

**UNIVERSIDADE DO ESTADO DO AMAZONAS  
ESCOLA SUPERIOR DE TECNOLOGIA**

**RUBSON DA SILVA MARQUES**

**ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÔMICA PARA A INSTALAÇÃO DE  
UM SISTEMA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA CONECTADO À REDE EM  
ESCOLA MUNICIPAL DE MANACAPURU**

**MANAUS**

**2019**

**RUBSON DA SILVA MARQUES**

**ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÔMICA PARA A INSTALAÇÃO DE  
UM SISTEMA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA CONECTADO À REDE EM  
ESCOLA MUNICIPAL DE MANACAPURU**

Projeto de Pesquisa desenvolvido durante a disciplina de Trabalho de Conclusão de Curso II e apresentada à banca avaliadora do Curso de Engenharia Elétrica da Escola Superior de Tecnologia da Universidade do Estado do Amazonas, como pré-requisito para obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Walter Prado de Souza Guimarães, Dr.

**MANAUS**

**2019**

**Universidade do Estado do Amazonas – UEA**  
**Escola Superior de Tecnologia - EST**

*Reitor:*

***Cleinaldo de Almeida Costa***

*Vice-Reitor:*

***Cleto Cavalcante de Souza Leal***

*Diretor da Escola Superior de Tecnologia:*

***Ingrid Sammyne Gadelha Figueiredo***

*Coordenador do Curso de Engenharia Elétrica:*

***Walfredo da Costa Lucena Filho***

*Banca Avaliadora composta por:*

*Data da defesa: <19/12/2019>.*

***Prof. Walter Prado de Souza Guimarães, Dr. (Orientador)***

***Prof. Weverson dos Santo Cirino, Msc.***

***Prof. Jozias Parente De Oliveira, Dr.***

## **CIP – Catalogação na Publicação**

Marques, Rubson da Silva

Análise de viabilidade técnico-econômica para instalação de um sistema de energia solar fotovoltaica conectado à rede em escola municipal de Manacapuru. / Rubson da Silva Marques; [orientado por] Walter Prado de Souza Guimarães – Manaus: 2019.

87p.: il.

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica). Universidade do Estado do Amazonas, 2019.

1. Energia Solar Fotovoltaica. 2. Geração Distribuída. 3. Análise Econômica. I. Prado de Souza Guimarães, Walter.

RUBSON DA SILVA MARQUES

ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÔMICA PARA A INSTALAÇÃO DE UM  
SISTEMA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA CONECTADO À REDE EM  
ESCOLA MUNICIPAL DE MANACAPURU

Pesquisa desenvolvida durante a disciplina de Trabalho de Conclusão de Curso II e apresentada à banca avaliadora do Curso de Engenharia Elétrica da Escola Superior de Tecnologia da Universidade do Estado do Amazonas, como pré-requisito para a obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Nota obtida: \_\_\_\_\_ (\_\_\_\_\_)

Aprovada em \_\_\_\_/\_\_\_\_/\_\_\_\_.

Área de concentração: Energia Solar Fotovoltaica

BANCA EXAMINADORA

\_\_\_\_\_  
Orientador: Prof. Walter Prado de Souza Guimarães, Dr.

\_\_\_\_\_  
Avaliador: Prof. Weverson dos Santos Cirino, Msc.

\_\_\_\_\_  
Avaliador: Prof. Jozias Parente De Oliveira, Dr

Manaus 2019

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço em primeiro lugar a Deus por sempre me conceder forças para continuar lutando e vencendo as lutas diárias.

A minha tia Iraça e sua família pelo apoio no início da graduação.

A toda minha família, em especial a meus pais que sempre me concederam apoio e incentivo.

Ao meu Orientador Walter Guimarães por ter aceito o convite para orientação.

E a todos que direta ou indiretamente contribuíram para minha formação.

Obrigado!

## RESUMO

O presente trabalho busca verificar se há viabilidade técnica e econômica para a instalação de um sistema de energia solar fotovoltaica conectado à rede em uma escola municipal de Manacapuru, Am. O investimento em geração distribuída tem sido bastante difundido nos últimos anos e tornou-se uma excelente forma de reduzir o valor da conta de energia, principalmente depois que a ANEEL possibilitou a adesão ao sistema de compensação energética. Esta pesquisa mostra três casos de investimento, o primeiro busca atender 50% do consumo energético da escola, o segundo 75% e o terceiro 100%, descontado em todos os casos a taxa mínima de disponibilidade. A implementação realizada é dividida em duas partes: Técnica e Econômica. Na parte técnica, busca-se verificar as melhores condições de instalação, os pontos de sombreamento, condições elétricas etc. Na parte econômica, busca-se por meio dos indicadores econômicos escolhidos atestar ou não a viabilidade dos projetos para cada caso. Como ocorre na maioria dos projetos fotovoltaicos, os casos estudados apresentaram excelente tempo de retorno do investimento (*Payback*) e Taxa Interna de Retorno (TIR). Portanto, mostra-se que os sistemas fotovoltaicos ainda são uma excelente forma de investimento.

Palavras-chave: Energia solar fotovoltaica, viabilidade econômica, geração distribuída.

## **ABSTRACT**

The present work seeks to verify if there is technical and economic feasibility for the installation of a grid connected photovoltaic solar energy system in a municipal school in Manacapuru, Am. The investment in distributed energy has been widespread in recent years and has become an excellent way to reduce the value of the energy bill, especially after ANEEL made it possible to join the energy compensation system. This research shows three cases of investment, the first seeks to meet 50% of the school's energy consumption, the second 75% and the third 100%, discounted in all cases the minimum availability rate. The implementation is divided into two parts: technical part and economic part. The technical part seeks to verify the best installation conditions, shading points, electrical conditions, etc. In the economic part, it is sought through the economic indicators chosen to certify or not the viability of the projects for each case. As is the case with most photovoltaic projects, the cases studied presented excellent payback time and Internal Rate of Return (IRR). Therefore, it is shown that photovoltaic systems are still an excellent form of investment.

Keywords: Photovoltaic solar energy, economic viability, distributed generation.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Efeito fotovoltaico.....	20
Figura 2 - Módulo Monocristalino .....	22
Figura 3 - Módulo Policristalino .....	23
Figura 4 - Módulo de Filme Fino.....	24
Figura 5 - Requisitos de proteção .....	26
Figura 6 - Inversor Grid-Tie .....	27
Figura 7 - Irradiação no plano inclinado .....	28
Figura 8 - Diagrama representativo do sistema On-Grid .....	29
Figura 9 - Fluxo de energia em um sistema conectado à rede.....	30
Figura 10 - Fluxograma de Atividades.....	32
Figura 11 - Irradiação Solar - Coordenada Geográfica .....	35
Figura 12 - Índices de irradiação solar em Manacapuru .....	36
Figura 13 - Gráfico dos índices de irradiação solar em Manacapuru .....	36
Figura 14 - Mapa situação da escola .....	37
Figura 15 - Posição da escola .....	38
Figura 16 - Sombreamento no Inverno.....	39
Figura 17 - Sombreamento em dezembro.....	39
Figura 18 - Movimento do sol.....	40
Figura 19 - Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede .....	41
Figura 20 - Gráfico de consumo de energia elétrica.....	43
Figura 21 - Previsão de geração .....	46
Figura 22 - Previsão de geração .....	47
Figura 23 - Previsão de geração .....	48
Figura 24 - Diagrama Unifilar – Entrada.....	58
Figura 25 - Transformador 45 kVA.....	58
Figura 26 - Padrão de entrada .....	58
Figura 27 - Distâncias considerada .....	59
Figura 28 - String box CA.....	67
Figura 29 - String box DC.....	67
Figura 30 - Área propícia à instalação dos módulos .....	72
Figura 31 - Fluxo de caixa (caso 1) .....	74
Figura 32 - Energia Solar x Poupança (caso 1).....	74
Figura 33 - Fluxo de caixa (caso 2) .....	76
Figura 34 - Energia solar x Poupança (caso 2) .....	76
Figura 35 - Fluxo de caixa (caso 3) .....	78
Figura 36 - Energia solar x Poupança (caso 3) .....	78

