

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA  
UNIVERSIDADE ABERTA DO BRASIL  
CENTRO DE TECNOLOGIA  
CURSO DE PÓS-GRADUAÇÃO ESPECIALIZAÇÃO EM EFICIÊNCIA  
ENERGÉTICA APLICADA AOS PROCESSOS PRODUTIVOS

Luiza Rubin Santana Lau

**ANÁLISE ECONÔMICA ENTRE DOIS SISTEMAS  
FOTOVOLTAICOS, INTEGRADOS À EDIFICAÇÃO E EM POSIÇÃO  
IDEAL, NO MUNICÍPIO DE CACEQUI - RS**

Santana do Livramento, RS, 2017

**Luiza Rubin Santana Lau**

**ANÁLISE ECONÔMICA ENTRE DOIS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS,  
INTEGRADOS À EDIFICAÇÃO E EM POSIÇÃO IDEAL, NO MUNICÍPIO DE  
CACEQUI - RS**

Monografia apresentada ao curso de Especialização em Eficiência Energética Aplicada aos Processos Produtivos (EaD), da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do título de **Especialista em Eficiência Energética Aplicado aos Processos Produtivos**

Orientadora: Ísis Portolan dos Santos

Santana do Livramento, RS  
2017

**Luiza Rubin Santana Lau**

**ANÁLISE ECONÔMICA ENTRE DOIS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS,  
INTEGRADOS À EDIFICAÇÃO E EM POSIÇÃO IDEAL, NO MUNICÍPIO DE  
CACEQUI - RS**

Monografia apresentada ao curso de Especialização em Eficiência Energética Aplicada aos Processos Produtivos (EaD), da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do título de **Especialista em Eficiência Energética Aplicado aos Processos Produtivos**

**Aprovado em 29 de julho de 2017:**

---

**Flávio Dias Mayer, Dr. (UFSM)**  
(Presidente da banca - coorientador)

---

**Ronaldo Hoffmann, Dr. (UFSM)**

---

**Cesar Addis Valverde Salvador, Dr. (UFSM)**

Santana do Livramento, RS  
2017

## RESUMO

### ANÁLISE ECONÔMICA ENTRE DOIS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS, INTEGRADOS À EDIFICAÇÃO E EM POSIÇÃO IDEAL, NO MUNICÍPIO DE CACEQUI-RS

AUTORA: Luiza Rubin Santana Lau  
ORIENTADORA: Ísis Portolan dos Santos

O presente estudo expõe os equipamentos e fundamentos da microgeração fotovoltaica, sintetiza as etapas de projeto e dimensionamento do sistema para duas situações de instalação dos módulos, cenário (1) - módulos instalados com integração total a edificação existente - e, cenário (2) – módulos instalados na posição ideal de máxima geração - e analisa economicamente cada uma das situações comparando-as. Tal comparação foi feita em uma edificação de uso misto e pequeno porte na cidade de Cacequi – RS. O método desenvolvido para realização do trabalho foi dividido em quatro etapas: levantamento dos dados, dimensionamento do sistema fotovoltaico, análise econômica para ambas as situações e comparação entre elas. Através da análise econômica apresenta-se a rentabilidade dos sistemas propostos tanto no cenário (1) quanto no cenário (2) de instalação, com base nos indicadores econômicos de payback descontado, VPL e TIR. Referente a esta análise, para as duas situações de instalação dos módulos propostos, as diferenças econômicas são praticamente irrelevantes. Tem-se que, a configuração do cenário (2) proporcionou uma redução de 2,79% no custo inicial de instalação. Além disso, o investimento mostrou-se levemente mais viável, com redução de cerca de um mês no seu tempo de retorno, uma redução no VPL de 0,29% e um aumento na TIR de 1,05%, quando comparada ao cenário (1). Por fim, conclui-se que, mesmo edificações não projetadas para atender ao máximo do potencial de geração fotovoltaica podem receber esses sistemas sem alterações na sua volumetria e ainda assim ter custo e tempo de retorno próximos do ideal, sem comprometer a geração.

**Palavras-chave:** Microgeração distribuída. sistema fotovoltaico. análise econômica

## ABSTRACT

### ECONOMIC ANALYSIS BETWEEN TWO PHOTOVOLTAIC SYSTEMS INTEGRATED THE BUILDING AND IDEAL POSITION IN THE MUNICIPALITY OF CACEQUI-RS

AUTHOR: Luiza Rubin Santana Lau

ADVISER: Ísis Portolan dos Santos

The present study exposes the equipment and fundamentals of photovoltaic microgeneration, synthesizes the design steps and system design for two installation situations of the modules: scenario (1) - modules installation integrated with the existing building - and, scenario (2) Modules installed in the ideal position of maximum generation - also economically analyzes each of the situations comparing them. Such comparison was made in a mixed use building in the city of Cacequi - RS. The method developed to perform the work was divided into four steps: data collection, photovoltaic system design, economic analysis for both situations and comparison between them. The economic analysis shows the profitability of the systems proposed in both the scenario (1) and the installation in scenario (2), based on the economic indicators of discounted payback, NPV and IRR. Regarding this analysis, for the two situations of installation of the proposed modules, economic differences are practically irrelevant. It is assumed that the scenario (2) configuration provided a reduction of 2.79% in the initial installation cost. In addition, investment was slightly more viable, with a reduction of about one month in its turnaround time, a 0.29% NPV reduction and an increase in the IRR of 1.05% when compared to the scenario (1). Finally, it is concluded that even buildings not designed to have the maximum potential of photovoltaic generation can receive these systems without changes in their volumetry and yet have near-ideal cost and time of return without compromising generation.

**Keywords:** Distributed microgeneration. photovoltaic system. economic analysis.

## SUMÁRIO

<b>1. INTRODUÇÃO</b> .....	<b>7</b>
1.1 OBJETIVOS GERAIS .....	8
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	8
<b>2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA</b> .....	<b>9</b>
2.1 MICROGERAÇÃO DE ENERGIA DISTRIBUÍDA.....	9
<b>2.1.1 Sistema fotovoltaico</b> .....	<b>11</b>
<b>3. METODOLOGIA</b> .....	<b>21</b>
3.1 LEVANTAMENTO DOS DADOS DA EDIFICAÇÃO.....	21
3.2 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	22
<b>3.2.1 Cálculo da Potência necessária</b> .....	<b>22</b>
<b>3.2.2 Escolha dos módulos</b> .....	<b>23</b>
<b>3.2.3 Número de módulos necessários</b> .....	<b>23</b>
<b>3.2.4 Escolha do inversor</b> .....	<b>23</b>
<b>3.2.5 Cálculo da área necessária</b> .....	<b>24</b>
3.3 ANÁLISE ECONÔMICA .....	24
<b>3.3.1 Geração de energia</b> .....	<b>24</b>
<b>3.3.2 Custo de implantação</b> .....	<b>25</b>
<b>3.3.3 Indicadores econômicos</b> .....	<b>25</b>
<b>4. RESULTADOS</b> .....	<b>27</b>
4.1 LEVANTAMENTO DE DADOS DA EDIFICAÇÃO .....	27
4.2 DIMENSIONAMENTO DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.....	31
<b>4.2.1 Cálculo da Potência necessária</b> .....	<b>31</b>
<b>4.2.2 Escolha dos módulos</b> .....	<b>31</b>
<b>4.2.3 Número de módulos necessários</b> .....	<b>32</b>
<b>4.2.4 Escolha do inversor</b> .....	<b>32</b>
<b>4.2.5 Cálculo da área necessária</b> .....	<b>32</b>
4.3 ANÁLISE ECONÔMICA .....	33
<b>4.3.1 Geração de Energia</b> .....	<b>33</b>
<b>4.3.2 Custo de implantação</b> .....	<b>34</b>
<b>4.3.3 Indicadores econômicos</b> .....	<b>35</b>
<b>5. DISCUSSÕES</b> .....	<b>40</b>
<b>6. CONCLUSÃO</b> .....	<b>40</b>
<b>7. BIBLIOGRAFIA</b> .....	<b>41</b>

## 1. INTRODUÇÃO

A crescente demanda por energia tornou necessária à implantação de outros métodos de geração de energia para suprir a necessidade da população. Não obstante, segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), em plena crise hídrica, um país como o Brasil tem cerca de 60% de sua geração de energia elétrica dependente da água. Diante disso, a fim de contornar essa situação, outros recursos ricos no país têm sido explorados destacando-se a energia solar.

A tecnologia que usa a fonte solar de energia para geração e microgeração de energia elétrica apesar de ser vista muitas vezes como tecnologia nova, já existe há anos. Destaca-se que o primórdio da história da energia solar foi em 1839 quando o físico francês Alexandre Edmond Becquerel constatou o efeito fotovoltaico através da exposição à luz de eléctrodos de platina e de prata. (BRITO, 2006).

No Brasil, apesar da abundância e distribuição dos recursos naturais de radiação solar essa fonte ainda é pouquíssima explorada para geração de energia uma vez que a população brasileira, em geral, desconhece a microgeração de energia elétrica por conta da falta de incentivos políticos e financeiros para a sua implementação. No entanto, esse cenário tende a mudanças, pois, desde 2012 o governo brasileiro através da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) vem regulamentando e divulgando mais sobre a micro e minigeração de energia distribuída.

Ademais, conforme o Balanço Energético Nacional de 2015 (BEN), as edificações (no segmento industrial, comercial, serviços, residencial e público) são identificadas como a principal demanda de eletricidade do país, responsável pelo consumo de cerca de 50% do total da eletricidade consumida no País. Diante disso pode-se perceber o potencial que ações de microgeração podem ter quando aplicadas nas edificações.

Nesse estudo serão apresentados os equipamentos e fundamentos da microgeração fotovoltaica, sintetizadas as etapas de projeto e dimensionamento do sistema para duas situações de instalação, cenário (1) - módulos instalados com integração total à edificação existente - e, cenário (2) – módulos instalados na posição ideal de máxima geração. E por fim, analisadas e comparadas economicamente cada uma das situações.

## 1.1 OBJETIVOS GERAIS

Analisar a viabilidade econômica de um sistema fotovoltaico sob duas situações de instalação dos módulos, integrados à edificação e em posição ideal, em uma edificação de uso misto e pequeno porte no município de Cacequi-RS.

## 1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Os objetivos específicos do trabalho compreendem:

- a) identificar e caracterizar a edificação analisada e suas possibilidades de geração de energia através de sistemas fotovoltaicos;
- b) estimar a geração de energia possibilitada pela edificação e comparar a mesma com uma instalação ideal não integrada à edificação;
- c) analisar economicamente as duas situações propostas.

## 2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

### 2.1 MICROGERAÇÃO DE ENERGIA DISTRIBUÍDA

Conforme Resolução Normativa nº 482 da ANEEL, a micro e a minigeração distribuída consistem na produção de energia elétrica a partir de pequenas centrais geradoras que utilizam fontes renováveis de energia elétrica ou cogeração qualificada, conectadas à rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras. A ANEEL utiliza como parâmetro de diferenciação entre elas a potência instalada, sendo considerada como microgeração distribuída uma central geradora de energia elétrica com potência instalada menor ou igual a 75 quilowatts (kW) e como minigeração as centrais geradoras com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 megawatt (MW), para a fonte hídrica, e 5 MW para as demais fontes.

A Figura 2.1 traz uma representação de um sistema de microgeração de energia elétrica através de painéis fotovoltaicos em uma residência.

