	COFINS	ICMS	Gasto Mensal
Belém	CELPA	0,4943	1,65%	7,60%	25%	R\$ 192,21
Brasília	CEB	0,3693	1,65%	7,60%	17%	R\$ 129,78
Campo Grande	Energisa MS	0,4647	1,65%	7,60%	20%	R\$ 169,42
Curitiba	COPEL	0,4304	1,65%	7,60%	29%	R\$ 176,80
Florianópolis	CELESC	0,4288	1,65%	7,60%	25%	R\$ 166,76
Fortaleza	COELCE	0,4180	1,65%	7,60%	27%	R\$ 166,99
Manaus	AmE	0,3208	1,65%	7,60%	25%	R\$ 124,76
Rio de Janeiro	LIGHT	0,4686	1,65%	7,60%	18%	R\$ 166,67
Salvador	COELBA	0,3884	1,65%	7,60%	27%	R\$ 155,17
São Paulo	AES Eletropaulo	0,3718	1,65%	7,60%	25%	R\$ 144,60

3.7.2. Economia propiciada pela instalação da Geração Distribuída

De acordo com o atual sistema de compensação para GD no Brasil, o excedente de geração exportado pelo consumidor gera créditos que serão utilizados para abater o consumo do mês posterior. No caso de o consumo realizado ser inferior ao montante de geração exportado no mês anterior, os créditos remanescentes são transferidos para o mês subsequente e assim sucessivamente, até o limite de 36 meses.

Sendo assim, de acordo com a hipótese assumida neste estudo, os consumidores avaliados receberiam faturas com consumo de energia igualado a zero. No entanto isto não indica que os consumidores não teriam mais gastos com a distribuidora.

Ainda que não haja consumo de energia, atualmente os consumidores são tarifados pelo custo de disponibilidade da rede de acordo com a sua ligação. Os consumidores monofásicos são faturados com um consumo equivalente de 30 kWh, os bifásicos com 50 kWh e os trifásicos com 100 kWh.

Além do custo de disponibilidade, os consumidores que possuem geração distribuída têm de pagar uma parcela de custo referente ao ICMS dependendo do estado em que estão conectados.

Para as capitais consideradas no estudo, não haverá incidência do ICMS para a energia absorvida da rede em São Paulo. Para todas as outras, a cobrança do ICMS se dará sobre toda a energia absorvida, ainda que não tenha sido faturada.

Sendo assim, foi necessário definir, para cada um dos meses do ano, o montante de energia absorvido da rede. Para tanto se comparou a curva de carga do consumidor com o perfil de geração em cada local. A Figura 3.11 ilustra o processo.

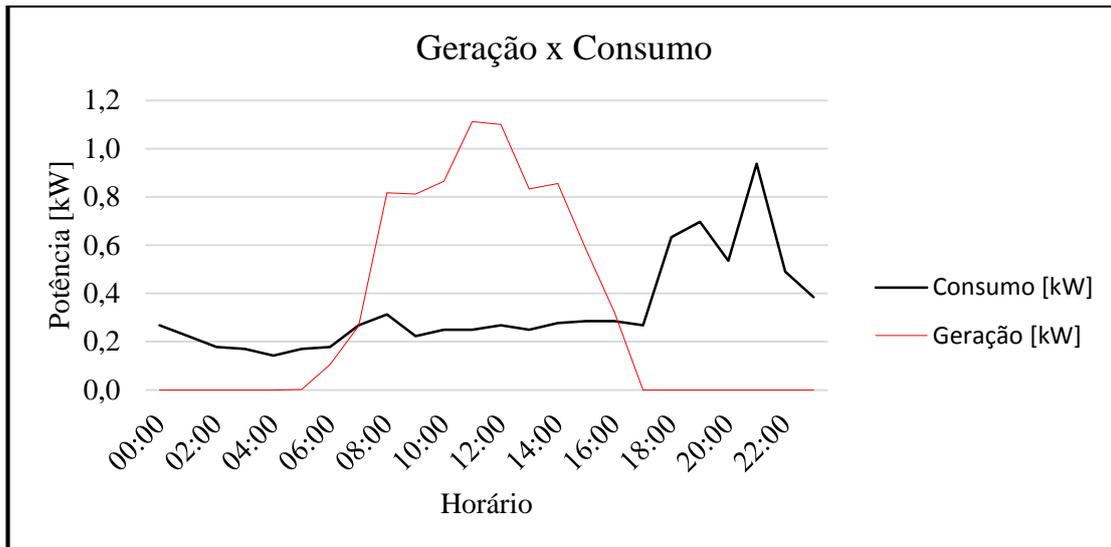


Figura 3.11 Comparação de geração pelo consumo no dia 01/01 em Brasília.

Neste caso a energia consumida pelo consumidor no dia foi igual a energia gerada: 8 kWh. No entanto este consumidor absorveu da rede o total de 5 kWh. Este comportamento é explicado em virtude do pico carga ocorrer entre 18h e 22h, quando não há mais geração fotovoltaica.

A Figura 3.12 demonstra o fluxo de energia do ponto de vista da distribuidora, em que os valores positivos são fornecidos ao consumidor e os valores negativos são injetados pelo consumidor:

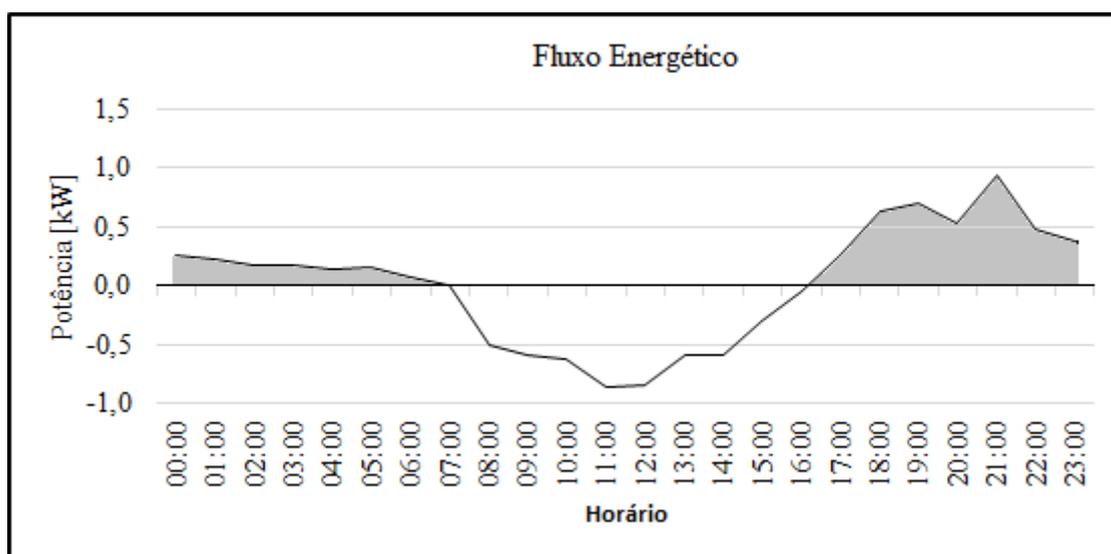


Figura 3.12 Fluxo energético do ponto de vista da distribuidora com instalação de GD.

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

4.1. AVALIAÇÃO TÉCNICO-ECONÔMICA

4.1.1. Energia gerada pelo aerogerador

Os resultados encontrados a partir dos dados climáticos obtidos do projeto SONDA permitiram estabelecer a expectativa anual de geração de energia [kWh] por W_P de potência instalada de aerogeradores. Esta dinâmica foi realizada para cada uma das dez cidades selecionadas resultando no painel ilustrado na Figura 4.1.

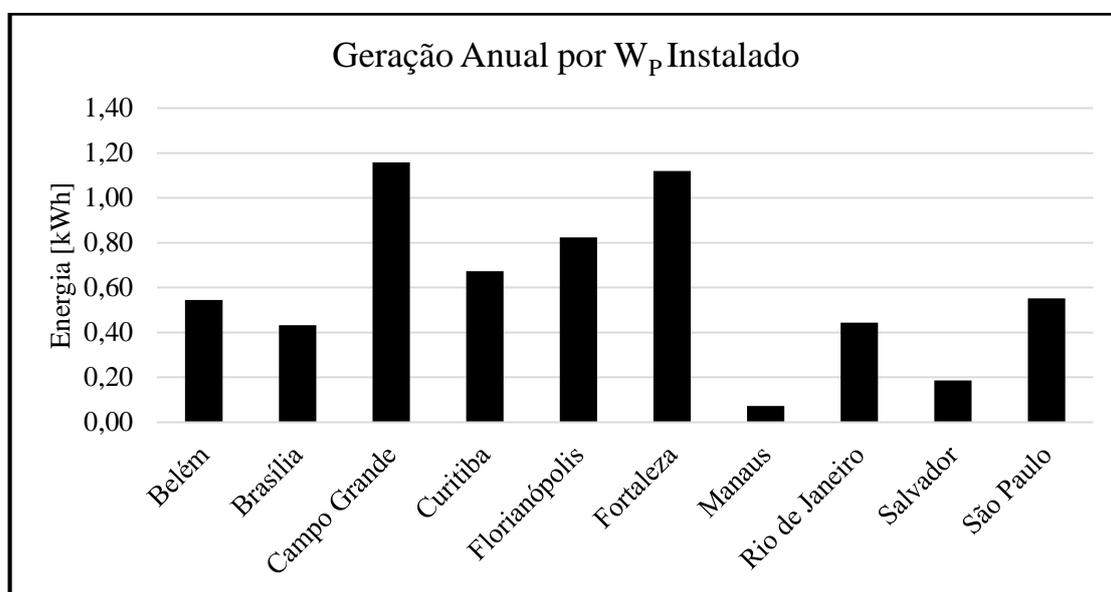


Figura 4.1 Geração anual por W_P de geração eólica instalada.