## LISTA DE TABELA

Tabela 1 - Passos para solicitação de acesso .....	18
Tabela 2 - Maiores Fabricantes de Painéis Fotovoltaicos .....	21
Tabela 3 - Valores típicos.....	22
Tabela 4 - Vantagens .....	23
Tabela 5 - Desvantagens .....	24
Tabela 6 - Valores típicos.....	24
Tabela 7 - Aspectos técnicos para análise de viabilidade técnica de um SFCR .....	33
Tabela 8 - Formas de Instalações de sistemas fotovoltaicos .....	41
Tabela 9 - Consumo de energia elétrica .....	42
Tabela 10 - Informações do módulo.....	44
Tabela 11 - Dimensionamento do gerador (Caso 1) .....	45
Tabela 12 – Perdas (Todos os casos).....	46
Tabela 13 - Dimensionamento do gerador (caso 2) .....	47
Tabela 14 - Dimensionamento de gerador (caso 3) .....	48
Tabela 15 - Inversor (Caso 1).....	50
Tabela 16 - Inversor (Caso 2).....	52
Tabela 17 - Inversor (Caso 3).....	54
Tabela 18 - Seção dos condutores (caso 1).....	63
Tabela 19 - Seção dos condutores (caso 2).....	63
Tabela 20 - Seção dos condutores (caso 3).....	63
Tabela 21 - Proteção (caso 1) .....	64
Tabela 22 - Proteção (caso 2).....	64
Tabela 23 - Proteção (caso 3).....	64
Tabela 24 - Custos dos equipamentos.....	67
Tabela 25 - Custo total do projeto .....	67
Tabela 26 - Taxas e índices .....	68
Tabela 27 - Custos dos equipamentos.....	68
Tabela 28 - Custo total do projeto .....	68
Tabela 29 - Taxas e Índices .....	69
Tabela 30 - Custo dos equipamentos.....	69
Tabela 31 - Custo total do projeto .....	69
Tabela 32 - Taxas e índices .....	70
Tabela 33 - Resultados (caso 1) .....	73
Tabela 34 - Resultados (caso 2) .....	75
Tabela 35 - Resultados (caso 3) .....	77

## SUMÁRIO

<b>INTRODUÇÃO</b> .....	<b>12</b>
<b>1. REFERENCIAL TEÓRICO</b> .....	<b>14</b>
1.1. CLASSIFICAÇÃO DOS CONSUMIDORES E MODALIDADES TARIFÁRIAS..	14
1.2. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA .....	17
<b>1.2.1. Micro e Minigeração Distribuída</b> .....	<b>17</b>
<b>1.2.2. Resoluções Normativas 482/12 e 687/15</b> .....	<b>17</b>
1.3. ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA E COMPONENTES DO SISTEMA.....	20
<b>1.3.1. Efeito Fotovoltaico</b> .....	<b>20</b>
<b>1.3.2. Módulo ou Painel Fotovoltaico</b> .....	<b>21</b>
1.3.2.1. Painel Solar Monocristalino .....	22
1.3.2.2. Painel Solar Policristalino .....	23
1.3.2.3. Painel Solar de Filme Fino .....	24
<b>1.3.3. Inversores</b> .....	<b>25</b>
1.4. POTENCIAL SOLAR DO BRASIL .....	27
1.5. SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE .....	29
<b>2. METODOLOGIA</b> .....	<b>31</b>
<b>3. IMPLEMENTAÇÃO REALIZADA</b> .....	<b>33</b>
3.1. PARTE TÉCNICA .....	33
<b>3.1.1. Etapas preliminares de projeto</b> .....	<b>35</b>
3.1.1.1. Avaliação do recurso solar .....	35
3.1.1.2. Localização da escola e posição do gerador.....	37
3.1.1.3. Escolha da configuração .....	40
3.1.1.4. Levantamento de carga e do consumo de energia elétrica .....	42
<b>3.1.2. Projeto do sistema fotovoltaico conectado à rede</b> .....	<b>43</b>
3.1.2.1. Dimensionamento do gerador .....	44
3.1.2.2. Dimensionamento do inversor .....	49
<b>3.1.3. Projeto elétrico</b> .....	<b>56</b>
3.1.3.1. Considerações iniciais.....	56
3.1.3.2. Dimensionamento dos condutores e proteção .....	59
3.1.3.3. Diagrama Unifilar.....	64
3.2. PARTE ECONÔMICA.....	65
<b>3.2.1. Valor Presente Líquido - VPL</b> .....	<b>65</b>
<b>3.2.2. Taxa Interna de Retorno – TIR</b> .....	<b>65</b>

<b>3.2.3. Payback Descontado.....</b>	<b>66</b>
<b>3.2.4. Custos .....</b>	<b>67</b>
<b>3.2.5. Demonstrativo energético e financeiro .....</b>	<b>70</b>
<b>4. RESULTADOS OBTIDOS .....</b>	<b>71</b>
4.1. PARTE TÉCNICA .....	71
4.2. PARTE ECONÔMICA.....	73
<b>CONCLUSÃO .....</b>	<b>79</b>
<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>80</b>
<b>APÊNDICE A – CASO 1 .....</b>	<b>82</b>
<b>APÊNDICE B – CASO 2.....</b>	<b>83</b>
<b>APÊNDICE C – CASO 3.....</b>	<b>84</b>
<b>ANEXO A – DIAGRAMA UNIFILAR (CASO 1).....</b>	<b>85</b>
<b>ANEXO B - DIAGRAMA UNIFILAR (CASO 2).....</b>	<b>86</b>
<b>ANEXO C - DIAGRAMA UNIFILAR (CASO 3).....</b>	<b>87</b>
<b>ANEXO D – FOLHA DE DADOS MÓDULO CANADIAN .....</b>	<b>88</b>

## INTRODUÇÃO

A substituição de combustíveis fósseis por fontes de energia renovável na geração de energia elétrica tornou-se essencial num mundo que produziu em 2018, segundo a (GLOBAL CARBON PROJECT, 2018), o equivalente a 37 bilhões de toneladas de CO<sub>2</sub>. Isso significa um aumento de 2,7% em relação a 2017.

Somando-se a isso o aumento inflacionário da energia elétrica no Brasil nos últimos anos, os estudos quanto a viabilidade da implementação de geradores de energia elétrica a partir de painéis fotovoltaicos em residências, estabelecimentos comerciais, industriais e públicos têm crescido de forma acelerada.