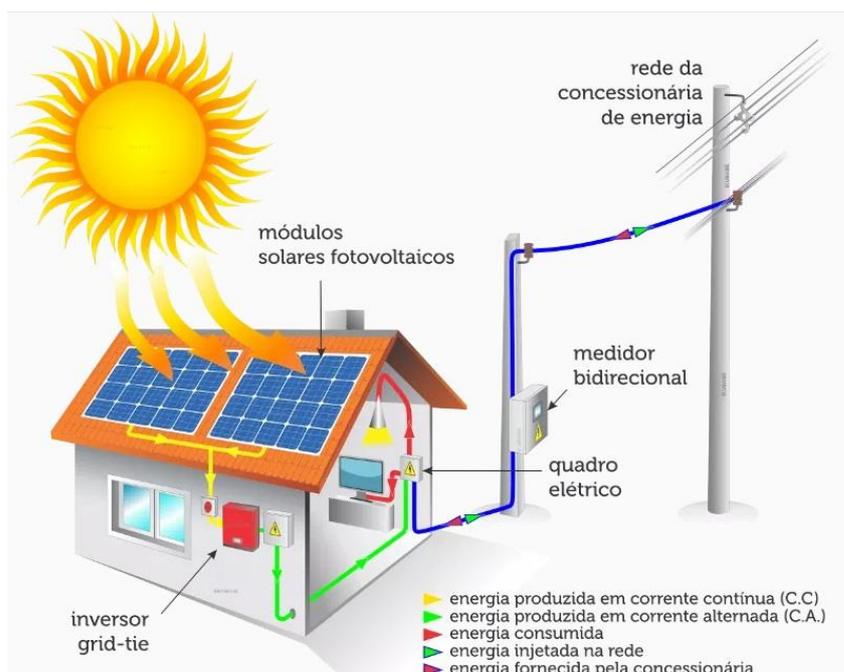


Figura 2.1 – Microgeração de energia elétrica com painéis fotovoltaicos

Fonte: <http://www.sevenia.com.br/distributed-energy/>

Para que o sistema de microgeração seja instalado existem alguns procedimentos burocráticos, então, a fim de facilitar para quem deseja aderir ao sistema, a ANEEL lançou uma cartilha com esses procedimentos, o PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional). Nessa cartilha são detalhadas as etapas para acesso de micro e minigeração distribuída ao sistema de distribuição, estas que vão desde a solicitação de acesso até a vistoria final do sistema. (ANEEL, 2014).

Após a instalação do sistema, é necessário que tanto a energia injetada pela microgeração como a energia consumida pelo usuário seja medida, para isso utiliza-se um sistema bidirecional de medição. Esta medição pode ser realizada por meio de um medidor bidirecional ou dois medidores unidirecionais (um para aferir a energia elétrica consumida e o outro para aferir a energia elétrica gerada). A distribuidora é responsável por adquirir e instalar o sistema de medição, sem custos para o acessante, bem como é responsável pela sua operação e manutenção. (ANEEL, 2014).

Não obstante, uma importante novidade e vantagem trazida pela resolução supracitada é o Sistema de Compensação de Energia Elétrica. Nesse sistema, a energia ativa injetada por unidade consumidora com mini ou microgeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo à distribuidora local. Quando a energia injetada na rede for maior que a consumida, o consumidor receberá um crédito em energia (kWh), esse crédito poderá ser utilizado para abater o consumo de energia elétrica ativa dessa mesma unidade consumidora ou de outra unidade consumidora de mesma titularidade da unidade consumidora onde os créditos foram gerados, desde que possua o mesmo Cadastro de Pessoa Física (CPF) ou Cadastro de Pessoa Jurídica (CNPJ) junto ao Ministério da Fazenda. Os créditos de energia gerados continuam válidos por 60 meses.

Além disso, o uso da microgeração distribuída traz consigo diversos impactos a rede que variam de acordo com a magnitude do sistema. Dentre os impactos positivos esperados podemos citar alguns elencados por Gonçalves (2004):

- a) redução no número ou duração de interrupções no abastecimento;
- b) instalação dos geradores próximos à carga, o que resulta na redução dos custos com a transmissão de energia, do carregamento da rede e das perdas ocorridas com a transmissão;
- c) rapidez, praticidade e versatilidade na instalação;

d) possibilidade de geração de energia a um custo mais baixo do que o cobrado pela distribuidora;

e) incentivo a autoprodução e desenvolvimento do mercado relacionado às tecnologias de cogeração.

Quanto aos impactos negativos ou desvantagens, a ANEEL (2014) cita algumas associadas ao aumento da quantidade de pequenos geradores espalhados na rede de distribuição. São eles:

a) aumento da complexidade de operação da rede;

b) dificuldade na cobrança pelo uso do sistema elétrico;

c) eventual incidência de tributos;

d) necessidade de alteração dos procedimentos das distribuidoras para operar, controlar e proteger suas redes.

No entanto, essas desvantagens são apenas algumas dificuldades iniciais encontradas pela ANEEL que já estão sendo reduzidas e sanadas com a criação de regulamentações.

### **2.1.1 Sistema fotovoltaico**

O termo "fotovoltaica" vem do grego (Phos), que significa "luz", e em "volt", a unidade de força eletro-motriz, o volt, que por sua vez vem do sobrenome do físico italiano Alessandro Volta, inventor da pilha. O termo "foto-voltaica" tem sido usado em Inglês desde 1849. (PORTAL SOLAR, 2016)

Um sistema de energia solar fotovoltaico, também chamado de sistema de energia solar ou, ainda, sistema fotovoltaico, é um sistema capaz de gerar energia elétrica a partir da luz solar. Essa energia pode ser produzida mesmo em dias nublados ou chuvosos, pois, mesmo nos referidos dias existe radiação solar que é o objeto base para geração da energia.

O processo de conversão da energia solar utiliza células fotovoltaicas (normalmente feitas de silício ou outro material semicondutor). Pois, quando a luz solar incide sobre uma célula fotovoltaica, os elétrons do material semicondutor são postos em movimento, gerando eletricidade, quanto maior for a radiação solar maior será a quantidade de eletricidade produzida.

Existem dois tipos básicos de sistemas fotovoltaicos: sistemas isolados e sistemas conectados à rede.

Os sistemas isolados (off grid) , Figura 2.2, são caracterizados por não se conectar a rede elétrica, utilizam-se de baterias para armazenar a energia elétrica gerada. São mais indicados para locais remotos onde o custo de se conectar a rede elétrica é elevado. Geralmente utilizados em casas de campo, refúgios, iluminação, telecomunicações, bombeio de água, etc.

Já os sistemas conectados à rede (grid tie), Figura 2.3, são caracterizados por estarem integrados à rede elétrica que abastece a população, estes sistemas também são capazes de abastecer a rede elétrica com energia que pode ser utilizada por qualquer consumidor da rede. Não necessitam de baterias e controladores de carga, tornando-os cerca de 30% mais eficientes. Podem ser utilizados tanto para abastecer uma residência, ou então simplesmente produzir e injetar a energia na rede elétrica, assim como uma usina hidroelétrica ou térmica.



Figura 2.2 – Sistema Isolado de Microgeração de Energia Fotovoltaica

Fonte: <http://www.neosolar.com.br/aprenda/saiba-mais/sistemas-de-energia-solar-fotovoltaica-e-seus-componentes>

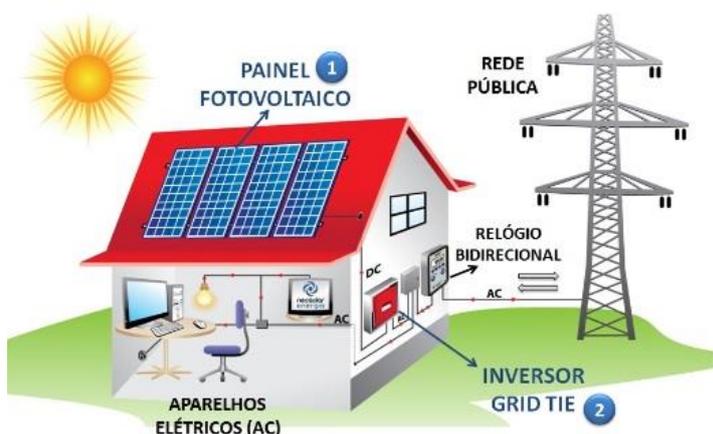


Figura 2.3 – Sistema Interligado de Microgeração de energia Fotovoltaica

Fonte: <http://www.neosolar.com.br/aprenda/saiba-mais/sistemas-de-energia-solar-fotovoltaica-e-seus-componentes>

Um sistema fotovoltaico interligado a rede possui dois componentes básicos:

a) painéis solares – São responsáveis por transformar energia solar em eletricidade. Podem ser um ou mais painéis e são dimensionados de acordo com a energia necessária.

b) inversores – São responsáveis por transformar os 12 V de corrente contínua das baterias em 110 ou 220 V de corrente alternada, ou outra tensão desejada. No caso de sistemas conectados, também são responsáveis pela sincronia com a rede elétrica.

O sistema isolado necessita ainda de baterias e controladores de carga enquanto os sistemas conectados à rede funcionam somente com painéis e inversores, já que não precisam armazenar energia.

#### 2.1.1.1 Mercado de energia fotovoltaica mundial

O mercado fotovoltaico tem sofrido expansão nos últimos anos, contribuindo para a geração de energia renovável no mundo com preços mais atrativos aos consumidores. De 2010 a 2012 a energia solar fotovoltaica passou de 40 para 100 GW instalados no mundo, sendo uma das energias alternativas com maior crescimento percentual. (REN21, 2013 apud SANTOS, 2014).

Embora a capacidade instalada seja considerada pequena, em relação à totalidade da matriz elétrica, observa-se forte crescimento da utilização da fonte, particularmente na Europa até 2012 e na China em 2013. Segundo EPIA (2014 apud EPE, 2014) a capacidade instalada mundial da energia fotovoltaica atingiu valores próximos a 139 GWp em 2013 e 178GW em 2014. Esta rápida expansão também é revertida em redução de custos estimulando ainda mais o crescimento da capacidade instalada.

As perspectivas da IEA (2012 apud EPE, 2014) preveem que a capacidade instalada de geração fotovoltaica passe de 27 GWp em 2010, para cerca de 2000 GW em 2050. A Figura 2.4 ilustra o cenário de expansão traçado pela IEA (International Energy Agency).

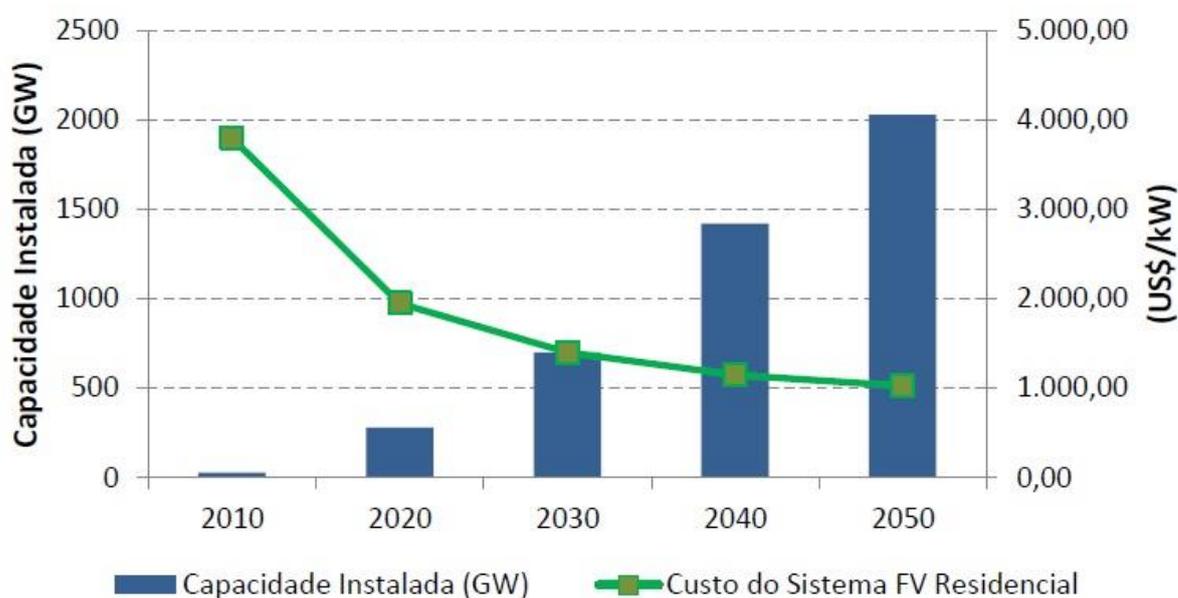


Figura 2.4 – Projeção da capacidade instalada e custos até 2050

Fonte: EPE.Nota Técnica DEA 19/14, pg.28.