De modo a ilustrar a variabilidade da fonte eólica durante um dia foram construídas a Figura 4.2 e a Figura 4.3 que apresentam o perfil de geração esperado para o dia 1º de janeiro nas cidades com o melhor e o pior desempenho, respectivamente.

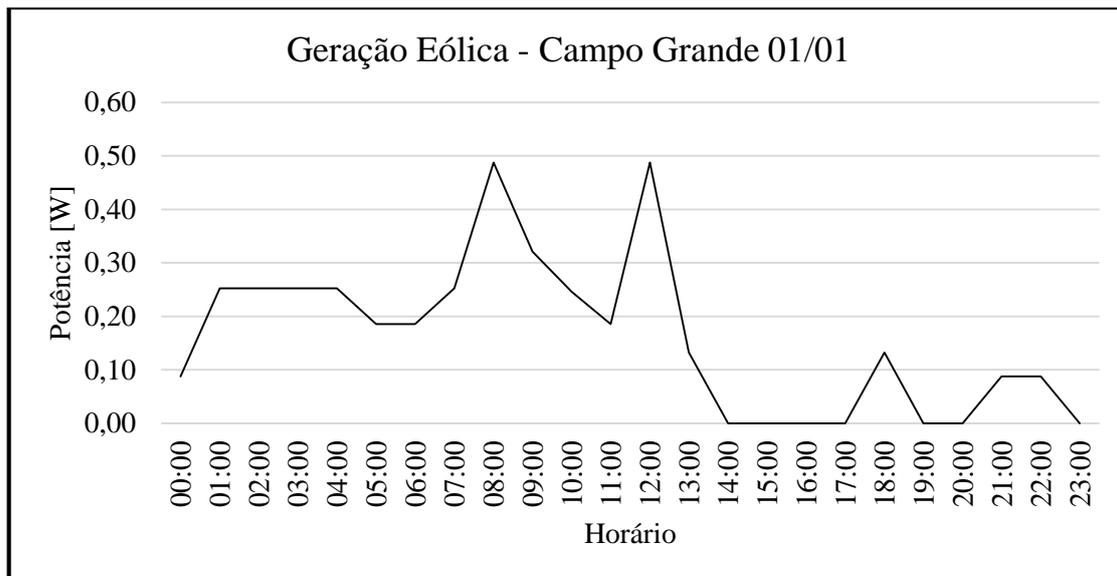


Figura 4.2 Potência de geração eólica prospectada para o primeiro dia do ano na cidade mais propícia à de geração eólica..

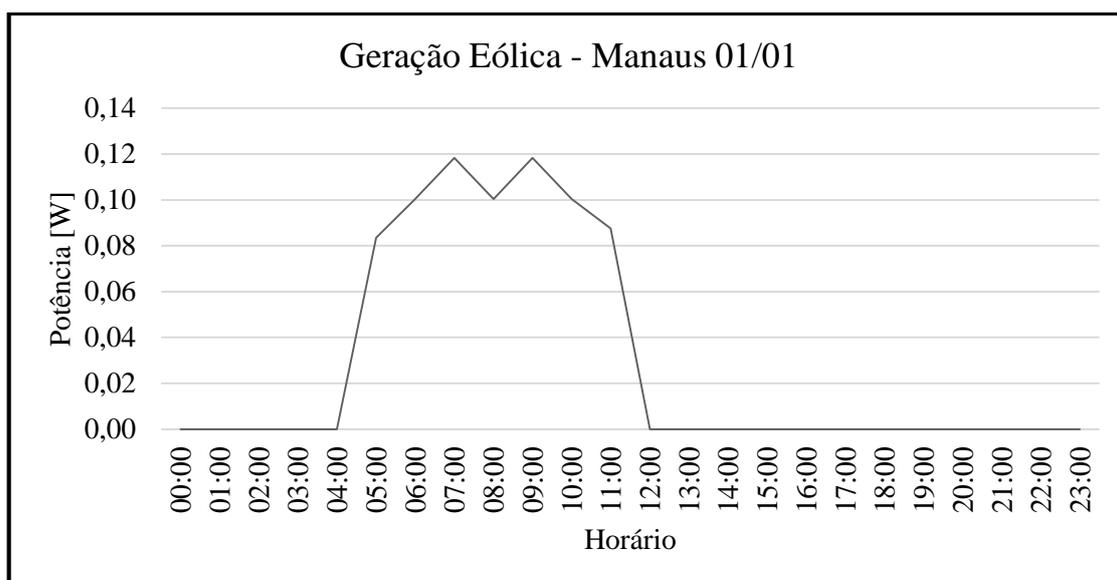


Figura 4.3 Potência de geração eólica prospectada para o primeiro dia do ano na cidade menos propícia à de geração eólica..

Além do exposto, é pertinente investigar a variação na energia gerada para cada um dos meses do ano. Na Figura 4.4 e Figura 4.5 são apresentadas as quantidades mensais de energia gerada por W_P de geração eólica instalado nas cidades mais e menos propícias à instalação desta fonte.

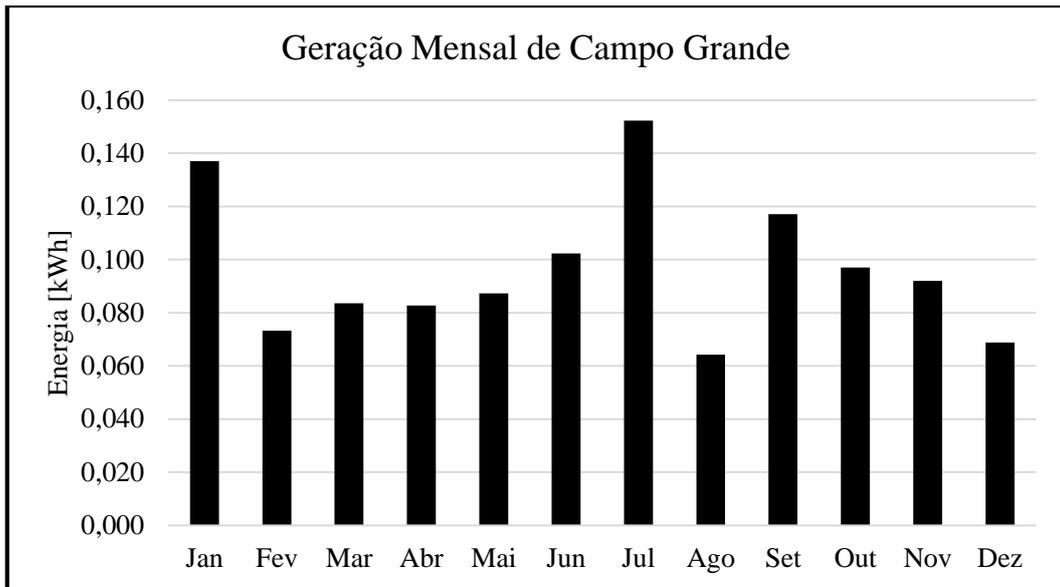


Figura 4.4 Geração mensal a partir da fonte eólica para a cidade mais propícia à de geração eólica.

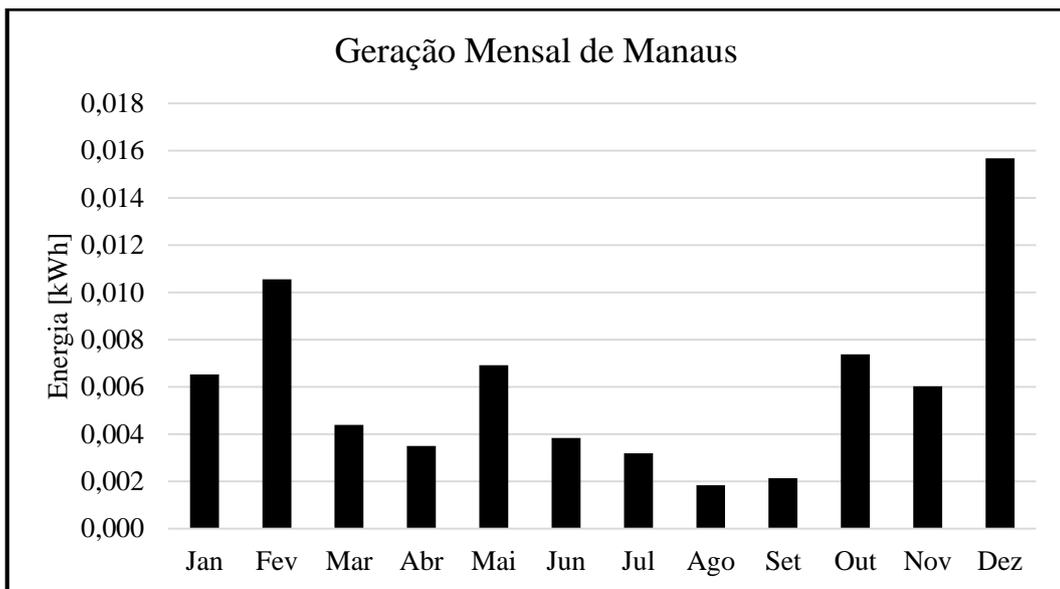


Figura 4.5 Geração mensal a partir da fonte eólica para a cidade menos propícia à geração eólica.