(SANTOS, 2018) ao abordar estudo realizado pelo Instituto Ilumina, mostra que o reajuste da tarifa média residencial foi 50% maior que o Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) entre 1995 e 2017. No caso das pequenas indústrias esse impacto foi ainda maior, 130% acima da inflação.

Diante deste cenário a energia solar fotovoltaica vem se mostrando uma excelente alternativa às fontes não renováveis — em 2016 houve um crescimento de 407% em relação ao ano anterior segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) — além de ser uma excelente forma de reduzir os custos com energia elétrica devido os incentivos propostos pela Resolução Normativa (REN 482, 2012) que estabelece as condições gerais para acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica e ao sistema de compensação energética.

Segundo os levantamentos da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR, 2019), a fonte solar fotovoltaica, baseada na conversão direta da radiação solar em energia elétrica de forma renovável, limpa, sustentável e cada vez mais competitiva, atingiu um total de 2.056 MW de potência instalada operacional, o equivalente a 1,2% da matriz elétrica do País. Com isso, passa a ocupar a posição de 7<sup>a</sup> maior fonte do Brasil, ultrapassando a nuclear, com 1.990 MW (1,2%) provenientes das usinas de Angra I e Angra II, localizadas no Rio de Janeiro.

Dessa forma esta pesquisa buscou verificar se é técnica e economicamente viável a implementação de um gerador de energia solar fotovoltaica conectado à rede

em uma escola municipal de Manacapuru com o objetivo de reduzir o valor da fatura de energia elétrica.

Para isso fez-se visita a referida escola a fim de verificar se as condições tanto elétricas quanto estruturais são capazes de suportar a instalação do sistema fotovoltaico. Além disso, conhecer os pontos de sombreamento existentes são cruciais para que o projeto seja realizado com o melhor aproveitamento possível.

Para a análise econômica foram utilizados os indicadores econômicos Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e *Payback* Descontado. As taxas, índices e demais informações financeiras são valores reais de mercado.

O trabalho é dividido em quatro capítulos; o capítulo 1 (Referencial Teórico): tem a finalidade de fornecer o embasamento teórico necessário ao desenvolvimento deste trabalho; o capítulo 2 (Metodologia): descreve os passos necessários à elaboração da pesquisa; o capítulo 3 (Implementação realizada) demonstra as etapas de projeto técnico e análise econômica; o capítulo 4 demonstra os resultados obtidos por meio da implementação realizada.

A utilização de fontes renováveis na geração de energia elétrica em órgãos públicos e a possibilidade de significativa redução dos custos com energia elétrica são as principais razões para a implementação dessa pesquisa. Com a redução de despesas com energia elétrica nas escolas, seria possível investir o dinheiro economizado na melhoria educacional dos alunos. Além disso, existem diversos Projetos de Lei para que os órgãos públicos implementem obrigatoriamente políticas para o aumento da eficiência energética, dos quais destaca-se a utilização da energia solar fotovoltaica.

## 1. REFERENCIAL TEÓRICO

Tendo em vista a proposta de uma análise de viabilidade técnico-econômica para a instalação de um sistema de energia solar fotovoltaica conectado à rede, torna-se necessário conhecer o efeito fotovoltaico que converte a energia solar em energia elétrica; as células fotovoltaicas que, associadas em série e/ou paralelo, formam os módulos fotovoltaicos; o inversor central e o microinversor responsáveis pela conversão da corrente elétrica contínua oriunda dos painéis em corrente alternada; o sistema de energia solar fotovoltaica conectado à rede (SFCR) e as resoluções normativas que abordem a geração distribuída no Brasil.

(COSTA, 2015) mostra que um sistema de geração fotovoltaica demanda várias condições técnicas para ter um bom desempenho. Portanto, é importante conhecer o tipo e a posição da instalação, o recurso solar, os equipamentos a serem utilizados e quaisquer outros fatores que influenciem no desempenho do sistema.

Para a análise econômica torna-se necessário conhecer os principais indicadores econômicos que possam ou não atestar a viabilidade do projeto. O Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e o *Payback Descontado* são os indicadores mais utilizados em análise econômica.

Este capítulo apresenta o embasamento teórico necessário à execução desta pesquisa.

### 1.1. CLASSIFICAÇÃO DOS CONSUMIDORES E MODALIDADES TARIFÁRIAS

A (ANEEL, 2015b) classifica as tarifas aplicáveis às componentes de consumo de energia elétrica e demanda de potência ativas, de acordo com as seguintes modalidades tarifárias:

**Azul:** aplicada às unidades consumidoras do grupo A, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia;

**Verde:** modalidade tarifária horária verde: aplicada às unidades consumidoras do grupo A, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia, assim como de uma única tarifa de

demanda de potência;

**Convencional Binômia:** aplicada às unidades consumidoras do grupo A caracterizada por tarifas de consumo de energia elétrica e demanda de potência, independentemente das horas de utilização do dia. Esta modalidade será extinta a partir da revisão tarifária da distribuidora;

**Convencional Monômia:** aplicada às unidades consumidoras do grupo B, caracterizada por tarifas de consumo de energia elétrica, independentemente das horas de utilização do dia; e

**Branca:** aplicada às unidades consumidoras do grupo B, exceto para o subgrupo B4 e para as subclasses Baixa Renda do subgrupo B1, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia.

#### CLASSIFICAÇÃO DOS CONSUMIDORES DE ACORDO COM OS GRUPOS

Conforme o (PROCEL, 2011), no Brasil, as unidades consumidoras são classificadas em dois grupos tarifários: Grupo A, que tem tarifa binômia e Grupo B, que tem tarifa monômia. O agrupamento é definido, principalmente, em função do nível de tensão em que são atendidos e, como consequência, em função da demanda (kW).

No Grupo B (baixa tensão) estão as unidades consumidoras atendidas com tensão abaixo de 2300 volts. De modo geral, estão nesta classe as residências, lojas, agências bancárias, pequenas oficinas, edifícios residenciais, grande parte dos edifícios comerciais e a maioria dos prédios públicos federais, uma vez que, na sua maioria são atendidos nas tensões de 127 ou 220 volts.

O Grupo B é dividido em sub-grupos, de acordo com a atividade do consumidor, conforme apresentados a seguir:

- Subgrupo B1 – residencial e residencial baixa renda;
- Subgrupo B2 – rural e cooperativa de eletrificação rural;
- Subgrupo B3 – demais classes;
- Subgrupo B4 – iluminação pública.

No grupo A estão os consumidores atendidos em alta tensão, maior que 2300 volts. São exemplos de unidades consumidoras do Grupo A as indústrias, shopping centers e alguns edifícios comerciais. Esse grupo é subdividido de acordo com a tensão de atendimento, como mostrado a seguir.

- Subgrupo A1 para o nível de tensão de 230 kV ou mais;
- Subgrupo A2 para o nível de tensão de 88 a 138 kV;
- Subgrupo A3 para o nível de tensão de 69 kV;
- Subgrupo A3a para o nível de tensão de 30 a 44 kV; Subgrupo A4 para o nível de tensão de 2,3 a 25 kV;
- Subgrupo AS para sistema subterrâneo.

Os poucos prédios públicos classificados no Grupo A, em geral estão no Sub-GrupoA4.