### 2.1.1.2 Energia fotovoltaica no Brasil

Buscando acompanhar o desenvolvimento internacional do setor fotovoltaico, o Brasil, embora ainda com pequena capacidade instalada, vem superando as barreiras, através de um conjunto de elementos, para inserção da fonte na matriz brasileira. Os avanços alcançados nos últimos anos incluíram ações oriundas de

múltiplos agentes, em diversas esferas, enfatizando-se a regulatória, tributária, normativa, de pesquisa e desenvolvimento, e de fomento econômico. (EPE, 2014).

Conforme o BIG (Banco de Informações de Geração) o Brasil possui hoje 44 centrais geradoras solares fotovoltaicas com capacidade total de 23.761 kW, apenas 0,02% do total de energia gerada no país. Apesar disso, existem ainda 21 centrais em construção com uma capacidade total de 616.000 kW e 90 em fase de projeto, com capacidade de 2.364.397 kW.

Um dos principais fatores para a expansão da utilização da energia fotovoltaica no Brasil é a incidência de radiação solar, que é bastante alta em todo o território brasileiro quando comparado aos demais países da Europa que já usam em larga escala o sistema fotovoltaico. O mapa na Figura 2.5 apresenta os valores diários da estimativa média anual de irradiação solar, que atingem um corpo em inclinação igual à latitude do local para o Brasil, considerando a radiação global.

A partir deste mapa pode-se observar a variação dos níveis de radiação, decorrente das características geográficas e climatologias de cada localidade brasileira. O Brasil apresenta variação de radiação média diária entre 4,4 e 6,4 kWh/m<sup>2</sup>, possuindo locais com maior potencial solar do que outros. Nos países europeus a média diária de radiação encontra-se entre 2 e 3 kWh/m<sup>2</sup>, o que prova o elevado potencial brasileiro para a instalação de painéis fotovoltaicos.

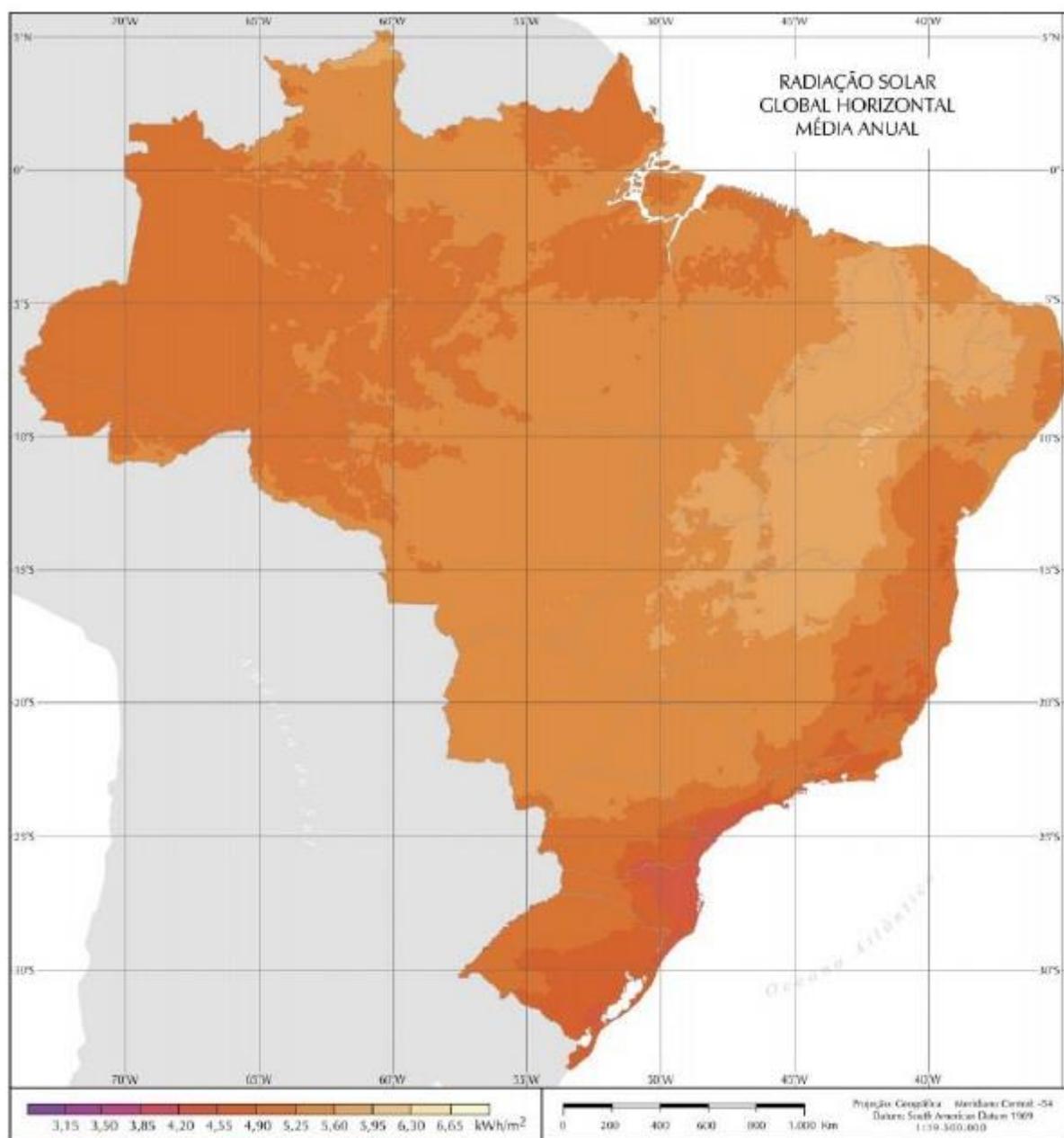


Figura 2.5 – Radiação solar global horizontal média anual

Fonte: Atlas brasileiro de energia solar – INPE 2006

### 2.1.1.3 Vantagens e desvantagens

Segundo Leva (2004), a instalação de um sistema fotovoltaico possui vantagens e desvantagens que favorecem ou dificultam a sua viabilidade. São elas:

Vantagens:

- a) gera energia mesmo em dias nublados;

- b) fonte renovável de energia;
- c) grande vida útil, cerca de 30 anos;
- d) funcionamento silencioso;
- e) manutenção quase inexistente;
- f) é uma energia limpa;
- g) sistema modular leve, de fácil instalação e que possibilita ampliação conforme a necessidade.

Desvantagens:

- a) o custo para compra e instalação no Brasil ainda não é muito acessível;
- b) necessita de tecnologia sofisticada para a fabricação dos módulos e componentes;
- c) necessita de um armazenador de energia;
- d) seu rendimento é dependente do índice de radiação, temperatura, quantidade de nuvens, dentre outros;
- e) o rendimento real de um módulo ainda é reduzido (o rendimento teórico máximo em uma célula de silício cristalino é de cerca de 30%).

#### 2.1.1.4 Viabilidades

Para que a instalação do sistema fotovoltaico seja economicamente viável, alguns fatores são importantes como:

- a) incidência da luz solar;
- b) ausência ou pouco sombreamento sobre os painéis;
- c) orientação e ângulos adequados para a instalação dos painéis;
- d) custos de mão de obra e materiais.

Quanto à incidência da luz solar, pôde-se provar no item 2.1.1.2 que o Brasil, na totalidade de seu território, possui elevado potencial. Conforme EPE (2014) todos os estados brasileiros tem potencial para suprir seu consumo elétrico residencial de forma integral com o advento da energia fotovoltaica. A superioridade do potencial ante o consumo varia de aproximadamente 1,4 a quase 4 vezes, em determinados estados. O resultado detalhado do potencial técnico fotovoltaico no setor residencial é apresentado na Figura 2.6.

Por conseguinte, fatores como o sombreamento sobre os painéis ou ângulos de instalação irão depender de cada local e podem ser adaptados conforme necessidade gerando mais ou menos energia.

Conforme Santos (2014), a posição para instalar um módulo fotovoltaico de modo que receba a maior radiação possível para o local, é normalmente inclinado em um ângulo igual à latitude local. Além, disso para regiões ao sul da linha do Equador sua melhor eficiência é quando orientado ao norte, para o hemisfério norte, orientado ao sul. Esta orientação é devida à inclinação do eixo terrestre em relação à órbita solar que faz com que superfícies nesta inclinação recebam maior nível de irradiação na soma anual. A posição do módulo é identificada por dois valores: azimute e inclinação. O azimute se refere à orientação do módulo e é indicada por um ângulo em relação ao norte (azimute 0), já a inclinação é dada pelo ângulo entre a face do módulo fotovoltaico e a horizontal (0 indica módulo instalado na horizontal e 90° indica módulo instalado totalmente na vertical). Vários estudos já foram dedicados a provar a correlação das inclinações e azimutes com o aproveitamento da energia solar em todas as partes do mundo, inclusive no Brasil. Santos (2013) mostra em seu estudo ábacos com a correlação do azimute e ângulo de inclinação para cada uma das capitais brasileiras. Como o exemplo apresentado na Figura 2.7, referente à capital Porto Alegre, RS.

O ábaco, Figura 2.7, demonstra o potencial de irradiação média recebida por dia para cada posição de instalação. Ele apresenta, nas cores mais claras, as orientações e inclinações que estão expostas aos índices mais altos de irradiação solar ao longo do ano, e nas cores mais escuras as menores incidências de irradiação. No caso de Porto Alegre a orientação necessária é de + 60° a - 60° de azimute e uma inclinação entre 10° e 30° para obtenção dos maiores níveis de radiação. Como esse ábaco ainda não existe para todas as cidades brasileiras utiliza-se o ábaco da capital para obter os níveis das demais cidades do estado, como será o caso de Cacequi.