É possível observar que a fonte grande variabilidade no montante gerado em função do mês de operação. Além disso, ao se observar a geração diária de Campo Grande percebe-se que há concentração de geração a partir do período noturno com intensificação e pico no período matutino, já em Manaus a turbina somente gera energia entre 2h e 8h. O mesmo se repete quanto ao total de energia gerada por mês, em Campo Grande há maior oferta de

energia nos meses de janeiro e julho, por outro lado, Manaus tem pico de geração em dezembro.

Neste sentido é interessante a configuração proposta de operação conectada à rede. Isto porque a variabilidade de geração associada à fonte eólica aumentaria a dependência por baterias em um sistema isolado e conseqüentemente elevaria o valor do projeto.

4.1.2. Energia gerada pelo painel fotovoltaico

A partir dos pontos destacados elaborou-se no Matlab o código apresentado no APÊNDICE A que determina o valor médio de potência gerada por hora para cada uma das dez cidades a partir dos dados climáticos no formato *.epw*.

De forma a ter uma visão geral do desempenho do sistema fotovoltaico em cada uma das cidades, integrou-se os dados de potência ao longo do ano o que resultou no montante de energia gerado para cada local por W_P de geração instalada, conforme a Figura 4.6.

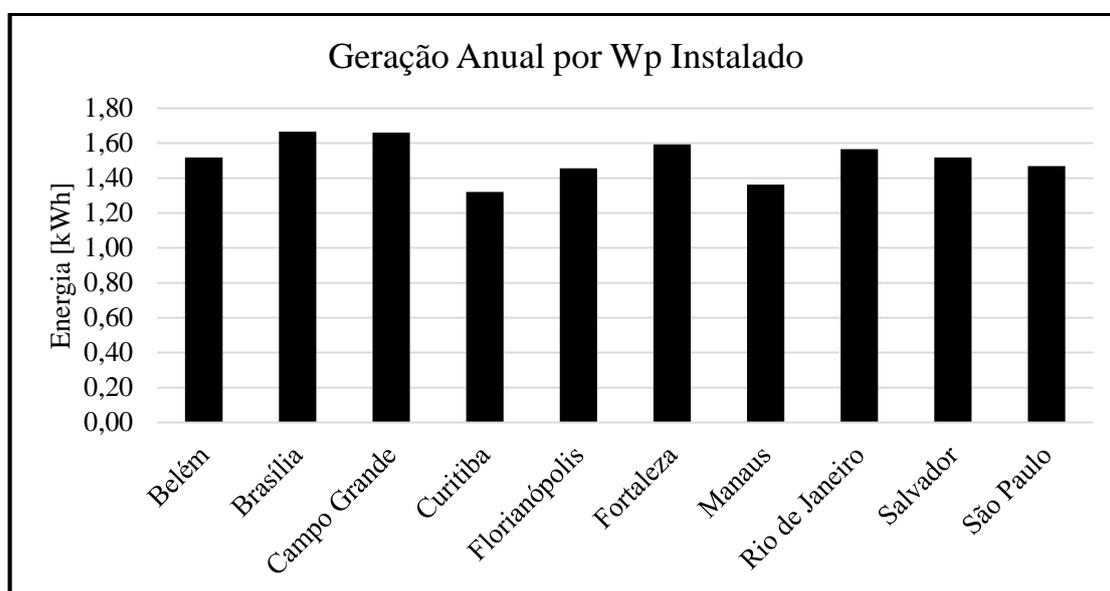


Figura 4.6 Geração anual de energia por W_P de geração fotovoltaica instalada.

É possível observar um comportamento mais homogêneo da tecnologia do ponto de vista da potência gerada em função do local de instalação, principalmente ao se comparar com os resultados obtidos para a geração eólica. Destacam-se dentre as cidades avaliadas duas capitais: Brasília e Curitiba. Na primeira cada W_P de painel fotovoltaico instalado gera,

anualmente, a maior quantidade de energia (1,67 kWh), por outro lado a segunda apresenta o pior rendimento produzindo 1,32 kWh de energia para cada W_P de potência instalada de geração.

Ainda que se tenha uma diferença de proximamente 26% para energia gerada entre as cidades mais e menos propícias à implementação da fonte fotovoltaica, observou-se que o perfil da curva de geração ao longo do dia é bastante semelhante, conforme Figura 4.7 e Figura 4.8.

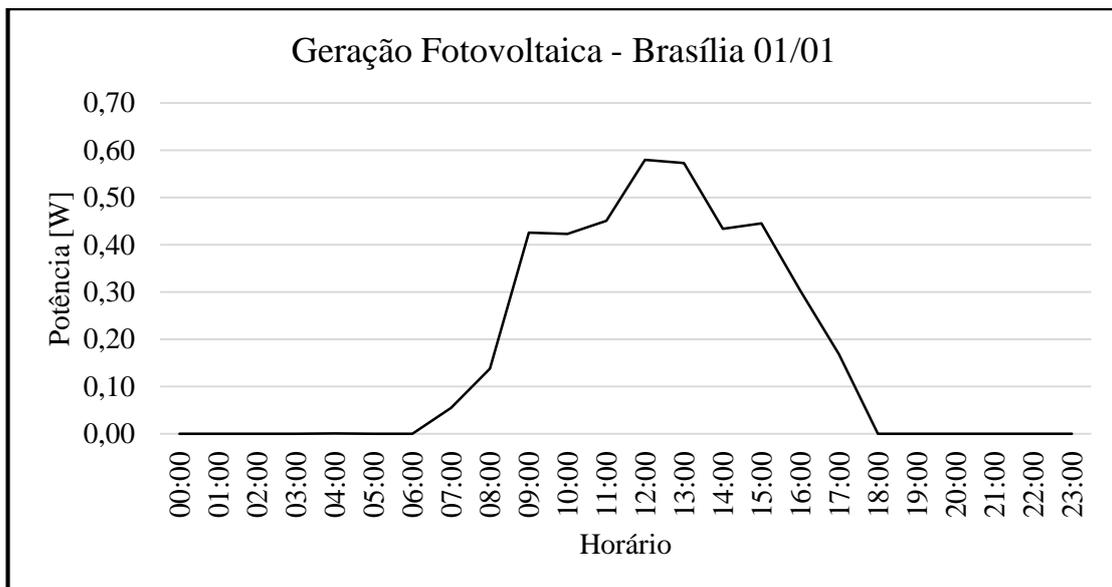


Figura 4.7 Potência de geração fotovoltaica para o dia 01/01 em Brasília

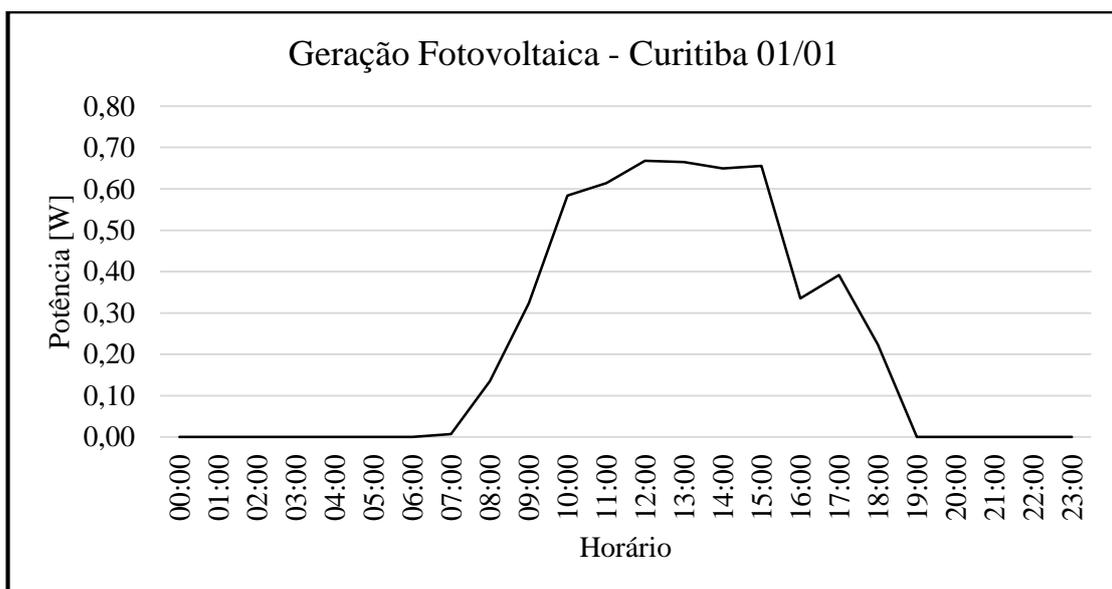


Figura 4.8 Potência de geração eólica para o dia 01/01 em Curitiba

Quando se avalia a distribuição da energia gerada ao longo do ano em cada um dos doze meses é possível perceber diferenças entre as duas cidades. Brasília apresenta os melhores resultados entre os meses de julho e outubro, já Curitiba tem maior quantidade de energia gerada entre outubro e março.