#### CLASSIFICAÇÃO DE ACORDO COM AS CLASSES

A Resolução Normativa 414/10 (ANEEL, 2010) estabelece que para fins de aplicação tarifária, as unidades consumidoras devem ser classificadas de acordo com a atividade comprovadamente exercida, a finalidade de utilização da energia elétrica e o atendimento aos critérios para enquadramento previstos na legislação, em uma das seguintes classes tarifárias:

- Residencial;
- Industrial;
- Comércio, serviços e outras atividades;
- Rural;
- Poder público;
- Iluminação pública;
- Serviço público; e
- Consumo próprio.

As classes tarifárias acima são divididas ainda em subclasses que descrevem as atividades exercidas pelos entes mencionados.

## 1.2. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

### 1.2.1. Micro e Minigeração Distribuída

Conforme (ANEEL, 2018), os incentivos à geração distribuída são benéficos ao sistema elétrico, pois, além de adiar os investimentos em expansão dos sistemas de transmissão e distribuição, reduzir o carregamento das redes e minimizar as perdas, proporcionam a diversificação da matriz energética e o incentivo a utilização de fontes de energia renovável.

O consumidor pode instalar um sistema de geração distribuída e aderir ao sistema de compensação de energia elétrica. A energia poderá ser autoconsumida ou, caso a geração exceda o consumo, poderá ser injetada à rede da concessionária. Com base na diferença entre a energia consumida e a injetada na rede será feito o faturamento de energia ao final do mês, observada a taxa mínima de disponibilidade.

Os sistemas de micro e minigeração distribuída são regulamentados pela Resolução Normativa 482/2012 da ANEEL. A energia solar fotovoltaica, enquadrada como micro e minigeração distribuída, vem tendo destaque entre as fontes de energia renovável.

### 1.2.2. Resoluções Normativas 482/12 e 687/15

A Resolução Normativa 482/2012 da ANEEL foi um avanço significativo para a geração distribuída no Brasil, principalmente após as mudanças feitas pela Resolução Normativa 687/2015 (ANEEL, 2015).

Ela estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica e ao sistema de compensação energética. Além disso, torna-se um incentivo a diversificação da matriz elétrica brasileira e a utilização de fontes renováveis.

Dentre as alterações proporcionadas pela Resolução Normativa 687/2015, destacam-se a redução da potência permitida para microgeração, vai de 100 kW para 75 kW; o aumento da potência para minigeração, era de 100 kW a 1 MW e agora passar a ser de 75 kW a 5 MW; o prazo para utilização dos créditos energéticos, vai de 36 para 60 meses e a redução do prazo para aprovação do sistema fotovoltaico

junto à concessionária, vai de 82 para 34 dias.

### Sistema de Compensação de Energia Elétrica

Com a REN 482/2012 "o consumidor brasileiro pode gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada e inclusive fornecer o excedente para a rede de distribuição de sua localidade" (ANEEL, 2019).

Podem aderir ao sistema de compensação de energia elétrica os consumidores responsáveis por unidades com microgeração ou minigeração distribuída, integrante de empreendimento de múltiplas unidades consumidoras, unidades caracterizadas como geração compartilhada e caracterizadas como autoconsumo remoto.

A tabela 1 apresenta os passos necessários para a solicitação de acesso ao sistema de distribuição de energia e ao sistema de compensação energética por meio da Amazonas Energia – AmE.

*Tabela 1 - Passos para solicitação de acesso*  
Fonte: (AmE, 2019)

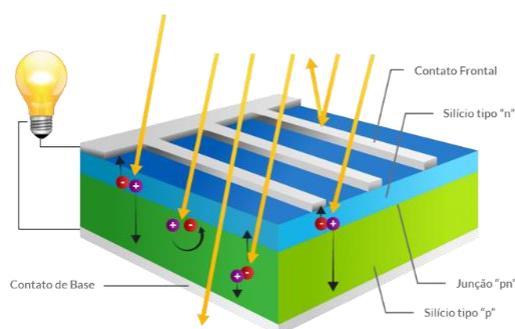
Etapa	Ação	Responsável	Prazo
1. Solicitação de acesso	1.a. Formalização da solicitação de acesso, com o encaminhamento de documentação, dados e informações pertinentes, bem como estudos realizados.	ACESSANTE	-
	1.b. Recebimento da solicitação de acesso.	Distribuidora: Gerência de Medição de Grandes Clientes	-
	1.c. Notificação de pendências, caso existam.	Distribuidora: Gerência de Medição de Grandes Clientes	No ato do recebimento
	1.d. Solução de pendências relativas às informações solicitadas.	ACESSANTE	-

Etapa	Ação	Responsável	Prazo
2. Parecer de acesso	2.a. Emissão de parecer com a definição das condições de acesso.	Distribuidora: Gerência de Planejamento e Estudos da Expansão	Até 15 dias após a ação 1.b ou 1.d, se não houver necessidade de execução de obras de reforço ou de ampliação do sistema de distribuição.
			Até 30 dias quando houver necessidade de execução de obras de melhoria ou reforço no sistema de distribuição, após a ação 1.a ou 1.d.
3. Implantação da conexão	3.a. Solicitação de vistoria	ACESSANTE	Até 120 dias após a ação 2.a.
	3.b. Realização de vistoria	Distribuidora: Gerência de Engenharia da Medição	Até 7 dias após a ação 4.a.
	3.c. Emissão do Relatório de vistoria	Distribuidora: Gerência de Engenharia da Mediação	Até 5 dias após a ação 3.b.
4. Aprovação do ponto de conexão	4.a. Adequação das condicionantes do Relatório de Vistoria.	ACESSANTE	Definido pelo ACESSANTE Após a eliminação de pendências técnicas, o ACESSANTE deve solicitar nova vistoria (voltar à ação 4.a).
	4.b. Aprovação do ponto de conexão, liberando-o para conexão.	Distribuidora: Gerência de Engenharia de Medição	Até 7 dias após a ação 3.b, desde que não haja pendências.
5. Relacionamento Operacional	5.a. Apresentação do Relacionamento Operacional.	Distribuidora: Gerência de Medição de Grandes Clientes	Até a conclusão do Item 2.a.

### 1.3. ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA E COMPONENTES DO SISTEMA

#### 1.3.1. Efeito Fotovoltaico

Figura 1 - Efeito fotovoltaico  
Fonte: (NASCIMENTO, 2004)



O efeito fotovoltaico observado por Edmond Becquerel em 1839 foi o passo precursor para o desenvolvimento das células fotovoltaicas. Conforme (NASCIMENTO, 2004), Edmond observou que uma estrutura semicondutora, quando em incidência com a luz, gera uma diferença de potencial em suas extremidades (figura 1). A conversão da energia solar em energia elétrica ocorre por este efeito.

Para (PINHO e GALDINO, 2014) a energia solar fotovoltaica é a energia obtida através da conversão direta da luz em eletricidade (Efeito Fotovoltaico), sendo a célula fotovoltaica, um dispositivo fabricado com material semicondutor, a unidade fundamental desse processo de conversão.

(PINHO e GALDINO, 2014), divide as tecnologias empregadas na produção de células e módulos fotovoltaicos em três gerações.

Amplamente utilizada no mercado, a primeira geração é composta por duas cadeias produtivas: silício monocristalino (m-Si) e silício policristalino (p-Si), considerada tecnologia consolidada e confiável, possuem a melhor eficiência comercialmente disponível.