<i>UF</i>	<i>Potencial Fotovoltaico Residencial (MW médios)</i>	<i>Potencial Fotovoltaico Residencial (GWh/ano)</i>	<i>Consumo Residencial Anual 2013 (GWh)</i>	<i>Potencial Fotovoltaico/ Consumo Residencial</i>
São Paulo	7.100	62.196	38.783	160%
Minas Gerais	3.675	32.193	10.118	318%
Rio de Janeiro	2.685	23.521	12.833	183%
Bahia	2.360	20.674	6.144	337%
Rio Grande do Sul	1.970	17.257	7.750	223%
Paraná	1.960	17.170	6.986	246%
Ceará	1.430	12.527	3.751	334%
Pernambuco	1.410	12.352	4.563	271%
Goiás	1.220	10.687	3.958	270%
Santa Catarina	1.075	9.417	4.935	191%
Maranhão	1.020	8.935	2.563	349%
Pará	1.020	8.935	2.632	339%
Paraíba	655	5.738	1.603	358%
Espírito Santo	595	5.212	2.213	236%
Mato Grosso	570	4.993	2.182	229%
Rio Grande do Norte	555	4.862	1.805	269%
Piauí	555	4.862	1.328	366%
Mato Grosso do Sul	505	4.424	1.571	282%
Alagoas	505	4.424	1.227	361%
Amazonas	420	3.679	1.784	206%
Distrito Federal	410	3.592	2.191	164%
Sergipe	350	3.066	979	313%
Rondônia	265	2.321	1.084	214%
Tocantins	255	2.234	695	321%
Acre	110	964	373	258%
Amapá	80	701	500	140%
Roraima	65	569	345	165%
<b>BRASIL</b>	<b>32.820</b>	<b>287.505</b>	<b>124.896</b>	<b>230%</b>

Figura 2.6 – Potencial Técnico Fotovoltaico Residencial por estado Brasileiro

Fonte: EPE.Nota Técnica DEA 19/14, pg.25.

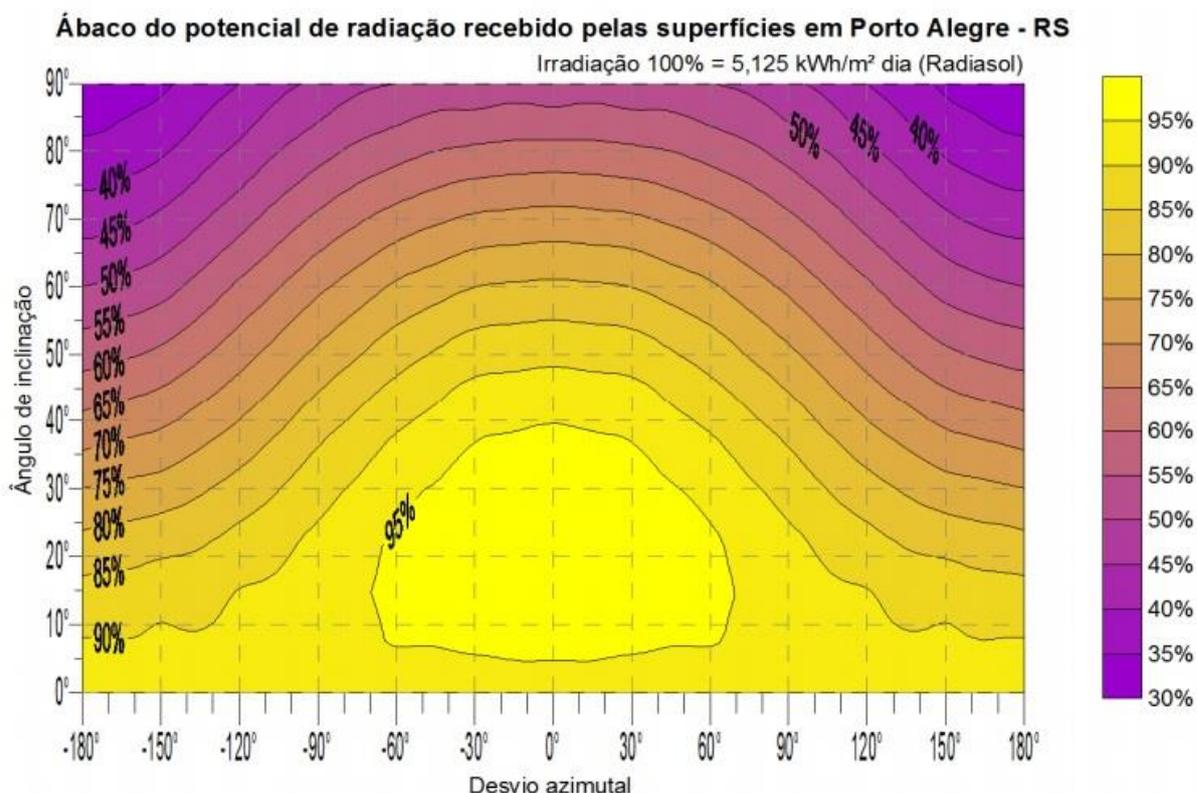


Figura 2.7 – Ábaco de Porto Alegre – RS

Fonte: Building-Integrated Photovoltaics (BIPV) para Arquitetos e Engenheiros Cívicos, p.83

No que se refere aos custos de mão de obra e materiais, a EPE (2012) estimava em R\$ 7,7/ Wp o custo do sistema fotovoltaico no Brasil para um sistema de 4 a 10 kWp (com acréscimo de 25% de tributos nacionais e uma cotação do dólar de R\$ 1,75). Ainda, segundo EPE (2012) o custo da eletricidade gerada pelo sistema fotovoltaico estava entre R\$ 0,541 a R\$ 0,602 / kWh. Utilizando esses valores como referência para 2012 e aplicando a trajetória de redução nos custos, motivada pelo aumento da geração, definida por IEA (2012 apud EPE, 2014), teríamos para 2016 valores inferiores a esses. No entanto, devido à série de fatores envolvidos como impostos, tarifas e as variações na cotação do dólar, cada caso deve ser analisado individualmente para que se possa definir a viabilidade econômica de implantação do sistema e seu tempo de retorno do investimento.

### 3. METODOLOGIA

O método desenvolvido para realizar este trabalho foi dividido em etapas, conforme mostra o fluxograma, Figura 3.1.

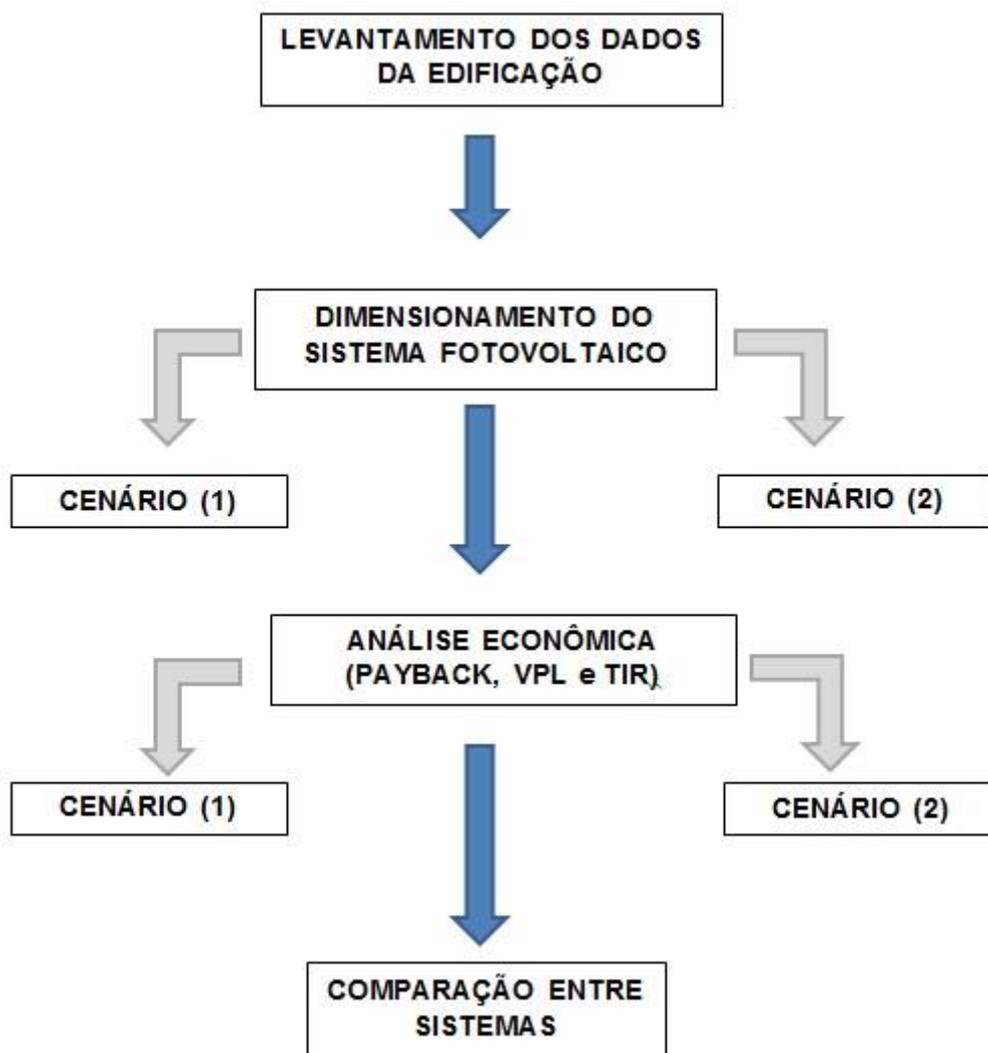


Figura 3.1 – Fluxograma do método do trabalho

#### 3.1 LEVANTAMENTO DOS DADOS DA EDIFICAÇÃO

Primeiramente foram coletados dados e informações relacionados à edificação como os dados geográficos (latitude e longitude), características da edificação, índices de irradiação solar, dados de demanda energética, planta de cobertura e implantação da edificação, inclinação do telhado e desvio azimutal. Esses dados foram obtidos de diferentes formas: dados de latitude e longitude,

através do site Google Earth; índices de radiação solar, por meio do programa SunData, disponibilizado pelo Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito (CRESESB); e as demais características da edificação, assim como imagens e os dados da demanda energética mensal foram obtidos mediante entrevista com os usuários da edificação.

### 3.2 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

Posteriormente realizou-se o dimensionamento do sistema fotovoltaico com a utilização dos dados levantados na etapa anterior para duas situações de instalação dos módulos. No cenário (1), o dimensionamento foi calculado para a orientação (desvio azimutal) e inclinação reais da água do telhado, orientação a Oeste e inclinação de 15° (mínima recomendada pelo fabricante). No cenário (2), o sistema foi dimensionado na posição ideal de geração, com orientação Norte (desvio azimutal = zero) e inclinação para a máxima geração anual. Para cada uma das situações foi obtida a quantidade de módulos necessários para suprir a demanda energética da edificação.

#### 3.2.1 Cálculo da Potência necessária

A potência necessária a ser instalada na edificação foi definida pela Equação 1.

$$Pot = \frac{E}{[G_{poa} \times R \times (1 - IrrS) \times Irrp]} \quad (\text{Equação 1})$$

Onde:

Pot = Potência instalada dos módulos fotovoltaicos (comumente representada por kWp, mas que na realidade corresponde a kWp/kWp, ou seja, potência atingida a partir da radiação incidente no módulo);

E = Energia gerada pelo sistema (kWh/dia);

G<sub>poa</sub> = Média mensal do total diário da irradiação solar incidente no plano do arranjo fotovoltaico (kWh/m<sup>2</sup>/dia).

R = Rendimento do sistema, inversor e conexões (comumente utilizado o valor de 80%);

IrrP = Irradiação ponderada pela posição (sendo a posição ideal=100%, e outras posições o valor indicado pelo ábaco Figura 2.8), indicado em %;

IrrS = Não recebimento da irradiação ocasionado pelo sombreamento, indicado em %.

### 3.2.2 Escolha dos módulos

A escolha dos módulos foi definida pelos critérios de eficiência e dimensões, assim como de disponibilidade para o fornecimento no local.

### 3.2.3 Número de módulos necessários

Diante das características do módulo escolhido foi calculado, através da Equação 2 o número de módulos necessários para suprir a demanda energética em cada uma das situações.

$$nMód = \frac{Pot\ Total}{Pot\ Mód} \quad (\text{Equação 2})$$

Onde:

nMód = número de módulos a ser utilizado;

PotTotal = valor identificado na Equação 1 (kWp);

Pot.Mód = valor indicado pelo fabricante do módulo (kWp).