Mesmo com as particularidades referentes às estações climáticas em cada uma das cidades, pode-se observar, uma distribuição de geração mais homogênea ao longo do ano para a fonte fotovoltaica em comparação à eólica, conforme a Figura 4.9 e a Figura 4.10.

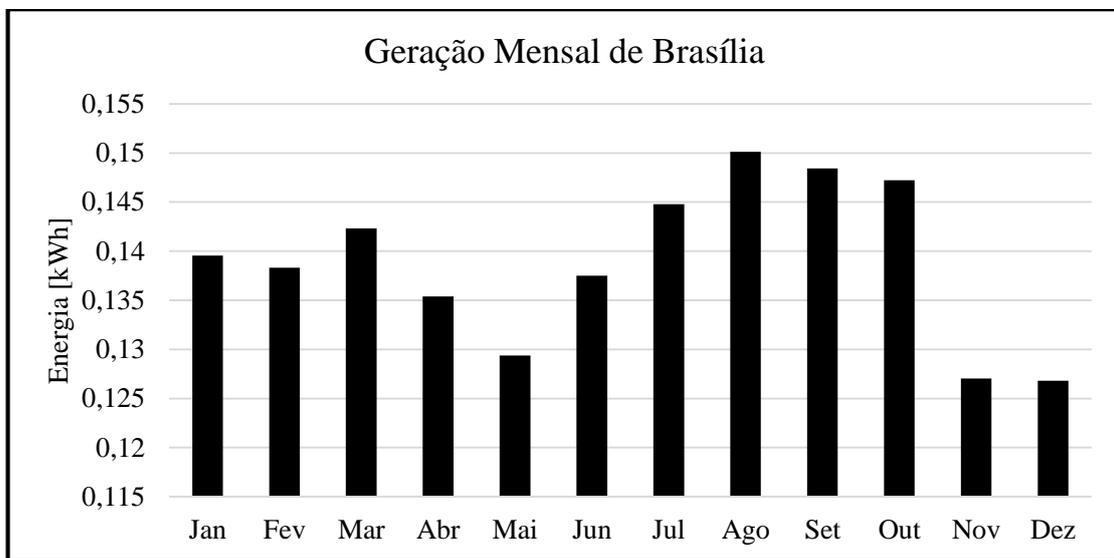


Figura 4.9 Geração mensal a partir da fonte fotovoltaica para Brasília

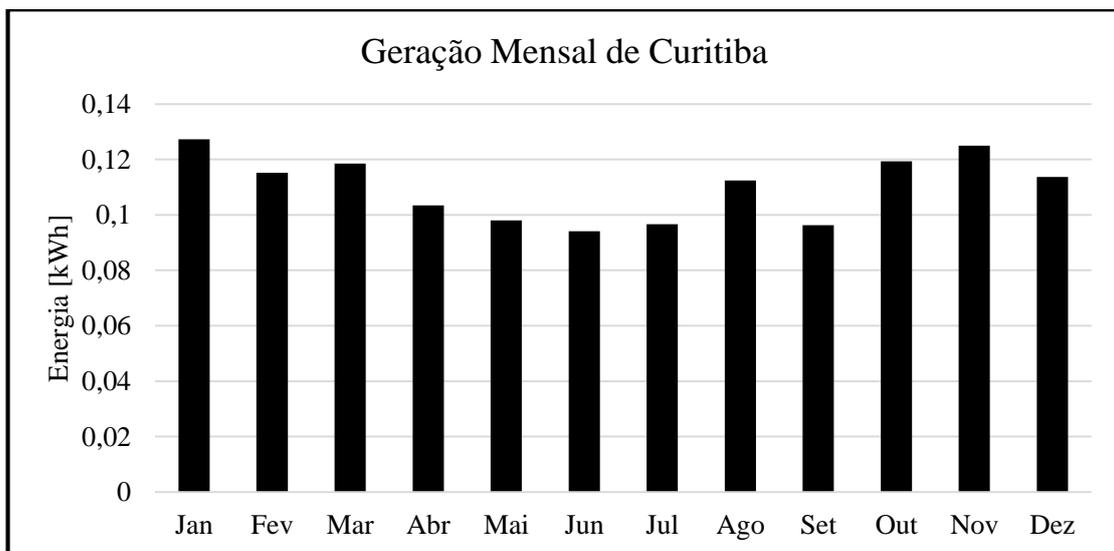


Figura 4.10 Geração mensal a partir da fonte fotovoltaica para Curitiba

4.1.3. Arranjo ótimo de geração

A partir dos dados referentes ao desempenho das fontes eólica e fotovoltaica foi possível definir a quantidade de energia gerada anualmente para cada W_P de geração instalada conforme a Tabela 4.1.

Tabela 4.1 Energia anual por fonte de geração

Cidade	Energia anual por W_P de aerogeradores [kWh]	Energia Anual Por W_P de painéis fotovoltaicos [kWh]
Belém	0,5453	1,5184
Brasília	0,4321	1,6668
Campo Grande	1,1577	1,6604
Curitiba	0,6726	1,3202
Florianópolis	0,8234	1,4565
Fortaleza	1,1192	1,5931
Manaus	0,0720	1,3627
Rio de Janeiro	0,4434	1,5656
Salvador	0,1861	1,5186
São Paulo	0,5519	1,4695

A partir destes dados aplicou-se o algoritmo definido no capítulo anterior e obtiveram-se os conjuntos ótimos de geração para cada uma das dez cidades, conforme apresentado na Tabela 4.2.

Tabela 4.2 Composição e custo do sistema de geração em cada cidade

Cidade	Participação Eólica	Participação Fotovoltaica	Custo do Sistema
Belém	0%	100%	R\$ 6.870,49
Brasília	0%	100%	R\$ 6.258,77
Campo Grande	0%	100%	R\$ 6.291,30
Curitiba	0%	100%	R\$ 7.901,90
Florianópolis	0%	100%	R\$ 7.167,70
Fortaleza	0%	100%	R\$ 6.557,35
Manaus	0%	100%	R\$ 7.668,50
Rio de Janeiro	0%	100%	R\$ 6.666,90
Salvador	0%	100%	R\$ 6.869,70
São Paulo	0%	100%	R\$ 7.105,10

Pode-se observar que em todos os casos o melhor sistema a ser instalado do ponto de vista econômico foi o sistema de geradores composto exclusivamente por painéis fotovoltaicos.

Para avaliar melhor o desempenho das fontes colocou-se na Tabela 4.3 o dimensionamento do conjunto de geração necessário para atendimento exclusivo com cada uma das duas fontes, bem como o custo de instalação do sistema:

Tabela 4.3 Custo de geração por tipo de fonte

Cidade	Eólica		Fotovoltaica	
	Potencia [WP]	Custo	Potencia [WP]	Custo
Belém	6.500	R\$ 16.900,00	2.195	R\$ 6.870,49
Brasília	7.800	R\$ 20.280,00	2.000	R\$ 6.258,77
Campo Grande	3.000	R\$ 7.800,00	2.010	R\$ 6.291,30
Curitiba	5.000	R\$ 13.000,00	2.525	R\$ 7.901,90
Florianópolis	4.500	R\$ 11.700,00	2.290	R\$ 7.167,70
Fortaleza	3.000	R\$ 7.800,00	2.095	R\$ 6.557,35
Manaus	46.500	R\$ 120.900,00	2.450	R\$ 7.668,50
Rio de Janeiro	7.600	R\$ 19.760,00	2.130	R\$ 6.666,90
Salvador	18.000	R\$ 46.800,00	2.195	R\$ 6.869,70
São Paulo	6.500	R\$ 16.900,00	2.270	R\$ 7.105,10

Observa-se que, para Campo Grande e Fortaleza, a fonte eólica se mostrou competitiva, apresentando custo da ordem de 20% superior ao custo da tecnologia fotovoltaica. No entanto, os painéis fotovoltaicos ainda representaram um custo menor em todos os casos. Para avaliar investimento total necessário, acrescentaram-se os valores referentes aos inversores e à instalação, tendo como resultado os dados apresentados na Tabela 4.4.

Tabela 4.4 Custo total do sistema por tipo de fonte

Cidade	Eólico	Fotovoltaico
Belém	R\$ 36.333,33	R\$ 14.856,88
Brasília	R\$ 48.866,67	R\$ 14.177,19
Campo Grande	R\$ 17.444,44	R\$ 14.204,27
Curitiba	R\$ 32.000,00	R\$ 16.002,89
Florianópolis	R\$ 30.555,56	R\$ 15.181,31
Fortaleza	R\$ 17.444,44	R\$ 14.499,09
Manaus	R\$ 266.000,00	R\$ 15.729,06
Rio de Janeiro	R\$ 48.288,89	R\$ 14.626,82
Salvador	R\$ 104.666,67	R\$ 14.856,00
São Paulo	R\$ 13.692,89	R\$ 15.110,97

Pode-se observar que a vantagem econômica da tecnologia fotovoltaica se mantém mesmo com a consideração dos custos totais para instalação de cada sistema de geração.

4.1.4. Impacto econômico da instalação de GD

A dinâmica estabelecida para a determinação da energia absorvida pela unidade consumidora foi aplicada as nove capitais que faziam a cobrança do ICMS, conforme a Tabela 4.5.

Tabela 4.5 Energia absorvida da rede mensalmente para estados que cobram ICMS.