Competindo com a tecnologia c-Si (m-Si e p-Si), a segunda geração, também conhecida como filmes finos, divide-se em três cadeias produtivas: silício amorfo (a-

Si), disseleneto de cobre e índio (CIS) ou disseleneto de cobre, índio e gálio (CIGS) e telureto de cádmio (CdTe). Apresenta menor eficiência do que a primeira.

A terceira geração, ainda em processo de pesquisa e desenvolvimento e produção em pequenas escalas, é dividida em três cadeias produtivas: célula fotovoltaica multijunção e célula fotovoltaica para concentração (CPV - Concentred Photovoltaics), células sensibilizadas por corante (DSSC - Dye-Sensitized Solar Cell) e células orgânicas ou poliméricas (OPV - Organic Photovoltaics).

### 1.3.2. Módulo ou Painel Fotovoltaico

(PINHO e GALDINO, 2014) define que os módulos fotovoltaicos são formados por células fotovoltaicas conectadas em arranjos para produzir tensão e corrente suficientes para a utilização prática da energia, ao mesmo tempo em que promove a proteção das células.

Os módulos fotovoltaicos podem ser associados em série ou paralelo para atender as especificações de tensão e corrente do inversor utilizado.

A Bloomberg NEF, empresa de notícias e informações, compila periodicamente a lista Tier 1, que divulga os maiores fabricantes de módulos fotovoltaicos do mundo, a partir de milhares de projetos financiados e que envolvem o uso de módulos fotovoltaicos (DUSOL, 2019).

A tabela 2 apresenta os 10 maiores fabricantes de módulos fotovoltaicos até junho de 2019.

*Tabela 2 - Maiores Fabricantes de Painéis Fotovoltaicos*  
Fonte: (DUSOL,2019)

Posição	Fabricante
1º	JinkoSolar
2º	Canadian Solar
3º	Risen Energy
4º	JA Solar
5º	Q-CELLS
6º	Trina Solar
7º	LONGI Solar
8º	GCL Systems
9º	Telesun
10º	Seraphim

### 1.3.2.1. Painel Solar Monocristalino

*Figura 2 - Módulo Monocristalino*  
Fonte: (Portal Solar, 2019)



Os módulos com a tecnologia monocristalina possui a eficiência mais alta, além disso é a tecnologia mais antiga empregada na produção de módulos (PORTAL SOLAR, 2019). Os painéis solares de silício monocristalino (mono-Si) são facilmente reconhecíveis olhando de perto. Possuem uma cor uniforme, indicando silício de alta pureza e cantos tipicamente arredondados, conforme a figura 2.

A sua fabricação tem como base um único cristal de silício ultrapuro, (lingotes de silício de forma cilíndrica), este é fatiado como um "salame" fazendo assim, lâminas de silício individuais, que são então tratadas e transformadas em células fotovoltaicas. Cada célula fotovoltaica circular tem seus "4 lados" cortados fora para otimizar o espaço disponível no painel solar monocristalino e aproveitar melhor a área do painel. O painel solar é composto por uma matriz de células fotovoltaicas em formações de série e paralelo. A tabela 3 mostra as especificações típicas desses painéis.

*Tabela 3 - Valores típicos*  
Fonte: (Portal Solar, 2019)

<b>Eficiência Média:</b>	15 – 22%
<b>Técnica:</b>	Czochralski
<b>Forma:</b>	Arredondada
<b>Tamanho padrão das células:</b>	10x10 cm; 12,5x12,5 cm; 15x15 cm
<b>Cor:</b>	azul escuro ou quase preto (com antirreflexo), cinza ou azul acinzentado (sem antirreflexo)

### 1.3.2.2. Painel Solar Policristalino

*Figura 3 - Módulo Policristalino*  
Fonte: (Portal Solar, 2019)



Também conhecidos como polisilício (p-Si) e silício multi-cristalino (mc-Si), foram introduzidos no mercado em 1981. Tanto o mono quanto o poli cristalino são feitos de silício, a principal diferença entre as tecnologias é o método utilizado na fundição dos cristais. No policristalino, os cristais de silício são fundidos em um bloco, desta forma preservando a formação de múltiplos cristais (daí o nome poli cristalino). Quando este bloco é cortado e fatiado, é possível observar esta formação múltipla de cristais.

Uma vez fundido, eles são serrados em blocos quadrados e, em seguida, fatiados em células assim como no monocristalino, mas é um pouco mais fácil de produzir. Eles são semelhantes aos de um único cristal (monocristalino) tanto no desempenho como na degradação, exceto que as células são ligeiramente menos eficientes.

As tabelas 4 e 5 apresentam as principais vantagens e desvantagens dos módulos fotovoltaicos policristalinos.

*Tabela 4 - Vantagens*  
Fonte: (Portal Solar, 2019)

<b>VANTAGENS DO PAINEL SOLAR POLICRISTALINO</b>	A quantidade de silício residual gerado durante o processo de corte das células fotovoltaicas é menor em comparação com monocristalino;
	Painéis policristalinos tendem a ser um pouco mais baratos que os painéis solares monocristalinos;
	A vida útil dos painéis policristalinos é maior que 30 anos e eles vem com garantia de 25 anos.

*Tabela 5 - Desvantagens*  
 Fonte: (Portal Solar, 2019)

<b>DESVANTAGENS DO PAINEL SOLAR POLICRISTALINO</b>	A eficiência de painéis solares policristalinos é tipicamente entre 14 e 20%;
	Menos Watts por hora por m <sup>2</sup> .

A tabela 6 mostra os valores típicos dos módulos policristalinos.

*Tabela 6 - Valores típicos*  
 Fonte: (Portal Solar, 2019)

<b>Eficiência Média:</b>	14 – 20%
<b>Técnica:</b>	Fundição de polisilício, Aquecimento em Forma.
<b>Forma:</b>	Quadrada
<b>Tamanho padrão das células:</b>	10x10 cm; 12,5x12,5 cm; 15x15 cm
<b>Cor:</b>	azul (com antirreflexo), cinza prateado (sem antirreflexo).

### 1.3.2.3. Painel Solar de Filme Fino

*Figura 4 - Módulo de Filme Fino*  
 Fonte: (Portal Solar, 2019)



Esses painéis são fabricados por meio do depósito de uma ou várias camadas finas de material fotovoltaico sobre um substrato. Eles também são conhecidos como células fotovoltaicas de película fina (TFPV). Os diferentes tipos painéis solares de filme fino podem ser categorizados por material fotovoltaico que é depositado sobre o substrato (PORTAL SOLAR, 2019):

- Silício amorfo (a-Si)

- Telureto de cádmio (CdTe)
- Cobre, índio e gálio seleneto (CIS / CIGS)
- Células solares fotovoltaicas orgânicas (OPV)

Os painéis de filme fino possuem eficiências médias entre 7-13%. Algumas tecnologias de painel de filme fino já estão chegando nos 16%, sendo similares a eficiência dos painéis Policristalinos. Em 2015, os painéis fotovoltaicos que utilizam a tecnologia de filme fino representam aproximadamente 20% do mercado mundial de painéis solares fotovoltaicos. Sendo a maioria de silício cristalino.

### **1.3.3. Inversores**

De modo geral um inversor é um dispositivo eletrônico que fornece energia elétrica em corrente alternada (c.a.) a partir de uma fonte de energia elétrica em corrente contínua (c.c.). A energia c.c. pode ser proveniente, por exemplo, de baterias, células a combustível ou módulos fotovoltaicos. A tensão c.a. de saída deve ter amplitude, frequência e conteúdo harmônico adequados às cargas a serem alimentadas. Adicionalmente, no caso de sistemas conectados à rede elétrica a tensão de saída do inversor deve ser sincronizada com a tensão da rede (PINHO e GALDINO, 2014).