### 3.2.4 Escolha do inversor

A partir da potência instalada e das características dos módulos foi definido o inversor. Na escolha foram considerados os valores de tensão e corrente dos módulos e seu arranjo elétrico para que seja dimensionado um inversor compatível. Além disso, características de rendimento também foram importantes na escolha, pois podem influenciar no desempenho do sistema.

### 3.2.5 Cálculo da área necessária

Após escolhido o módulo, cuja área é especificada pelo fabricante, e definido o número de módulos necessários através da Equação 2, a área total necessária para a instalação destes foi definida pela Equação 3.

$$\text{área necessária} = \text{áreaMód} \times n\text{Mód} \quad (\text{Equação 3})$$

## 3.3 ANÁLISE ECONÔMICA

### 3.3.1 Geração de energia

Diante dos dados do sistema foi obtida a estimativa de energia gerada mensalmente, através da Equação 4.

$$\text{Energia gerada (kWh)} = \frac{\text{Pot.Mód} \times n\text{Mód} \times G\text{poa} \times R \times \text{Irrp}}{1000} \times n \text{ dias} \quad (\text{Equação 4})$$

Onde:

Pot. Mód = Potência instalada em cada módulo fotovoltaico;

nMód = número de módulos a ser utilizado;

Gpoa = Média mensal do total diário da irradiação solar incidente no plano do arranjo fotovoltaico (kWh/m<sup>2</sup>/dia);

R = Rendimento do sistema, inversor e conexões (comumente utilizado o valor de 80%);

IrrP = Irradiação ponderada pela posição;

ndias = número de dias do mês

Obs: Dado que para ambas as situações escolhidas os sombreamentos no local não são relevantes, IrrS não foi considerado nos cálculos de geração. O valor de rendimento é utilizado para considerar o funcionamento do inversor e demais conexões do sistema elétrico, o fator 0,8 (80%) é convencionalmente utilizado para cálculos dessa finalidade.

### **3.3.2 Custo de implantação**

Um dos fatores mais importantes para a análise da viabilidade econômica é o custo de implantação do sistema. Tais custos foram orçados por empresa especializada em janeiro de 2017 para ambos os cenários propostos.

### **3.3.3 Indicadores econômicos**

Para a análise de viabilidade econômica dos sistemas propostos foram calculados os fluxos de caixa de cada um dos investimentos a fim de obterem-se os indicadores econômicos: Payback, VPL (Valor Presente Líquido) e a TIR (Taxa Interna de Retorno), fundamentais na tomada de decisões em projetos.

#### *3.3.3.1 Fluxo de Caixa*

O fluxo de caixa é a base para a análise da viabilidade do sistema, é a partir dele que se obtém o payback, VPL e a TIR de um dado investimento.

#### *3.3.3.2 Payback*

Um dos métodos mais simples de engenharia econômica e análise de investimentos é o período de payback.

O payback é definido como o número de períodos (anos, meses, semanas etc.) para se recuperar o investimento inicial. Para se calcular o período de payback de um projeto basta somar os valores dos fluxos de caixa auferidos, período a período, até que essa soma se iguale ao valor do investimento inicial. (PRATES, 2016).

Existem dois tipos de payback, o simples e o descontado. O payback simples leva em conta o tempo de retorno do capital investido. O valor aplicado é adicionado, período a período (geralmente anual ou mensal) aos fluxos de caixa líquidos gerados, para que se obtenha o tempo de recuperação do investimento inicial. Isso ocorre no período em que a soma dos fluxos de caixa futuros for igual ao investimento inicial, apresenta fortes limitações por não considerar o valor do dinheiro no tempo. O Payback descontado é um modelo similar ao anterior, exceto

pelo fato de considerar uma taxa de atratividade ou de desconto. Ao considerar o custo de capital, considera-se o valor do dinheiro no tempo. Descontam-se todos os elementos do fluxo de caixa à taxa definida trazendo a valor presente, na data zero (REIS, VALVERDE & MENDONÇA, 2015).

### 3.3.3.3 VPL – Valor Presente Líquido

O Valor Presente Líquido é a ferramenta mais utilizada para análise de investimentos, sendo definido como o somatório do valor presente das entradas de caixa e o valor presente das saídas de caixa. Ou seja, esse método desconta os fluxos de caixa do projeto que está sendo avaliado, a uma determinada taxa, estipulada (TMA – taxa mínima de atratividade). Essa taxa, usualmente chamada de taxa de desconto, é o retorno mínimo que deve ser esperado para que o projeto seja aceito. (BREALEY, 1992).

Se o fluxo de caixa do projeto, após ser descontado ao valor da taxa de desconto, for maior ou igual à zero significa que executar o projeto é viável, pois este remunera o capital investido a uma taxa igual ou maior que a taxa mínima de retorno. Quando o VPL for menor do que zero, rejeita-se o projeto. (COSTA, 1987).

A Equação 5 que expressa o cálculo do VPL é dada por:

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{FCt}{(1+i)^t} - I_0 \quad (\text{Equação 5})$$

Onde:

FCt= fluxo de caixa do tempo de referência

t= Tempo de desconto de cada entrada de caixa

I<sub>0</sub>= Investimento inicial

i= taxa de desconto a ser considerada

### 3.3.3.4 TIR – Taxa Interna de Retorno

A Taxa Interna de Retorno é definida como a taxa de desconto que iguala o valor atual líquido dos fluxos de caixa de um projeto a zero. Em outras palavras, a TIR é a taxa de desconto que anula o VPL.

Para fins de decisão, os projetos que tiverem a TIR maior ou igual à TMA definida devem ser executados. Já os projetos que tiverem a TIR menor que a TMA devem ser rejeitados.

Matematicamente a TIR pode ser encontrada igualando a equação do VPL à zero, conforme Equação 6.

$$0 = \sum_{t=0}^n \frac{FC_t}{(1+TIR)^t} \quad (\text{Equação 6})$$

Onde:

FC<sub>t</sub>= fluxo de caixa do tempo de referência

t= Tempo de desconto de cada entrada de caixa

TIR = taxa interna de retorno

## 4. RESULTADOS

### 4.1 LEVANTAMENTO DE DADOS DA EDIFICAÇÃO

O local escolhido para instalação é uma edificação de uso misto, localizada no município de Cacequi, Rio Grande do Sul, latitude -29.884482 S, Longitude -54.822089 O. O edifício é distribuído em dois pavimentos (térreo comercial e superior residencial). A Figura 3.2 apresenta a localização da edificação, a Figura 3.3 a fachada da mesma e a Figura 3.4 o local para instalação das placas no solo ao lado da edificação.



Figura 3.2 – Localização da Edificação

Fonte: Google Earth



Figura 3.3 – Fachada da Edificação

Fonte: Acervo pessoal



Figura 3.4 – Local no solo para instalação das placas

Fonte: Acervo pessoal

Os dados de irradiação solar utilizados para o local são referentes à localidade mais próxima disponível (Santa Maria – RS) e resumem-se no Quadro 1.

Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal (kWh/m <sup>2</sup> .dia)												
		Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Méd.
Maior média anual	24° N	5,51	5,49	5,18	4,80	4,15	3,43	3,80	4,24	4,62	5,71	6,18	6,30	4,95

Quadro 1 – Irradiação solar diária média mensal

Fonte: Sun Data

Os dados de demanda energética mensal foram obtidos utilizando-se a conta de energia elétrica da edificação. O histórico de consumo médio no último ano (2016) é apresentado no Quadro 2.

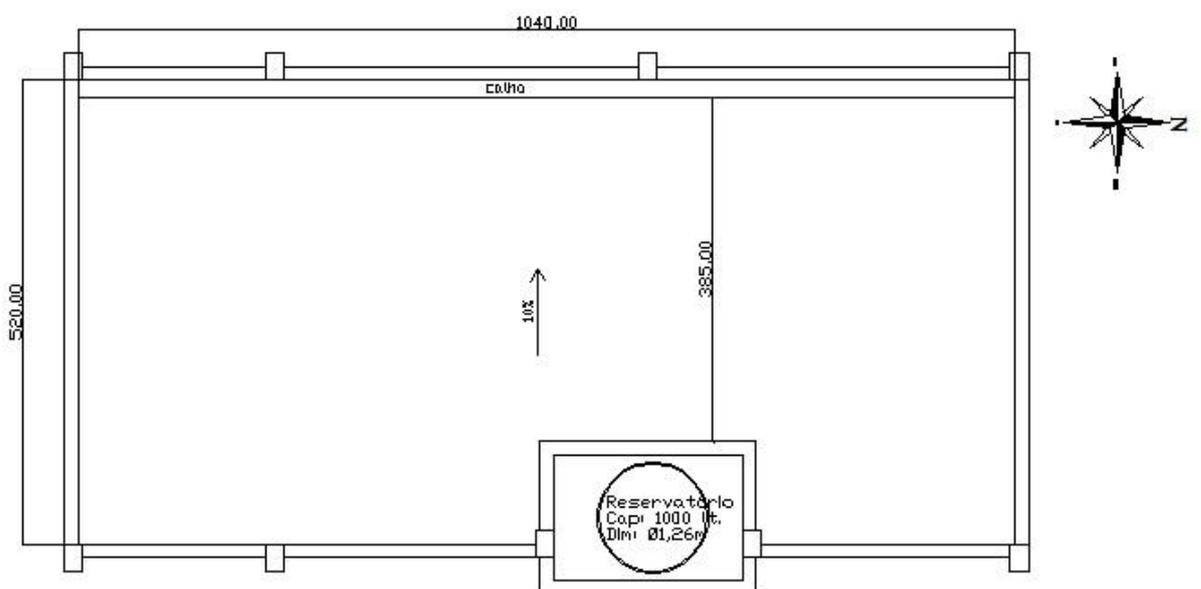
Consumo mensal em kWh													
Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Anual	Média
718	676	607	417	294	184	299	324	263	195	404	458	4839	403

Quadro 2 – Consumo mensal de energia elétrica

Fonte: RGE Sul

O tipo de conexão da rede no local é trifásico e a tensão de alimentação é 220 Volts.

A planta de cobertura foi disponibilizada pelo proprietário da edificação, assim como os demais dados dela. A cobertura do prédio apresenta uma área total de 49,2 m<sup>2</sup>. O telhado é de fibrocimento e a inclinação das águas da cobertura é de aproximadamente 10%. A Figura 3.4 apresenta a planta de cobertura da edificação.



PLANTA DE COBERTURA  
Área disponível = 49,22 m<sup>2</sup>

Figura 3.4 – Planta de cobertura

Fonte: Acervo pessoal

## 4.2 DIMENSIONAMENTO DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

### 4.2.1 Cálculo da Potência necessária

No cenário (1), com a orientação das placas a Oeste e inclinação de 15° a IrrP considerada foi de 95%. Nesta configuração o valor obtido para a potência necessária a ser instalada foi de 3573,0 W.

No cenário (2), com a orientação das placas a Norte e inclinação para a máxima geração anual a IrrP considerada foi de 100% e o valor obtido para a potência necessária a ser instalada de 3394,4 W.

Para ambas as situações de instalação os sombreamentos foram desconsiderados uma vez que não há nos locais escolhidos.

### 4.2.2 Escolha dos módulos

Na escolha do módulo fotovoltaico optou-se pelo painel fotovoltaico com células fotovoltaicas de silício policristalino, da marca Axitec AC-250P/156-60S de 250 Wp, classe A em eficiência energética pelo Inmetro cujas especificações encontram-se apresentadas no Quadro 3.