Energia Absorvida da Rede ¹² [kWh]									
Mês	BEL	BSB	CGR	CWB	FLN	FOR	MAO	RIO	SSA
Jan	178	175	172	176	173	182	182	172	181
Fev	168	164	167	169	165	171	172	165	171
Mar	182	179	187	184	183	190	187	188	187
Abr	177	180	178	186	184	181	178	179	181
Mai	186	186	193	195	192	188	183	193	191
Jun	180	185	193	194	193	184	182	196	190
Jul	179	188	192	198	199	185	184	190	186
Ago	180	189	187	195	194	187	184	189	186
Set	180	181	180	188	186	180	179	183	180
Out	183	181	180	182	179	183	182	182	183
Nov	180	172	175	173	170	181	178	173	177
Dez	179	171	173	174	171	183	180	169	179

Além dos gastos com o ICMS para os estados apresentados na Tabela 4.5, foram calculados os custos com disponibilidade que caberiam ao consumidor, considerando para tanto a ligação do tipo monofásica. O resultado foi o gasto mensal prospectado para cada uma das capitais após a instalação do sistema de geração, apresentado na Tabela 4.6.

¹² Para facilitar a apresentação dos dados foram utilizadas as siglas aeronáuticas para cada cidade: Belém (BEL), Brasília (BSB), Campo Grande (CGR), Curitiba (CWB), Florianópolis (FLN), Fortaleza (FOR), Manaus (MAO), Rio de Janeiro (RIO), Salvador (SSA) e São Paulo (SAO).

Tabela 4.6 Valor gasto com energia após instalação da GD

Valor do Gasto com Energia ¹³ [R\$]										
Mês	BEL	BSB	CGR	CWB	FLN	FOR	MAO	RIO	SSA	SAO
Jan	45,6	20,9	31,6	45,1	38,8	41,8	30,0	33,1	38,8	12,2
Fev	43,9	20,4	31,2	43,9	37,7	40,1	29,0	32,3	37,3	12,2
Mar	46,3	21,2	33,0	46,5	40,2	43,1	30,6	34,7	39,6	12,2
Abr	45,4	21,2	32,2	46,8	40,3	41,8	29,5	33,8	38,7	12,2
Mai	46,8	21,5	33,6	48,4	41,6	42,7	30,1	35,3	40,1	12,2
Jun	45,9	21,5	33,6	48,2	41,7	42,2	30,0	35,5	40,0	12,2
Jul	45,7	21,6	33,5	49,0	42,5	42,4	30,2	35,0	39,4	12,2
Ago	45,9	21,6	33,0	48,4	41,8	42,7	30,2	34,8	39,5	12,2
Set	45,8	21,2	32,4	47,2	40,7	41,6	29,7	34,2	38,5	12,2
Out	46,4	21,2	32,4	46,2	39,6	42,0	30,0	34,1	39,0	12,2
Nov	45,9	20,8	31,9	44,5	38,4	41,7	29,6	33,2	38,2	12,2
Dez	45,7	20,8	31,7	44,6	38,5	42,0	29,8	32,8	38,5	12,2

Por fim, estimou-se a economia anual obtida no gasto com energia a partir da instalação da geração subtraindo-se o valor da fatura de energia anterior à utilização da geração distribuída do valor da fatura após sua instalação. Os resultados foram organizados na Tabela 4.7.

Tabela 4.7 Economia anual com energia após instalação da GD.

Cidade	Anterior a GD	Após GD	Economia
Belém	R\$ 2.306,51	R\$ 549,10	R\$ 1.757,41
Brasília	R\$ 1.557,34	R\$ 253,72	R\$ 1.303,61
Campo Grande	R\$ 2.033,07	R\$ 390,21	R\$ 1.642,86
Curitiba	R\$ 2.121,55	R\$ 558,66	R\$ 1.562,89
Florianópolis	R\$ 2.001,12	R\$ 481,77	R\$ 1.519,35
Fortaleza	R\$ 2.003,93	R\$ 504,11	R\$ 1.499,81
Manaus	R\$ 1.497,12	R\$ 358,44	R\$ 1.138,68
Rio de Janeiro	R\$ 2.000,04	R\$ 408,64	R\$ 1.591,40
Salvador	R\$ 1.862,01	R\$ 467,74	R\$ 1.394,27
São Paulo	R\$ 1.735,17	R\$ 146,40	R\$ 1.588,76

¹³ Para facilitar a apresentação dos dados foram utilizadas as siglas aeronáuticas para cada cidade: Belém (BEL), Brasília (BSB), Campo Grande (CGR), Curitiba (CWB), Florianópolis (FLN), Fortaleza (FOR), Manaus (MAO), Rio de Janeiro (RIO), Salvador (SSA) e São Paulo (SAO).

4.1.5. Avaliação de viabilidade econômica

A partir dos levantamentos referentes aos custos de implantação do sistema de geração distribuída necessário para cada uma das cidades e da economia anual propiciada pela instalação do sistema, obtiveram-se as duas variáveis necessárias à análise de viabilidade: o investimento inicial e o retorno previsto (Tabela 4.8).

Tabela 4.8 Investimento versus retorno

Cidade	Custo do sistema	Economia Anual
Belém	R\$ 14.856,88	R\$ 1.757,41
Brasília	R\$ 14.177,19	R\$ 1.303,61
Campo Grande	R\$ 14.204,27	R\$ 1.642,86
Curitiba	R\$ 16.002,89	R\$ 1.562,89
Florianópolis	R\$ 15.181,31	R\$ 1.519,35
Fortaleza	R\$ 14.499,09	R\$ 1.499,81
Manaus	R\$ 15.729,06	R\$ 1.138,68
Rio de Janeiro	R\$ 14.626,82	R\$ 1.591,40
Salvador	R\$ 14.856,00	R\$ 1.394,27
São Paulo	R\$ 15.110,97	R\$ 1.588,76

Com os dados apresentados calcularam-se o valor presente líquido, considerando o horizonte de vinte anos, para uma taxa de desconto igual a zero e a taxa interna de retorno para cada uma das capitais, , conforme apresentado na Tabela 4.9.

Tabela 4.9 Valor presente líquido e taxa interna de retorno para cenário padrão.

Cidade	VPL	TIR
Belém	R\$ 17.319,94	8,84%
Brasília	R\$ 8.923,72	5,18%
Campo Grande	R\$ 15.681,64	8,44%
Curitiba	R\$ 12.283,61	6,17%
Florianópolis	R\$ 12.234,30	6,44%
Fortaleza	R\$ 12.525,79	6,84%
Manaus	R\$ 4.073,08	2,30%
Rio de Janeiro	R\$ 14.229,88	7,57%
Salvador	R\$ 10.057,98	5,52%
São Paulo	R\$ 13.692,89	7,12%

Observa-se que para todas as cidades o VPL é positivo para um cenário em que não há taxa de desconto, indicando que caso o consumidor busque um rendimento compatível com a inflação pelo período de operação do sistema de geração, o investimento será viável.

4.2. ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

4.2.1. Avaliação da influência da taxa de desconto

No entanto, deve-se considerar um cenário em que o consumidor compara alternativas de investimento do mercado financeiro à implantação da geração distribuída, ou ainda, considere a obtenção de recursos junto a bancos financiadores. Nesses casos, se faz necessária uma investigação da sensibilidade do VPL à uma variação na taxa de desconto. Para tanto, variou-se a taxa de desconto de 0% a 9% e observou-se o valor presente líquido em cada uma das capitais, conforme Figura 4.11.

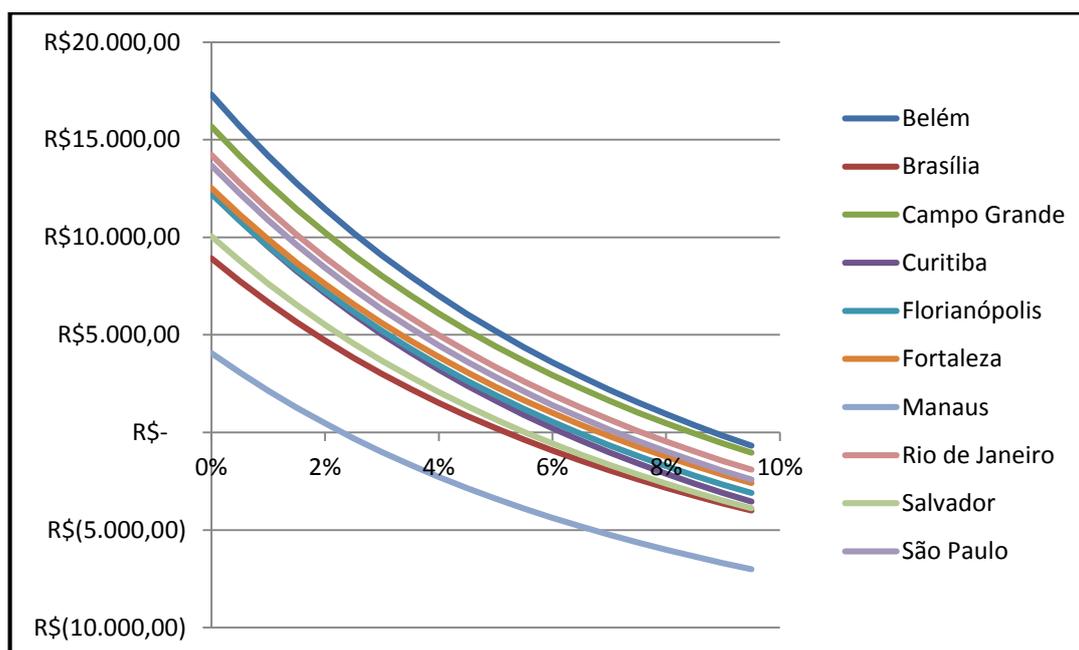


Figura 4.11 Variação no VPL com a taxa de desconto.