Os inversores são classificados em inversor central e microinversor. Os inversores mais utilizados em projetos fotovoltaicos são os inversores centrais, pois possuem maior capacidade de potência. Os Microinversores vêm ganhando bastante destaque no mercado devido a redução dos custos para instalação, são bastante utilizados em projetos de baixa potência.

Hoje a maioria dos inversores possuem capacidade de comunicação com o usuário por meio de rede sem fio de modo que seja possível monitorar e obter relatórios sobre a produção de energia e condições de funcionamento.

Esses inversores possuem controladores que maximizam a potência de saída do módulo fotovoltaico através de algoritmos que servem para rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT). A potência máxima de saída do painel fotovoltaico é dependente das condições de funcionamento, e varia de momento a momento, devido à temperatura, sombreamento, cobertura de nuvens, e hora do dia. Rastrear e ajustar

para este ponto de máxima potência é um processo contínuo (MIRANDA, 2014).

A AmE (Amazonas Energia) estabelece os requisitos mínimos de proteção para os sistemas fotovoltaicos conectados à rede, conforme a tabela da figura 5. É importante observar que a maioria dos inversores produzidos hoje já possuem todas essas proteções, além de proteção a exposição ao tempo.

Figura 5 - Requisitos de proteção  
Fonte: (AmE, 2019)

<b>Requisito de Proteção – Potência até 300 kW</b>
Elemento de Desconexão <sup>(A)</sup> - DSV
Elemento de interrupção automático acionado por proteção
Proteção de sub e sobretensão <sup>(B)</sup>
Proteção de sub e sobrefrequência <sup>(B)</sup>
Proteção de sobrecorrente
Relé de sincronismo
Anti-ilhamento <sup>(B)</sup>
Proteção de injeção de componente c.c. na rede elétrica <sup>(B) (C)</sup>

(A) Chave seccionadora visível e acessível que a Eletrobras Distribuidora usa para garantir a desconexão da central geradora durante manutenção em seu sistema, exceto para minigeradores que se conectam através de inversores.

(B) No caso de inversores, não é necessário relé de proteção específico, mas um sistema eletroeletrônico que detecte as anomalias e que produza uma saída capaz de operar na lógica de atuação do elemento de interrupção.

(C) Quando houver dispositivo de conversão CC/CA sem transformador de acoplamento.

Figura 6 - Inversor Grid-Tie  
Fonte: (Fronius)



Os inversores da Fronius (figura 6) são considerados os mais modernos do mundo, são eficientes, confiáveis e são a peça central indispensável dos sistemas fotovoltaicos. Possuem classes de potência que variam de 3 a 27,0 kW e atendem desde residências particulares até grandes estruturas (FRONIUS, 2019).

O monitoramento de sistema da Fronius inclui soluções para comunicação de dados dos sistemas fotovoltaicos: com isso, pode-se garantir um monitoramento seguro de sistema e uma simples integração a outros sistemas. O hardware é instalado rapidamente e o software é intuitivo em seu funcionamento (FRONIUS, 2019).

A maioria dos modelos disponíveis possuem dois otimizadores MPPT que permitem que o sistema opere em eficiência máxima mesmo com os painéis em condições adversas de instalação.

#### 1.4. POTENCIAL SOLAR DO BRASIL

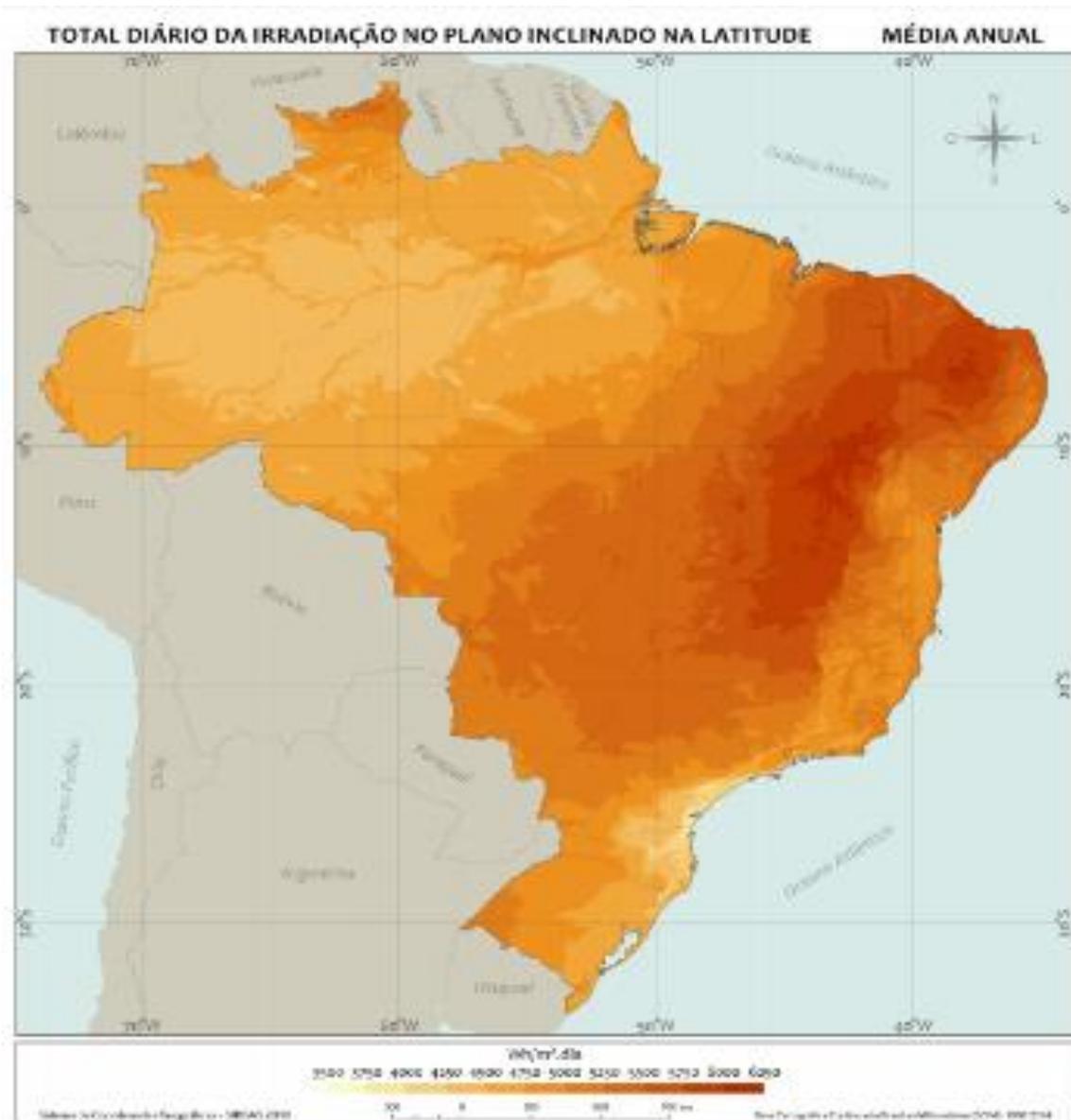
A radiação solar é a energia liberada pelo sol, principalmente sob forma de ondas eletromagnéticas. Já a irradiação solar é a quantidade de radiação solar em determinado intervalo de tempo.