Características técnicas dos módulos	
Fabricante	Axitec
Modelo	AC-250P/156-60S
Material	Silicio Policristalino
Característica elétricas	
Potência máxima	250W
Rendimento	15,40%
Tensão nominal	30,7 V
Tensão em aberto	37,8 V
Corrente nominal	8,14 A
Corrente de curto circuito	8,71 A
Dimensões	
Dimensões	1640mm x 992mm
Área	1,63 m <sup>2</sup>
Peso	18,5 Kg

Quadro 3 – Especificações do módulo fotovoltaico

Fonte: Inmetro

### 4.2.3 Número de módulos necessários

Segundo a Equação 3, para o sistema fotovoltaico proposto no cenário (1), são necessários 15 módulos de 250 Wp e no cenário (2), 14 módulos de 250Wp.

### 4.2.4 Escolha do inversor

O inversor escolhido foi o modelo Suntrio Plus 4K do fabricante SAJ GUANGZHOU SANJING ELETRIC, cujas especificações estão detalhadas no Quadro 4.

A perda no inversor já está contabilizada na Equação 1 quando foi considerado o rendimento total do sistema de 80%.

Dados técnicos do Inversor	
Fabricante	SAJ GUANGZHOU SANJING ELETRIC
Modelo	Suntrio Plus 4K (60 Hz)
Número de rastreadores	2
Entrada para rastreadores	1
Características elétricas	
Potência nominal	4 Kw
Potência máxima	4,1 Kw
Potência máxima por rastreador	2 Kw
Tensão nominal	600 V
Tensão máxima	1000 V
Tensão mínima por rastreador	160 V
Tensão máxima por rastreador	900 V
Tensão máxima de saída	400 Vac
Corrente nominal	22 A
Corrente máxima	22 A
Corrente máxima por rastreador	11 A
Rendimento	98%

Quadro 4 – Especificações do inversor

Fonte: <http://www.saj-electric.com/productshow.aspx?Rid=11&Pid=12&id=31>

### 4.2.5 Cálculo da área necessária

Sendo a área de cada módulo de 1,63 m<sup>2</sup>, a área total necessária para a instalação no cenário (1) será de 24,45 m<sup>2</sup>, compatível com a área disponível na

cobertura que é de 49,22m<sup>2</sup> e para o cenário (2) será de 22,82 m<sup>2</sup> também disponível no local proposto no solo.

### 4.3 ANÁLISE ECONÔMICA

#### 4.3.1 Geração de Energia

O Gráfico 1 apresenta os dados de geração esperados para cada um dos meses do ano para os dois sistemas propostos, assim como a média de geração.

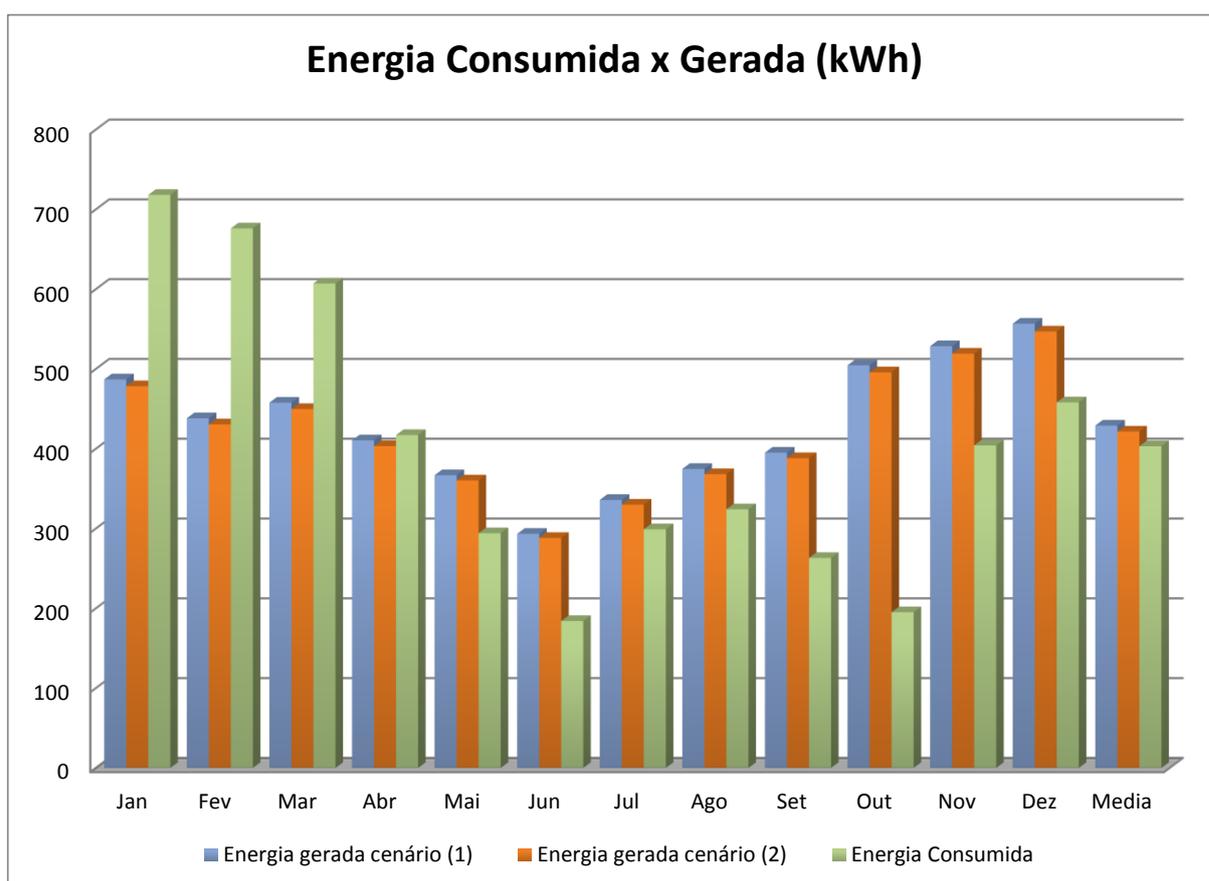


Gráfico 1 – Energia Consumida x Gerada

Em ambas as situações apresentadas, a média anual de energia gerada é pouco superior ao consumo médio anual, mostrando que os sistemas estão bem dimensionados para a demanda.

É importante destacar que a conta de energia nunca será igual à zero, pois consumidores residenciais e de propriedades rurais (Grupo B) devem pagar pelo

menos o custo de disponibilidade, sendo a conexão a rede trifásica. O custo de disponibilidade é definido pela fornecedora de energia e geralmente equivale, em reais, ao consumo de 100 kWh. Essa cobrança é legal mesmo que o consumidor não tenha consumido a energia da rede, pois parte-se do pressuposto que a concessionária cumpriu com a obrigação de fornecer a infraestrutura necessária para levar a energia até o consumidor.

#### 4.3.2 Custo de implantação

Os valores apresentados no Quadro 5 e no Quadro 6 foram orçados por empresa especializada em janeiro de 2017 e apresentam o custo do investimento para o sistema fotovoltaico proposto para os cenários (1) e (2). Dessa forma é possível calcular através desses valores o total da dívida inicial e quando será o retorno através dos advenços provenientes da microgeração.

Código	Descrição	Unid.	Qtd	Preço R\$	Valor R\$
MFV5289	Módulo Fotovoltaico AXITEC AC250M/156-60S	cad	15	750,00	11.250,00
INV1925	Inverter Suntrio Plus 4kWp trifásico 400V	cad	1	5.870,00	5.870,00
	Demais itens do fornecimento, instalação e projeto	cj	1	9745,00	9745,00
	Total				26.865,00

Quadro 5 – Custo do Sistema Fotovoltaico no cenário (1)

O sistema possui um custo de geração específico de R\$ 7.164,0 / kWp.

Código	Descrição	Unid.	Qtd	Preço R\$	Valor R\$
MFV5289	Módulo Fotovoltaico AXITEC AC250M/156-60S	cad	14	750,00	10.500,00
INV1925	Inverter Suntrio Plus 4kWp trifásico 400V	cad	1	5.870,00	5.870,00
	Demais itens do fornecimento, instalação e projeto	cj	1	9745,00	9745,00
	Total				26.115,00

Quadro 6 – Custo do Sistema Fotovoltaico no cenário (2)

O sistema possui um custo de geração específico de R\$ 7.675,7 / kWp.

### 4.3.3 Indicadores econômicos

Para o cálculo dos indicadores econômicos foram adotadas as seguintes considerações:

- a) depreciação anual do sistema de 0,8%aa e troca do inversor que compõe o sistema a cada 10 anos – prevista pela empresa fornecedora do sistema;
- b) tarifa de energia de R\$ 0,76/ kWh – prevista na fatura de energia de novembro de 2016 pela empresa fornecedora;
- c) correção anual da tarifa de energia pela inflação, uma vez que as tarifas de energia elétrica não seguem o simples reajuste através dos índices de preços ao consumidor, como o IGP-M ou IPCA, mas seguem, na verdade, uma metodologia complexa de cálculo, conduzida pela própria ANEEL, e com periodicidades diferenciadas para cada objetivo socioeconômico e que o valor da inflação apresentou-se como um valor conservador em relação a média dos aumentos observados nas tarifas dos últimos anos.
- d) taxa de inflação considerada de 6% aa, de acordo com o grupo de instituições TOP 5, que mais acertaram em projeções de médio prazo;
- e) utilização de capital próprio, sem financiamentos, logo, não existem juros.
- f) TMA (Taxa mínima de atratividade) como taxa de desconto, com valor de 6%aa, igual ao valor da inflação.

#### 4.3.3.1 Fluxo de Caixa

Os fluxos para os sistemas fotovoltaicos propostos nas situações (1) e (2) estão apresentados no Quadro 7 e Quadro 8.