Em todas as cidades o investimento não é viável considerando uma taxa de desconto superior a 9%. Além disso, as cidades de Brasília, Manaus e Salvador apresentaram VPL negativo para uma taxa de desconto de 6%. Atualmente, essa é a remuneração líquida de inflação oferecida pelo tesouro nacional, o que demonstra que o consumidor iria auferir maior lucratividade aplicando em papéis de renda fixa.

Ainda assim, para as cidades de Belém, Campo Grande, Curitiba, Florianópolis, Fortaleza, Rio de Janeiro e São Paulo a implantação de geração distribuída se mostrou um investimento atrativo quando comparado às alternativas do mercado.

4.2.2. Alteração na política de cobrança do ICMS

Para avaliar o impacto da cobrança do ICMS sobre a energia absorvida da rede, recalculou-se o valor presente líquido bem como a taxa de retorno interna para um cenário em que o ICMS é cobrado somente pela diferença entre o consumo e a geração do consumidor ao final do mês de faturamento. Os resultados obtidos constam na Tabela 4.10 e na Figura 4.12.

Tabela 4.10 Valor presente líquido e taxa interna de retorno para cenário em que o ICMS incide sobre o consumo líquido.

Cidade	VPL	TIR
Belém	R\$ 24.409,68	11,79%
Brasília	R\$ 11.089,85	6,27%
Campo Grande	R\$ 19.826,23	10,29%
Curitiba	R\$ 20.067,56	9,40%
Florianópolis	R\$ 18.032,35	8,98%
Fortaleza	R\$ 19.316,59	9,89%
Manaus	R\$ 7.873,43	4,22%
Rio de Janeiro	R\$ 18.712,60	9,56%
Salvador	R\$ 15.334,97	7,97%
São Paulo	R\$ 13.692,89	7,12%

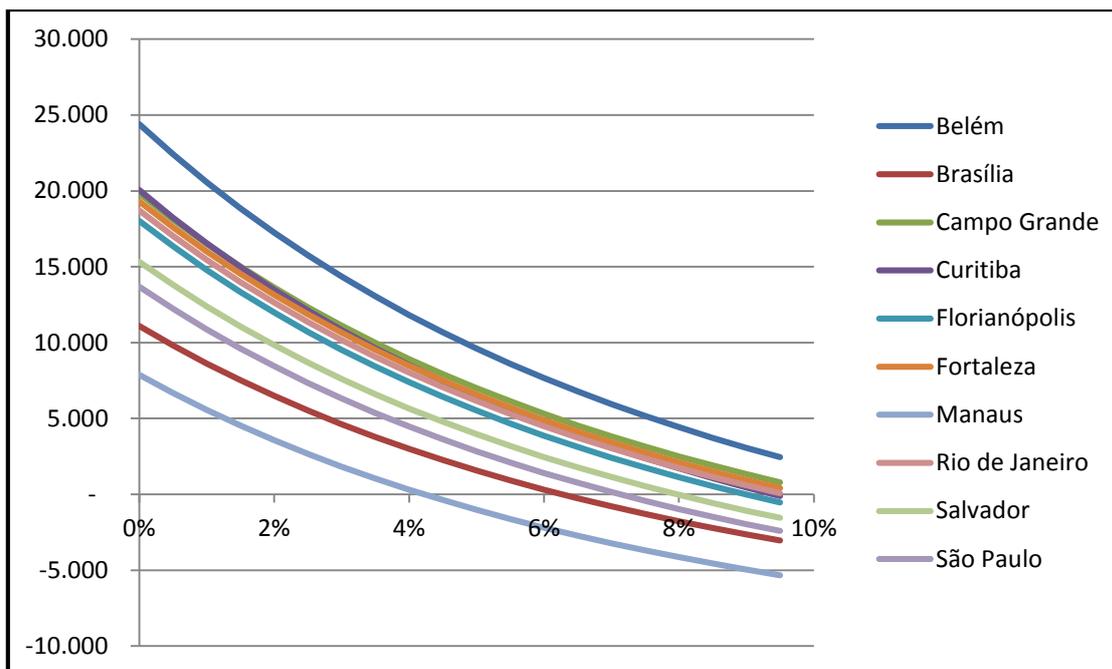


Figura 4.12 Variação no VPL com a taxa de desconto para cenário em que o ICMS incide sobre o consumo líquido.

Observa-se que a aplicação da metodologia de cobrança do ICMS aplicada atualmente por Minas Gerais, São Paulo, Goiás e Pernambuco elevaria sobremaneira a atratividade do investimento em tecnologias de geração distribuída. Entre todos os estados avaliados, somente Manaus apresentaria lucratividade inferior a disponível no mercado para aplicações de renda fixa.

Esta constatação permite afirmar que uma política uniforme entre os estados da Federação quanto à forma de cálculo do ICMS auxiliaria os consumidores no momento de efetuar uma avaliação de retorno esperado. Além disso, caso houvesse uma adequação na cobrança de tal forma que fosse tributada somente a diferença entre a geração e o consumo, haveria um crescimento significativo na atratividade do investimento.

4.2.3. Reajustes nas tarifas de energia superiores a inflação

As avaliações econômicas realizadas neste estudo consideraram reajuste aplicados às tarifas de energia equivalentes à inflação. Esta premissa, no entanto, se mostra conservadora quando é observada a evolução no preço do custo da energia ao longo do plano Real, conforme a Figura 4.13.

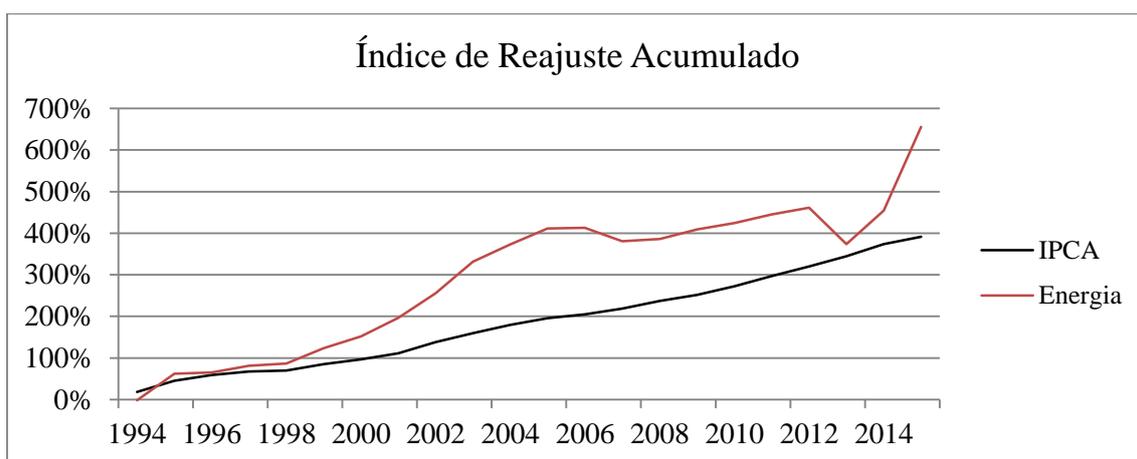


Figura 4.13 Evolução do preço da energia durante o plano Real.

Fonte: <http://www.ibge.gov.br/>

Desde meados de 1994, quando se adotou no Brasil a moeda Real, o preço da energia vem sofrendo reajuste médios superiores à inflação da ordem de 4,74% ao ano. Em aproximadamente 21 anos o IPCA acumulou uma alta de 391,7%, neste mesmo período os preços médios das tarifas de energia subiram 655,8%.

Ao se projetar a expectativa de aumento no preço da energia nas simulações, há um incremento no valor economizado anualmente com energia a partir da instalação da geração distribuída. De forma a quantificar o peso do reajuste na tarifa de energia sobre o retorno econômico do investidor, calculou-se a Taxa Interna de Retorno para cada uma das cidades frente à reajustes na tarifa de energia variando de 0 a 5% além da inflação.

Tabela 4.11 TIR em função de reajustes da energia superiores ao IPCA.

Cidade	0%	1%	2%	3%	4%	5%
Belém	11,8%	12,8%	13,8%	14,9%	15,9%	16,9%
Brasília	6,3%	7,3%	8,3%	9,4%	10,4%	11,4%
Campo Grande	10,3%	11,3%	12,4%	13,4%	14,4%	15,4%
Curitiba	9,4%	10,4%	11,4%	12,5%	13,5%	14,5%
Florianópolis	9,0%	10,0%	11,0%	12,0%	13,1%	14,1%
Fortaleza	9,9%	10,9%	12,0%	13,0%	14,0%	15,0%
Manaus	4,2%	5,3%	6,3%	7,3%	8,3%	9,3%
Rio de Janeiro	9,6%	10,6%	11,6%	12,6%	13,6%	14,7%
Salvador	8,0%	9,0%	10,0%	11,0%	12,1%	13,1%

Observa-se que, no caso de haver um aumento médio no preço da energia da ordem de 2% acima da inflação, todas as cidades oferecerão uma taxa de retorno atraente ao investidor quando comparadas às alternativas de investimento em renda fixa oferecidos no mercado brasileiro.