O Brasil tem um grande potencial solar, pois no local menos ensolarado, é possível gerar mais eletricidade solar do que no local mais ensolarado da Alemanha, por exemplo (INPE, 2017).

A (CÂMARA DOS DEPUTADOS, 2017), por meio de estudo técnico, mostra que os valores de irradiação solar global incidente em qualquer região do território brasileiro (1500-2.500 Wh/m<sup>2</sup>) ultrapassa aos da maioria dos países europeus, como Alemanha (900-1250 Wh/m<sup>2</sup>), França (900- 1650 Wh/m<sup>2</sup>) e Espanha (1200-1850 Wh/m<sup>2</sup>), países onde a utilização da energia solar é bastante difundida.

A figura 7 mostra o total diário da irradiação no plano inclinado de acordo com a latitude (média anual).

Figura 7 - Irradiação no plano inclinado  
Fonte: (Atlas Solar, 2017)



## 1.5. SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE

Os sistemas fotovoltaicos podem ser aplicados de diferentes formas e configurações. São utilizados para gerar energia para, por exemplo, bombeamento de água em regiões isoladas onde não há eletricidade.

Nessas regiões utiliza-se um sistema fotovoltaico com armazenamento (*Backup*) de acordo com a carga demandada. Já em centros urbanos, o sistema fotovoltaico conectado à rede é amplamente utilizado.

A maior parte do impressionante crescimento do mercado fotovoltaico está relacionada a instalações conectadas à rede nos países desenvolvidos. Existe um imenso potencial para essa aplicação em áreas urbanas ensolaradas por todo o mundo. O Brasil está particularmente bem situado para esse tipo de aplicação, por causa da considerável disponibilidade de recurso energético solar, e o alto valor que pode ser dado a sistemas fotovoltaicos em áreas comerciais de centros urbanos (SWERA, 2006).

Por estarem conectados em paralelismo com a rede da concessionária estes sistemas não precisam de dispositivos de armazenamento de energia uma vez que a energia produzida pode ser consumida diretamente pela carga ou injetada na rede no caso de excedente.

As figuras 8 e 9 mostram o fluxo de energia em um sistema fotovoltaico conectado à rede (On-Grid). Durante o dia a energia produzida é consumida pela carga e, em caso de excedente, é injetada na rede da concessionária.

Figura 8 - Diagrama representativo do sistema On-Grid  
Fonte: (HENRIQUE, 2016)

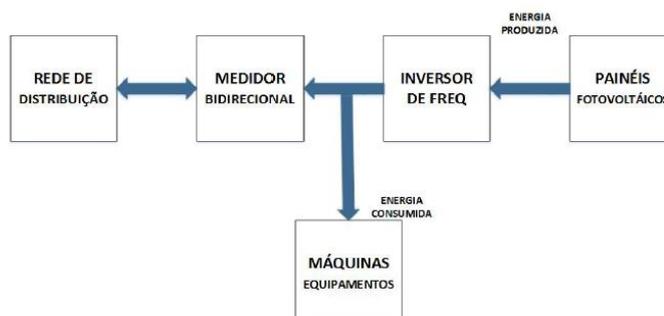


Figura 9 - Fluxo de energia em um sistema conectado à rede  
Fonte: (Bluesol, 2017)



"Estes sistemas são basicamente de um único tipo e são aqueles em que o gerador fotovoltaico representa uma fonte complementar ao sistema elétrico ao qual está conectado" (PINHO e GALDINO, 2014).

Este tipo de instalação é um dos mais populares em diversos países como Japão, Estados Unidos, países europeus, e mais recentemente no Brasil. As instalações variam desde alguns kWp de potência em instalações residenciais, até alguns MWp em grandes usinas fotovoltaicas.

## 2. METODOLOGIA

A pesquisa consiste no estudo técnico-econômico para instalação de um sistema de energia solar fotovoltaica, que atua em paralelismo com a rede da concessionária.

O local de estudo é na Escola Municipal Joaquim Lula, situada no Município de Manacapuru (coordenadas -3.288645 S, -60.621217 W) com o objetivo de reduzir a conta de energia elétrica.

Para aprofundar os conhecimentos sobre o tema proposto, fez-se pesquisa exploratória sobre o material bibliográfico, normas, artigos, livros, manuais, catálogos dentre outros. Além de pesquisa explicativa com o objetivo de mostrar a viabilidade técnico-econômica do projeto.

Por meio do aplicativo SunData (CRESESB, 2018), fez-se o levantamento da irradiação solar diária média anual no Município de Manacapuru e verificou-se as melhores condições técnicas para a instalação do sistema na escola.

Para o levantamento de carga e demanda contratada, foi feita a solicitação das contas de energia dos últimos doze meses à Secretaria Municipal de Educação do Município de Manacapuru – (SEMED/MPU).

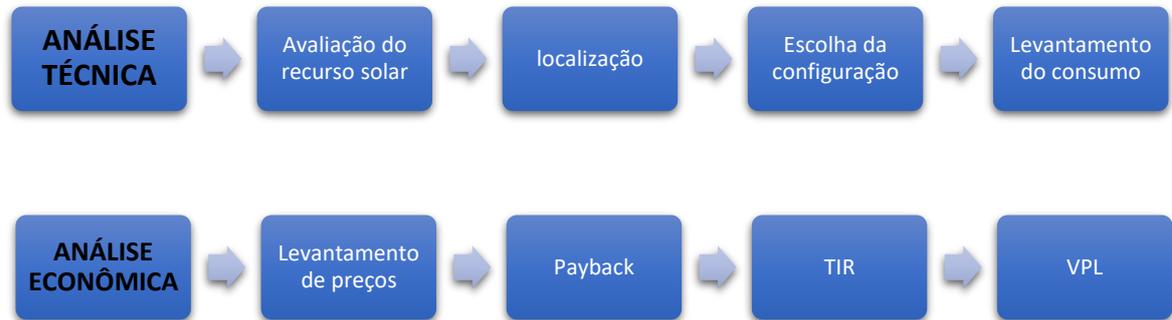
Todo o projeto elétrico foi elaborado observando as exigências da NBR 5410 que estabelece as condições mínimas para instalações elétricas em baixa tensão.

Por fim, através dos indicadores econômicos Valor Presente Líquido (VPL), Payback Descontado e Taxa Interna de Retorno (TIR), será feita a análise econômica para verificar a viabilidade do projeto. Esta análise foi feita observando atender três casos: Caso 1 - 50% do consumo de energia; Caso 2 - 75% do consumo de energia; Caso 3 - 100% da conta de energia.

Os resultados do dimensionamento do gerador e da análise econômica serão obtidos por meio de planilha elaborada no Excel. Para a elaboração da tabela fez-se revisão das equações para o dimensionamento do gerador de acordo com a literatura. O Excel apresenta funções que calculam os principais indicadores econômicos.

A figura 10 apresenta o fluxograma das atividades desenvolvidas.