Ano	2017 (a partir de)	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	...	2027	...	2037	2038	2039	2040	2041	2042 (ate abril)
Energia produzida [kWh]	3.765,14	5.106,52	5.065,66	5.025,14	4.984,94	4.945,06	4.905,50	4.866,25	...	4.750,40	...	4.383,76	4.348,69	4.313,90	4.279,39	4.245,15	1.382,56
Consumo simultâneo da energia pr. [kWh]	2.838,00	4.839,00	4.839,00	4.839,00	4.839,00	4.839,00	4.839,00	4.839,00	...	4.839,00	...	4.839,00	4.839,00	4.839,00	4.839,00	4.839,00	2.001,00
Crédito de consumos acumulados [kWh]	927,14	1.194,65	1.421,32	1.607,46	1.753,39	1.859,45	1.925,95	1.953,21	...	1.802,63	...	-1.124,21	-1.614,52	-2.139,62	-2.699,24	-3.293,09	-3.911,52
Receita [R\$]	2.861,50	4.113,81	4.314,80	4.530,08	4.760,50	5.006,95	5.270,37	5.551,77	...	6.514,71	...	11.427,95	12.107,38	12.829,49	13.596,84	14.412,12	6.028,69
Economia cons. contemp. [R\$]	2.156,88	3.898,30	4.132,20	4.380,13	4.642,94	4.921,51	5.216,80	5.529,81	...	6.586,09	...	11.794,69	12.502,37	13.252,51	14.047,66	14.890,52	6.526,91
Economia para a compensação [R\$]	704,62	215,51	182,60	149,95	117,57	85,44	53,57	21,96	...	-71,38	...	-366,74	-395,00	-423,02	-450,82	-478,40	-498,21
Juros ativos [R\$]	0	0	0	0	0	0	0	0	...	0	...	0	0	0	0	0	0
Saídas [R\$]	608,00	912,00	966,72	1024,72	1086,21	1151,38	1220,46	1293,69	...	7410,80	...	8629,35	2924,91	3100,40	3286,43	3483,61	1161,20
Custos anuais [R\$]	608,00	912,00	966,72	1024,72	1086,21	1151,38	1220,46	1293,69	...	1540,80	...	2759,35	2924,91	3100,40	3286,43	3483,61	1161,20
Despesas extraordinárias [R\$]	0	0	0	0	0	0	0	0	...	5870	...	5870	0	0	0	0	0
Juros sobre o descoberto [R\$]	0	0	0	0	0	0	0	0	...	0	...	0	0	0	0	0	0
Parcela financiamento [R\$]	0	0	0	0	0	0	0	0	...	0	...	0	0	0	0	0	0
Taxa de juros [R\$]	0	0	0	0	0	0	0	0	...	0	...	0	0	0	0	0	0
Capital [R\$]	0	0	0	0	0	0	0	0	...	0	...	0	0	0	0	0	0
Fluxo de caixa [R\$]	2.253,50	3.201,81	3.348,08	3.505,36	3.674,30	3.855,57	4.049,91	4.258,08	...	-896,09	...	2.798,60	9.182,47	9.729,09	10.310,41	10.928,51	4.867,49
VP - desc. de 6% [R\$]	2.125,95	2.849,60	2.811,11	2.776,57	2.745,65	2.718,03	2.693,42	2.671,57	...	-472,05	...	823,22	2.548,18	2.547,05	2.546,45	2.546,33	1.069,92
Fluxo de caixa acumulado [R\$]	-24.611,50	-21.409,69	-18.061,61	-14.556,25	-10.881,95	-7.026,38	-2.976,47	1.281,61	...	9.585,59	...	71.848,69	81.031,16	90.760,25	101.070,66	111.999,17	116.866,66
Capital próprio [R\$]	26.865,00	26.865,00	26.865,00	26.865,00	26.865,00	26.865,00	26.865,00	26.865,00	...	26.865,00	...	26.865,00	26.865,00	26.865,00	26.865,00	26.865,00	26.865,00
Montante (economia) [R\$]	2.253,50	5.455,31	8.803,39	12.308,75	15.983,05	19.838,62	23.888,53	28.146,61	...	36.450,59	...	98.713,69	107.896,16	117.625,25	127.935,66	138.864,17	143.731,66
VPL [R\$]	-24.739,05	-21.889,45	-19.078,34	-16.301,77	-13.556,12	-10.838,10	-8.144,67	-5.473,10	...	-657,75	...	23.333,87	25.882,05	28.429,10	30.975,55	33.521,87	34.591,80

**TIR** 14,31%  
**TMA** 6,00%  
**Payback descontado** 11 anos e 1 dia

## QUADRO 7 – Fluxo de caixa do sistema fotovoltaico para o cenário (1)

Ano	2017 (a partir de abril)	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	...	2027	...	2037	2038	2039	2040	2041	2042 (ate abril)
Energia produzida [kWh]	3.699,08	5.016,93	4.976,79	4.936,98	4.897,48	4.858,30	4.819,44	4.780,88	...	4.667,06	...	4.306,85	4.272,39	4.238,22	4.204,31	4.170,68	1.358,31
Consumo simultâneo da energia pr. [kWh]	2.838,00	4.839,00	4.839,00	4.839,00	4.839,00	4.839,00	4.839,00	4.839,00	...	4.839,00	...	4.839,00	4.839,00	4.839,00	4.839,00	4.839,00	2.001,00
Crédito de consumos acumulados [kWh]	861,08	1.039,01	1.176,80	1.274,78	1.333,26	1.352,57	1.333,01	1.274,89	...	872,27	...	-2.852,17	-3.418,78	-4.019,56	-4.654,25	-5.322,58	-5.965,27
Receita [R\$]	2.811,30	4.041,64	4.243,20	4.459,06	4.690,05	4.937,06	5.201,04	5.482,99	...	6.447,57	...	11.365,99	12.045,91	12.768,52	13.536,36	14.352,12	6.009,15
Economia cons. contemp. [R\$]	2.156,88	3.898,30	4.132,20	4.380,13	4.642,94	4.921,51	5.216,80	5.529,81	...	6.586,09	...	11.794,69	12.502,37	13.252,51	14.047,66	14.890,52	6.526,91
Economia para a compensação [R\$]	654,42	143,34	111,01	78,93	47,11	15,55	-15,76	-46,82	...	-138,52	...	-428,70	-456,46	-483,99	-511,31	-538,40	-517,75
Juros ativos [R\$]	0	0	0	0	0	0	0	0	...	0	...	0	0	0	0	0	0
Saídas [R\$]	608,00	912,00	966,72	1024,72	1086,21	1151,38	1220,46	1293,69	...	7410,80	...	8629,35	2924,91	3100,40	3286,43	3483,61	1161,20
Custos anuais [R\$]	608,00	912,00	966,72	1024,72	1086,21	1151,38	1220,46	1293,69	...	1540,80	...	2759,35	2924,91	3100,40	3286,43	3483,61	1161,20
Despesas extraordinárias [R\$]	0	0	0	0	0	0	0	0	...	5870	...	5870	0	0	0	0	0
Juros sobre o descoberto [R\$]	0	0	0	0	0	0	0	0	...	0	...	0	0	0	0	0	0
Parcela financiamento [R\$]	0	0	0	0	0	0	0	0	...	0	...	0	0	0	0	0	0
Taxa de juros [R\$]	0	0	0	0	0	0	0	0	...	0	...	0	0	0	0	0	0
Capital [R\$]	0	0	0	0	0	0	0	0	...	0	...	0	0	0	0	0	0
Fluxo de caixa [R\$]	2.203,30	3.129,64	3.276,48	3.434,34	3.603,84	3.785,68	3.980,58	4.189,30	...	-963,23	...	2.736,64	9.121,01	9.668,12	10.249,93	10.868,51	4.847,95
VP - desc. de 6% [R\$]	2.078,59	2.785,37	2.751,00	2.720,32	2.693,00	2.668,76	2.647,31	2.628,42	...	-507,42	...	805,00	2.531,13	2.531,09	2.531,51	2.532,35	1.065,63
Fluxo de caixa acumulado [R\$]	-23.911,70	-20.782,06	-17.505,58	-14.071,24	-10.467,40	-6.681,71	-2.701,13	1.488,17	...	9.589,10	...	71.209,66	80.330,66	89.998,78	100.248,72	111.117,23	115.965,17
Capital próprio [R\$]	26.115,00	26.115,00	26.115,00	26.115,00	26.115,00	26.115,00	26.115,00	26.115,00	...	26.115,00	...	26.115,00	26.115,00	26.115,00	26.115,00	26.115,00	26.115,00
Montante (economia) [R\$]	2.203,30	5.332,94	8.609,42	12.043,76	15.647,60	19.433,29	23.413,87	27.603,17	...	35.704,10	...	97.324,66	106.445,66	116.113,78	126.363,72	137.232,23	142.080,17
VPL [R\$]	-24.036,41	-21.251,05	-18.500,05	-15.779,73	-13.086,73	-10.417,97	-7.770,66	-5.142,24	...	-440,44	...	23.301,10	25.832,22	28.363,31	30.894,83	33.427,17	34.492,80

**TIR** 14,46%  
**TMA** 6,00%  
**Payback descontado** 10 anos, 11 meses e 2 dias

## QUADRO 8 – Fluxo de caixa do sistema fotovoltaico para o cenário (2)

### 4.3.3.2 Payback

O Gráfico 2 e Gráfico 3 apresentam o payback descontado dos investimentos considerados para o cenário (1) e cenário (2).

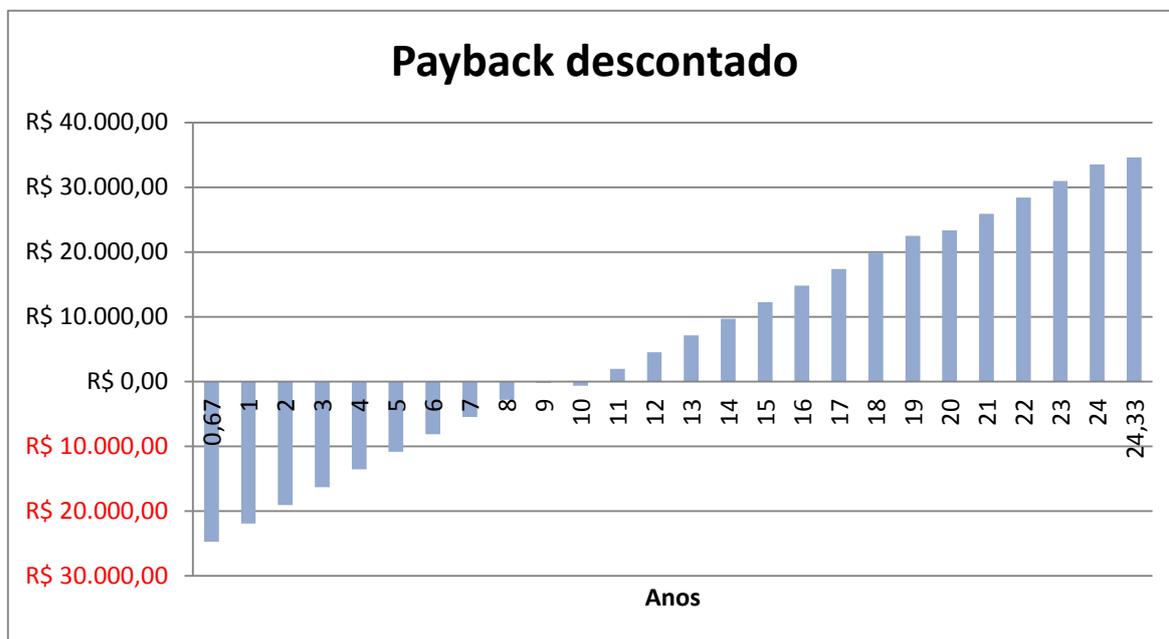


Gráfico 2 – Payback descontado do sistema fotovoltaico no cenário (1)

No cenário (1) todos os gastos com o sistema e equipamentos são pagos em 11 anos e 1 dia.

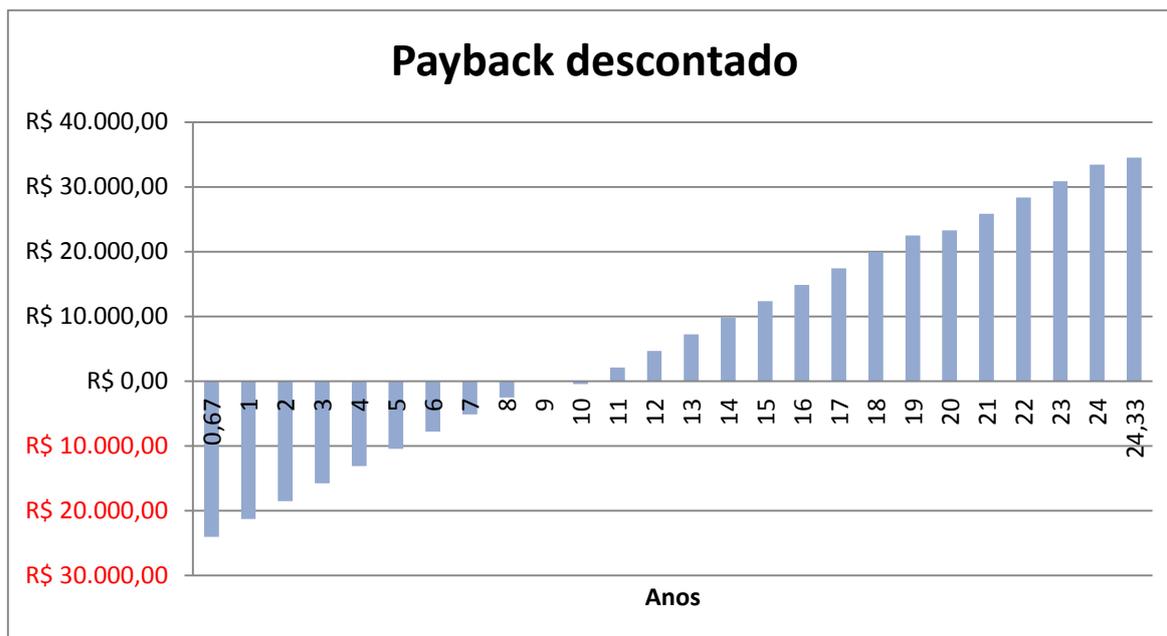


Gráfico 2 – Payback descontado do sistema fotovoltaico no cenário (2)

No cenário (2) todos os gastos com o sistema e equipamentos são pagos em 10 anos, 11 meses e 2 dias.