5. CONCLUSÕES

Neste estudo buscou-se avaliar a viabilidade técnica e econômica para obtenção de um balanço energético nulo em um consumidor residencial a partir da instalação de fontes de geração fotovoltaica ou eólica.

Buscando alcançar a premissa, definiu-se inicialmente uma curva de carga compatível com o comportamento de um consumidor típico da classe de consumo estudada e desenhou-se o sistema de geração de menor custo capaz de atender os critérios propostos em dez capitais brasileiras: Belém, Brasília, Campo Grande, Curitiba, Florianópolis, Fortaleza, Manaus, Rio de Janeiro, Salvador e São Paulo.

Os resultados obtidos apontaram a dominância da tecnologia fotovoltaica frente à energia eólica. Isto levando-se em conta que foi utilizado o mérito econômico, sendo selecionado o sistema que fosse capaz de entregar uma determinada quantidade de energia ao final de um ano ao menor custo.

Dentre as razões para o desempenho mais módico dos painéis fotovoltaicos, citam-se as características climáticas do País que levaram os painéis fotovoltaicos a apresentar um rendimento superior aos aerogeradores por W_p de geração implantado. Além disso, há uma grande variabilidade quanto a condições de vento em cada uma das cidades e, mesmo nas regiões propícias à instalação deste tipo de geração, houve um melhor desempenho dos painéis fotovoltaicos em virtude do alto custo das microturbinas eólicas. Estes resultados poderiam ser diferentes caso houvesse remuneração diferenciada em função do horário de entrega da energia à distribuidora, já que o perfil de geração dos painéis fotovoltaicos é limitado ao horário de exposição do sol.

Diante dos resultados obtidos, uma avaliação demonstrou que há, em um primeiro momento, viabilidade econômica para instalação do conjunto de geração calculado em todas as capitais caso seja considerado o retorno do investimento aportado. No entanto, observou-se que a atratividade para o investidor sofre variações de acordo com o preço da tarifa de energia, a maneira como é cobrado o ICMS sobre a energia gerada e o custo para instalar os painéis fotovoltaicos em uma quantidade suficiente para zerar o balanço energético anual em cada local.

Sem alterar nenhuma das condições de mercado, das dez cidades avaliadas, em Brasília, Manaus e Salvador seria mais atrativo realizar o investimento em renda fixa através de títulos do tesouro do que instalar a geração distribuída modelada neste trabalho. Nas demais capitais, há uma sinalização para instalação da geração distribuída com expectativa de ganho superior aos oferecidos pelo tesouro. Em Belém, que se mostrou a capital mais propícia para implantação da GD, espera-se um retorno da ordem de 8,8% superior à inflação anual.

Este cenário se alteraria caso o ICMS incidisse em todos os estados do Brasil de maneira semelhante com a cobrança no estado de Minas Gerais. Neste caso, a alteração para cobrança somente pela diferença mensal entre produção e consumo de energia, elevaria a taxa de retorno sobre o investimento, fazendo com que somente a cidade de Manaus tivesse remuneração inferior ao tesouro direto.

Os resultados indicam que há, atualmente, viabilidade técnica e econômica para que seja instalada a geração distribuída em uma unidade consumidora residencial em seu patamar máximo. Desta forma há expectativa que seja ampliada a participação deste tipo de geração na matriz elétrica do Brasil. A velocidade com que ocorrerá este processo de crescimento dependerá, dentre outros fatores, de como se dará a conscientização da população acerca dos benefícios intrínsecos das fontes de geração limpa; da variação do custo de energia e do sistema de geração; dos incentivos fiscais concedidos; e, também, de uma adequação da política dos estados para uniformização das regras de cobrança de tributos relativos ao tema.

Por fim, propõe-se a realização dos seguintes trabalhos futuros que abrangem o setor de microgeração e minigeração distribuída e poderão contribuir no debate sobre o tema:

- Avaliar a viabilidade para as outras classes de consumo
- Avaliar impacto de alterações na curva de carga de forma a representar o comportamento médio em cada um dos estados.
- Considerar a perda de eficiência dos painéis fotovoltaicos ao longo de sua vida útil.
- Avaliar viabilidade para operar sem conexão a partir da utilização de baterias. Neste caso seriam mitigados os custos com ICMS, iluminação pública e custo de disponibilidade.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

_____. *Key World Energy Statistics*. (2013). Disponível em: <<http://www.iea.org/>>. Acesso em: junho de 2014.

_____. Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004. Disponível em: <<http://www.planalto.gov.br>>. Acesso em: setembro de 2014.

_____. Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013. Disponível em: <<http://www.planalto.gov.br>>. Acesso em: dezembro de 2014.

_____. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2014 - 2023*. Brasília, MME/EPE, 2014. Disponível em <www.mme.gov.br>. Acesso em: fevereiro de 2015.

ANEEL, *Atlas de energia elétrica do Brasil*, 3ª ed: Brasília, 2008.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. *Resolução Normativa ANEEL nº 482, de 17 de abril de 2012. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências*, Brasília, 2008. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: junho de 2014.

CBEE. Centro Brasileiro de Energia Eólica - Recife: UFPE, c1999.

COTRIM, A. M. B. *Instalações Elétricas*, 4nd ed. São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2003.

CRUZ, Daniel. *Micro e minigeração eólica e solar no Brasil: Propostas para desenvolvimento do setor*. Dissertação (Mestrado em Ciências) - Programa de Pós-Graduação da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. São Paulo, 2015.

DIAS, Genebaldo Freire. *Educação Ambiental: Princípios e Prática*. São Paulo: Gaia, 1992. 399p.

EPE, *Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2014*, Rio de Janeiro, 2014.

EPE, *Nota Técnica DEA 19/14 Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil – Condicionantes e Impactos*. Rio de Janeiro, 2014.

EPIA – European Photovoltaic Industry Association, *Global market outlook for photovoltaics 2013 – 2017*. 2013. Disponível em: <www.epia.org>. Acesso em: dezembro de 2014.

FADIGAS, E. A. F. A. *Energia Eólica*. Barueri, SP: Manole, 2011.

FRANCISQUINI, Aislan Antonio. *Estimação de curvas de carga em pontos de consumo e em transformadores de distribuição*. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, UNESP, Ilha Solteira, 2006.

GARCÍA, Felipe Hernández. *Análise experimental e simulação de sistemas híbridos eólico-fotovoltaicos*. (Tese de Doutorado) – UFRGS, Porto Alegre, 2004.

GTES – Grupo de Trabalho de Energia Solar. Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. CEPEL – CRESESB. Rio de Janeiro. Março de 2014.

IEA – International Energy Agency. *Energy Technologies for the 21st Century*. Paris. 1997.

EIA – U.S. Energy Information Administration. *Annual Energy Outlook 2013*. Disponível em: <http://www.eia.gov/forecasts/aeo/>. Acesso em: outubro de 2014.

KING, D. L.; BOYSON, W. E.; KRATOCHVIL, J. A. *Photovoltaic Array Performance Model*. Sandia National Laboratories, Albuquerque, New Mexico, EUA, 2004.

KONZEN, Gabriel. *Difusão de sistemas fotovoltaicos residenciais conectados à rede no Brasil: uma simulação via modelo de Bass*. 107 p. Dissertação (Mestrado em Ciências) - Programa de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo. São Paulo, 2014.

LAGO, A. A. C. do (2007). Estocolmo, Rio, Joanesburgo: O Brasil e as Três Conferências Ambientais das Nações Unidas. Brasília: Editora FUNAG. 2007. ISBN 8576310406.

MALAGUETA, D.; SZLO, A.; BORBA, B. S. M. C.; SORIA, R.; ARAGÃO, R.; SCHAEFFER, R.; DUTRA, R. (2013). *Assessing incentive policies for integrating centralized solar power generation in the Brazilian electric power system*. Energy Policy, 59, 198-212. Doi 10.1016/j.enpol.2013.03.029. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421513001833> >. Acesso em: janeiro de 2015.

MASTERS, G M. *Renewable and Efficient Electric Power Systems*. 1. ed. Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons, Inc., 2004. 676 p.

MIAN, H. M. (2015). *Análise regulatória da participação da energia solar fotovoltaica e estudo do melhor mecanismo de suporte para inseri-la na matriz elétrica brasileira*. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 108p.

MME - Ministério de Minas e Energia, EPE – Empresa de Pesquisa Energética. *Balanço Energético Nacional 2014: Ano base 2013 – Relatório Síntese*. Rio de Janeiro: MME/EPE, 2014a. Disponível em <www.mme.gov.br>. Acesso em: julho de 2014.

PINHO, J. T, M. A Galdino. *Manual de Engenharia Para Sistemas Fotovoltaicos*. CEPEL - CRESESB, março de 2014.

PINTO, Milton de Oliveira. *Fundamentos de Energia Eólica*. 1.ed. Rio de Janeiro: LTC, 2013.

RÜTHER, R.; ZILLES, R. *Making the case for grid-connected photovoltaics in Brazil*. Energy Policy, v. 39, p. 1027-1030, 2011.

SEVERINO, M. M. (2008). *Avaliação técnico-Econômica de um sistema Híbrido de geração Distribuída Para Atendimento a Comunidades Isoladas Da Amazônia*. Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica, Publicação PPGENE.TD-027/08. Departamento de Engenharia Elétrica, Faculdade de Tecnologia, Universidade de Brasília. Brasília, DF, 335p.