#### 4.3.3.3 VPL – Valor Presente Líquido

O cálculo do VPL para o sistema fotovoltaico proposto no cenário (1) retornou um valor positivo de R\$ 34.591,80 enquanto que para o cenário (2) o VPL foi de R\$ 34.492,80.

Os valores do VPL a cada ano estão apresentados nos Quadro 7 e 8.

#### 4.3.3.4 TIR – Taxa Interna de Retorno

O cálculo da TIR para os sistemas fotovoltaicos propostos nos cenários (1) e (2) estão apresentados nos Quadros 8 e 9. A TIR obtida no cenário (1) foi de 14,31% e no cenário (2) foi de 14,46%.

## 5. DISCUSSÕES

O tempo para retorno do investimento ainda é relativamente longo, no entanto, considerando que a vida útil deste sistema é de 25 anos tem-se cerca de 14 anos, em ambas as situações, para rendimentos do capital investido no sistema.

Por conseguinte, o cálculo dos VPL's para os sistemas fotovoltaicos propostos, tanto no cenário (1) como no cenário (2), retornou um valor positivo, o que significa que para a TMA de 6%aa aplicada (previsão da inflação), ambos os investimentos são economicamente viáveis.

Além disso, as TIR's obtidas, nas duas situações, foram superiores a TMA, e bastante superiores a investimentos como a poupança, por exemplo, em que a TIR tem ficado em torno de 8%aa há alguns anos. Isso significa que, o consumidor que investir na instalação de um sistema fotovoltaico com as características abordadas no trabalho terá um rendimento maior que se tivesse investido na poupança no mesmo período.

Ainda, cabe ressaltar que os fluxos de caixa, Quadro 7 e Quadro 8, consideram o aumento da energia elétrica segundo a taxa de inflação, como já foi citado anteriormente, e que esse valor se mostra conservador, uma vez que os aumentos nas tarifas de energia elétrica têm sido superior nos últimos anos, podendo chegar a 25% agora em 2017 (GUERRA, 2016). Tal fato propiciaria uma rentabilidade ainda maior para os investimentos.

Por fim, quando comparadas as duas situações de instalação propostas para os módulos fotovoltaicos percebe-se que economicamente as diferenças são muito pequenas. Tem-se que, a configuração do cenário (2) proporcionou uma redução de 2,79% no custo inicial de instalação. Além disso, o investimento mostrou-se levemente mais viável, com uma redução de cerca de 1 mês no seu tempo de retorno, uma redução no VPL de 0,29% e um aumento na TIR de 1,05%, quando comparada ao cenário (1).

## 6. CONCLUSÃO

O estudo proposto nesse trabalho mostrou que a disposição dos módulos fotovoltaicos na posição ideal não apresentou diferenças relevantes economicamente quando comparadas a disposição destes integrados totalmente a

edificação revelando que a posição do telhado é compatível com altos níveis de geração, similar ao ideal, não necessitando fazer alterações arquitetônicas para ter-se geração satisfatória. Diante disso conclui-se que, mesmo edificações não projetadas para atender ao máximo do potencial de geração fotovoltaica podem receber esses sistemas sem alterações na sua volumetria e ainda assim ter custo e tempo de retorno próximos do ideal, sem comprometer a geração.

Além disso, mostrou-se que os aumentos recentes das tarifas de energia elétrica tornaram a microgeração fotovoltaica distribuída viável mesmo com o custo de implantação do sistema e o payback do investimento ainda elevados. Nas condições propostas, provou-se ao consumidor final que é possível além de obter o retorno do investimento, conseguir rentabilidade ao longo da vida útil do sistema.

Não obstante, o sistema proposto possui potência que atenderia satisfatoriamente pequenas edificações comerciais e residenciais, podendo este estudo, servir como referência para consumidores interessados em sistemas de microgeração fotovoltaico conectados à rede, e que desejam saber o tempo de retorno do investimento e a rentabilidade anual desses sistemas frente às taxas de retorno mais comuns no mercado.

Por fim, por já ser uma tecnológica viável, é esperada uma expansão da microgeração fotovoltaica na matriz brasileira cada vez maior nos próximos anos. O que trará benefícios tanto ao consumidor final como ao sistema elétrico nacional, além de diversificar a matriz energética e impulsionar o desenvolvimento tecnológico das industriais nacionais do setor.

## 7. BIBLIOGRAFIA

ABESCO. O consumo de energia elétrica no Brasil. São Paulo, 24 ago. 2015. Disponível em: <<http://www.abesco.com.br/pt/novidade/o-consumo-de-energia-eletrica-nas-edificacoes-no-brasil/>>. Acesso em: 13 dez. 2016.

ABINEE. **Propostas para inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira**. Associação Brasileira da Indústria elétrica e eletrônica. São Paulo, SP, Brasil, 2012. Disponível em: < <http://www.solenerg.com.br/m/wp-content/uploads/2012/06/Proposta-ABINEE-PV-no-Brasil-2012.pdf> > Acesso em: 20 dez. 2016.

ABRADEE. Tarifas de Energia. 2016. Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/setor-de-distribuicao/tarifas-de-energia/tarifas-de-energia>>. Acesso em 20 jan 2017.

ANEEL. **Atlas de energia elétrica no Brasil**. 2 ed., 2002.

ANEEL. **Banco de Informações de Geração**. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>> Acesso em: 22 mar. 2017.

ANEEL. **Caderno temático Micro e minigeração distribuída: sistema de compensação de energia elétrica**. 2. ed. Brasília, DF, 2014. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/biblioteca/downloads/livros/caderno-tematico-microeminigeracao.pdf>>. Acesso em: 13 dez. 2016.

ANEEL. **Resolução Normativa Nº482**, 2012. Brasil. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 13 dez. 2016.

ANEEL. **Resolução Normativa Nº 687**, 2015. Brasil. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em 13 dez. 2016.

BRITO, M.C; SILVA, J.A. Energia fotovoltaica: conversão de energia solar em electricidade. **O Instalador**: revista, Lisboa, jul. 2006. Disponível em: <<http://solar.fc.ul.pt/i1.pdf>>. Acesso em: 15 dez. 2016.

BREALEY, R.A; MYERS, S.C. **Princípios de finanças empresariais**. Mem Martins McGraw–Hill de Portugal. 1992.

CADERNETA DE POUPANÇA ÍNDICES MENSAIS. In: PORTAL BRASIL. Disponível em: <[http://www.portalbrasil.net/poupanca\\_mensal.htm](http://www.portalbrasil.net/poupanca_mensal.htm)>. Acesso em: 01 mar. 2017.

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO BRITO. Potencial Solar. Rio de Janeiro, 2016. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata&>>. Acesso em 20 dez. 2016.

COSTA, P.H.S.; ATTIE, E.V. **Análise de projetos**. Rio de Janeiro: Editora Fundação Getúlio Vargas, 1987.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA [EPE]. Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil. Rio de Janeiro, 2014. Nota técnica.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA [EPE]. Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira, Rio de Janeiro, 2012. Nota Técnica.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA [EPE]. **Relatório Final 2016 – ano base 2015**. Rio de Janeiro, 2016.

GERAÇÃO DISTRIBUÍDA. In: Sevenia Soluções Inteligentes em Energia. Porto Alegre, 2016. Disponível em: <<http://www.sevenia.com.br/distributed-energy/>>. Acesso em: 14 dez. 2016.

GONÇALVEZ, L.F. **Contribuições para o estudo teórico e experimental de sistemas de geração distribuída.** Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Escola de engenharia , Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2004.

GUERRA,G. Aumento da energia elétrica pode superar 25% no Rio Grande do Sul em 2017. **ClicRBS:** jornal eletrônico. Disponível em: <<http://wp.clicrbs.com.br/acertodecontas/2017/01/24/aumento-da-energia-eletrica-pode-superar-25-no-rio-grande-do-sul-em-2017/?topo=52,1,1,,171,e171>> Acesso em: 01 mar. 2017.

INMETRO. **Tabela de eficiência energética - Sistema de energia fotovoltaica – módulos – edição 01/2016.** 2016. Disponível em: <[http://www.inmetro.gov.br/consumidor/pbe/tabela\\_fotovoltaico\\_modulo.pdf](http://www.inmetro.gov.br/consumidor/pbe/tabela_fotovoltaico_modulo.pdf)> Acesso em: 12 jan 2017.

INSTITUTO BRASILEIRO DE PESQUISAS ESPACIAIS. **Atlas Brasileiro de Energia Solar.** São José dos Campos,SP,Brasil,2006.

LEVA,F.F.;SALERNO,C.H. Modelo de um projeto de um sistema fotovoltaico. Uberlândia, MG, 2004. Disponível em: <<http://www.proceedings.scielo.br/pdf/agrener/n5v2/084.pdf>>. Acesso em 23 de jan. 2017.

PRATES.W. Qual a diferença entre payback simples e descontado. Disponível em: <<http://www.wrprates.com/qual-e-a-diferenca-entre-payback-simples-e-descontado/>>. Acesso em: 23 jan. 2017.

PORTAL SOLAR. Energia Fotovoltaica. Disponível em: <<http://www.portalsolar.com.br/energia-fotovoltaica.html>> Acesso em 20 dez. 2016.

REIS,V.V; VALVERDE, A.R; MENDONÇA, R.R.S.DE. Viabilidade econômica de um projeto de micro geração fotovoltaica residencial no ambiente de compensação de energia elétrica. In: Convibra 2015. **Anais...** Disponível em: <[http://www.convibra.com.br/upload/paper/2015/33/2015\\_33\\_11743.pdf](http://www.convibra.com.br/upload/paper/2015/33/2015_33_11743.pdf)>. Acesso em: 15 dez. 2016.

SANTOS,I.P.DOS. **Building-Integrated Photovoltaics (BIPV) para Arquitetos e Engenheiros Civis.** Santa Maria, 2014.

SANTOS, I.P.DOS. **Desenvolvimento de ferramenta de apoio à decisão em projetos de integração solar fotovoltaica à arquitetura.** 2013. Tese (Doutorado em Engenharia Civil) - Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, SC, 2013.

SISTEMAS DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA E SEUS COMPONENTES. In: NEOSOLAR. São Paulo, 2016. Disponível em: <<http://www.neosolar.com.br/aprenda/saiba-mais/sistemas-de-energia-solar-fotovoltaica-e-seus-componentes>>. Acesso em: 16 dez. 2016.

UNIVERSIDADE TÉCNICA DE LISBOA. **Energia Solar**. Lisboa, 2004. Disponível em: <<http://web.ist.utl.pt/palmira/solar.html>>. Acesso em: 13 dez. 2016.