SOUZA, N A; *Algoritmos Para Estimar Curvas de Cargas a Partir de Padrões de Hábitos de Consumo*. São Paulo, SP, Brasil, 2010.

SHAYANI, R. A. *Método para Determinação do Limite de Penetração da Geração Distribuída Fotovoltaica em Redes Radiais de Distribuição*. Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica, Publicação PPGENE.TD-051/10, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 161p, 2010.

SLOOTWEG, J. G. S.W.H. de Haan, H. Polinder and W.L. Kling, *General Model for Representing Variable Speed Wind Turbines in Power System Dynamics Simulations*, IEEE Transactions on Power System, Vol. 18, No. 1, February 2003.

STEIN, J. S. *The Photovoltaic Performance Modeling Collaborative (PVPMC)*, Sandia National Laboratories, Albuquerque, New Mexico, EUA, 2012.

REN21 – Renewable Energy Policy Network for the 21st Century. *Renewables interactive map*. Disponível em : < <http://map.ren21.net/#fr-FR/search/by-technology/4,15,14,29> > Acesso em: novembro de 2014.

ULGEN, K, Genc A, Hepbasli A, Outerance G. *Assessment of wind characteristics for energy generation*. Energy Sources 2004;26(13):1227–37.

VALOR ECONOMICO. Reportagem disponível em < <http://www.valor.com.br/brasil/4057996/cenario-no-brasil-passou-de-crise-para-recuperacao-gradual-diz-ilan>>.

VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R.; FILHO, E. R. *Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays*. IEEE Transactions on Power Electronics, VOL. 24, NO. 5, maio de 2009.

ZILLES, R. (2012). *Sistemas fotovoltaicos conectados a rede elétrica*. Oficina de textos, São Paulo, 2012.

APÊNDICE A – CÓDIGO PARA SIMULAÇÃO DO DESEMPENHO DOS PAINÉIS FOTOVOLTAICOS



```

clear all;
close all;
clc

%% Estabelecimento das variavés de potência de cada cidade

Pot1 = zeros(8760,1);
Pot2 = zeros(8760,1);
Pot3 = zeros(8760,1);
Pot4 = zeros(8760,1);
Pot5 = zeros(8760,1);
Pot6 = zeros(8760,1);
Pot7 = zeros(8760,1);
Pot8 = zeros(8760,1);
Pot9 = zeros(8760,1);
Pot10 = zeros(8760,1);
PotHor = zeros(8760,10);
DNI_GHI = zeros(1,10);

%%
for n=1:10
    if n == 1
        EPWData = pvl_readepw('BRA_Belem-Val.de.Caes.821930_SWERA.epw');
    else
        end
    if n == 2
        EPWData = pvl_readepw('BRA_Brasilia.833780_SWERA.epw');
    else
        end
    if n == 3
        EPWData = pvl_readepw('BRA_Campo.Grande.836120_SWERA.epw');
    else
        end
    if n == 4
        EPWData = pvl_readepw('BRA_Curitiba-Afonso.Pen.838400_SWERA.epw');
    else
        end
    if n == 5
        EPWData = pvl_readepw('BRA_Florianopolis.838990_SWERA.epw');
    else
        end
    if n == 6
        EPWData = pvl_readepw('BRA_Fortaleza-Pinto.Mar.823980_SWERA.epw');
    else
        end
    if n == 7
        EPWData = pvl_readepw('BRA_Manauas.823310_SWERA.epw');
    else
        end
    if n == 8
        EPWData = pvl_readepw('BRA_Rio.de.Janeiro-
Santos.Dumont.837550_SWERA.epw');
    else
        end
    if n == 9
        EPWData = pvl_readepw('BRA_Salvador.832290_SWERA.epw');
    else
        end
    if n == 10
        EPWData = pvl_readepw('BRA_Sao.Paulo-Congonhas.837800_SWERA.epw');
    else

```

```

end

%% Alimentação dos dados climáticos
TimeMatlab = EPWData.DateNumber;
Time = pvl_maketimestruct(TimeMatlab,
ones(size(TimeMatlab))*EPWData.SiteTimeZone);
DNI = EPWData.DNI;
DHI = EPWData.DHI;
GHI = EPWData.GHI;

%% Calculo da posição do sol
Location =
pvl_makelocationstruct(EPWData.SiteLatitude,EPWData.SiteLongitude,EPWData
.SiteElevation);
[SunAz, SunEl, AppSunEl, SolarTime] =
pvl_ephemeris(Time,Location,EPWData.Pressure,EPWData.DryBulb); % Esta
função calcula a posição do Sol para cada um dos instantes.
SunAzi = SunAz - (SunAz > 180)*360;

%% Definição dos parâmetros do sistema
ModuleParametersMSI = pvl_sapmmoduledb(123,
'SandiaModuleDatabase_20111114.xlsx');

ArrayFix.Tilt = abs(EPWData.SiteLatitude);
if Location.latitude < 0
    ArrayFix.Azimuth = 0;
else
    ArrayFix.Azimuth = 180;
end
ArrayFix.Ms = 2; %Número de módulos em série
ArrayFix.Mp = 5; %Número de módulos em paralelo

ArrayFix.a = ModuleParametersMSI.a_wind;
ArrayFix.b = ModuleParametersMSI.b_wind;

%% Cálculo do ângulo de incidência para o sistema
AMa = pvl_absoluteairmass(pvl_relativeairmass(90-
AppSunEl),EPWData.Pressure);

AOIFix = pvl_getaoi(ArrayFix.Tilt, ArrayFix.Azimuth, 90-AppSunEl, SunAz);

%% Cálculo da irradiância incidente
EbFix = 0*AOIFix; %Cria a variável do mesmo tamanho que AOIFix
EbFix(AOIFix<90) = DNI(AOIFix<90).*cosd(AOIFix(AOIFix<90)); %Calcula
somente quando a irradiância direta incide no painel

EdiffFix = pvl_kingdiffuse(ArrayFix.Tilt, DHI, GHI, 90-AppSunEl);
EdiffFix(isnan(EdiffFix))=0; % Qualquer valor que não é um número se
igual a zero

EFix = EbFix + EdiffFix; % Irradiância incidente total (W/m^2)

%% Desempenho do sistema

```

```

SF=0.98; % Fator que estima as perdas por acúmulo de poeira

E0 = 1000; %Condição padrão de teste (1000 W/m^2)
CellTempFix = pvl_sapmcelltemp(EFix, E0, ArrayFix.a, ArrayFix.b,
EPWData.Wspd, EPWData.DryBulb, ModuleParametersMSI.delt);

F1Fix = max(0,polyval(ModuleParametersMSI.a,AMa)); %Função de perda
espectral
F2Fix = max(0,polyval(ModuleParametersMSI.b,AOIFix)); %Função de perda
pelo ângulo de incidência
EeFix = F1Fix.*((EbFix.*F2Fix+ModuleParametersMSI.fd.*EdiffFix)/E0)*SF;
%Irradiância efetiva
EeFix(isnan(EeFix))=0; % Qualquer valor que não é um número se iguala a
zero
mSAPMResultsFix = pvl_sapm(ModuleParametersMSI, EeFix, CellTempFix);
aSAPMResultsFix.Vmp = ArrayFix.Ms * mSAPMResultsFix.Vmp;
aSAPMResultsFix.Imp = ArrayFix.Mp * mSAPMResultsFix.Imp;
aSAPMResultsFix.Pmp = aSAPMResultsFix.Vmp .* aSAPMResultsFix.Imp;

%% Determinação da produção de energia em kWh

DNI_GHI(n) = trapz(DNI)/trapz(GHI);

if n == 1
    Pot1 = aSAPMResultsFix.Pmp / (ArrayFix.Ms*ArrayFix.Mp*220e3) ;
else
end
if n == 2
    Pot2 = aSAPMResultsFix.Pmp / (ArrayFix.Ms*ArrayFix.Mp*220e3) ;
else
end
if n == 3
    Pot3 = aSAPMResultsFix.Pmp / (ArrayFix.Ms*ArrayFix.Mp*220e3) ;
else
end
if n == 4
    Pot4 = aSAPMResultsFix.Pmp / (ArrayFix.Ms*ArrayFix.Mp*220e3) ;
else
end
if n == 5
    Pot5 = aSAPMResultsFix.Pmp / (ArrayFix.Ms*ArrayFix.Mp*220e3) ;
else
end
if n == 6
    Pot6 = aSAPMResultsFix.Pmp / (ArrayFix.Ms*ArrayFix.Mp*220e3) ;
else
end
if n == 7
    Pot7 = aSAPMResultsFix.Pmp / (ArrayFix.Ms*ArrayFix.Mp*220e3) ;
else
end
if n == 8
    Pot8 = aSAPMResultsFix.Pmp / (ArrayFix.Ms*ArrayFix.Mp*220e3) ;
else
end
if n == 9
    Pot9 = aSAPMResultsFix.Pmp / (ArrayFix.Ms*ArrayFix.Mp*220e3) ;
else
end

```

```
if n == 10
    Pot10 = aSAPMResultsFix.Pmp / (ArrayFix.Ms*ArrayFix.Mp*220e3) ;
else
end

end

PotHor = horzcat (Pot1,Pot2,Pot3,Pot4,Pot5,Pot6,Pot7,Pot8,Pot9,Pot10);
xlswrite('Potencia.xlsx',PotHor);
```