Figura 10 - Fluxograma de Atividades



### 3. IMPLEMENTAÇÃO REALIZADA

#### 3.1. PARTE TÉCNICA

(COSTA, 2015) afirma que todo projeto fotovoltaico, independente da potência, demanda várias condições técnicas para que tenha o melhor aproveitamento possível. O tipo e a posição da instalação, as condições prévias do local, o recurso solar, a seleção de componentes e vários outros fatores irão influenciar o desempenho final da instalação.

A tabela 7 mostra alguns dos principais aspectos técnicos para a análise de viabilidade técnica de um sistema fotovoltaico conectado à rede. A avaliação do recurso solar, a definição do tipo de instalação, o posicionamento e o sombreamento são alguns dos aspectos técnicos considerados neste trabalho.

*Tabela 7 - Aspectos técnicos para análise de viabilidade técnica de um SFCR*  
Fonte: (COSTA,2015)

Aspecto Técnico	Descrição	Impacto
<b>Recurso Solar</b>	Impacta tecnicamente e comercialmente a instalação do sistema fotovoltaico. O recurso solar em última instância será o determinante para que um sistema seja considerado viável.	Alto
<b>Tipos de Instalação</b>	O tipo de instalação refere-se ao local da instalação: solo, telhado/laje ou ainda ambos.	Baixo
<b>Posicionamento</b>	O posicionamento diz respeito aos ângulos de azimute e inclinação escolhidos para a instalação. Este ângulo altera o valor de energia incidente na superfície dos módulos. O posicionamento pode afetar sensivelmente a produção de energia de um sistema.	Médio
<b>Sombreamento</b>	O sombreamento aliado ao posicionamento é um dos fatores que mais influenciam a produção energética de um sistema fotovoltaico.	Alto

<b>Componentes da instalação</b>	Esta avaliação diz respeito à qualidade dos componentes de uma instalação. Os principais equipamentos de uma instalação fotovoltaica são os módulos e o conversor de corrente contínua (inversor). O correto dimensionamento destes equipamentos também é vital para o desempenho energético.	Médio
<b>Tipo de ligação</b>	O Brasil possui na distribuição dois padrões para a tensão de fornecimento para consumidores do tipo B (Baixa Tensão), 220/127 e 380/220.	Baixo
<b>Condições prévias do local</b>	Em todo empreendimento, antes de se proceder ao projeto executivo de instalação, será necessário conhecer as condições do local. O projetista deverá identificar as melhores condições de instalação.	Médio
<b>Condições elétricas do local de instalação</b>	A rede elétrica do local de instalação pode se tornar um problema difícil de resolver. Tipicamente, sistemas que pretendem se conectar em redes fracas, finais de linhas ou com alta taxa de distorção harmônica pode sofrer com problemas de sincronização.	Médio
<b>Condições ambientais</b>	As condições ambientais dizem respeito ao local de instalação. Ambientes urbanos tendem a possuir altos níveis de poluição e particulados suspensos. Existe perda associada à sujidade dos módulos fotovoltaicos.	Baixo
<b>Condições de operação e manutenção</b>	Localidades muito afastadas podem se tornar um problema de manutenção. Necessidade de monitoramento dos sistemas, de acordo com a potência instalada podem requerer sistemas de automação mais complexos.	Médio

### 3.1.1. Etapas preliminares de projeto

(PINHO e GALDINO, 2014) mostra que algumas etapas devem anteceder o projeto de sistemas fotovoltaicos, quais sejam:

- Avaliação do recurso solar;
- Localização;
- Escolha da configuração;
- Levantamento da demanda e do consumo de energia elétrica

#### 3.1.1.1. Avaliação do recurso solar

(PINHO e GALDINO, 2014) diz que “nesta fase do projeto busca-se quantificar a radiação global incidente sobre o painel fotovoltaico”.

Os dados de radiação solar geralmente são especificados em termos de valores instantâneos do fluxo de potência ou valores de energia por unidade de área, conhecidos como irradiância e irradiação, respectivamente (PINHO e GALDINO, 2014).

Por meio da aplicação SunData, figura 11, o CENTRO DE REFERÊNCIA PARA AS ENERGIAS SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE S. BRITO (CRESESB, 2018), permite obter o valor da irradiação solar diária média anual em qualquer ponto do território nacional.

Para isso, basta obter as coordenadas geográficas (latitude e longitude) do local que se deseja consultar e inserir na aplicação.

Figura 11 - Irradiação Solar - Coordenada Geográfica  
Fonte: (CRESESB, 2019)

**Coordenada Geográfica**

Latitude  Sul  Longitude  Oeste

Norte:

graus decimais (00.00°)

graus, minutos e segundos (00°00'00")

I. Os valores válidos de latitude devem estar na faixa de 12° Norte e 40° Sul e de longitude na faixa de 30° Oeste e 80° Oeste.  
Em caso de dúvida entre em contato conosco.

As coordenadas geográficas da escola foram obtidas por meio do Google Maps, cujos valores de latitude e longitude foram de -3.288645 S e -60.621217 W, respectivamente.

Após clicar em buscar, obteve-se os valores da irradiação solar diária média mensal no local desejado, conforme as figuras 12 e 13.

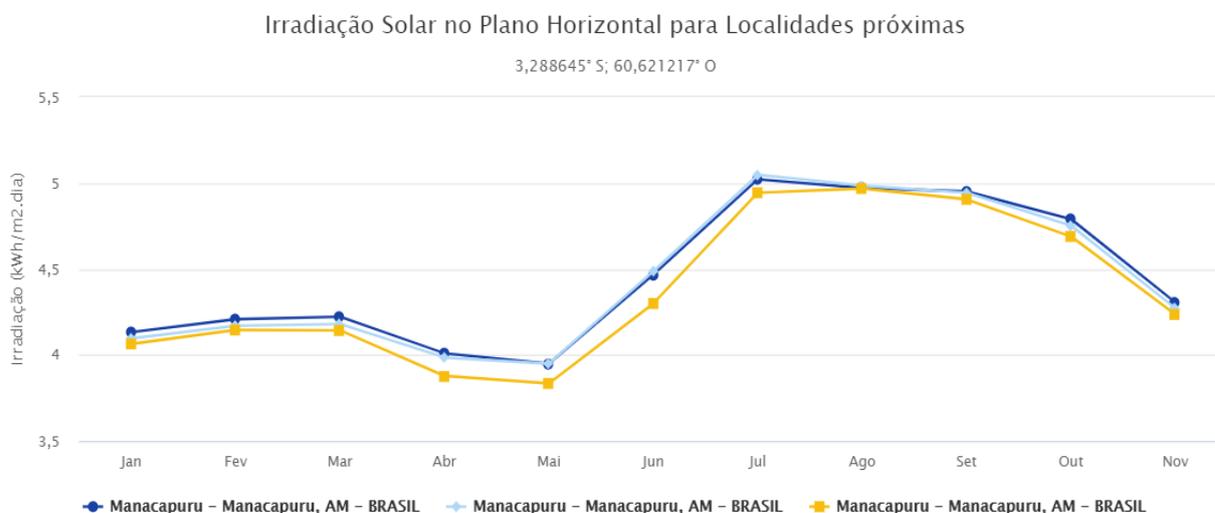
Figura 12 - Índices de irradiação solar em Manacapuru  
Fonte: (CRESESB, 2019)

#### Localidades próximas

Latitude: 3,288645° S  
Longitude: 60,621217° O

#	Estação	Município	UF	País	Irradiação solar diária média [kWh/m <sup>2</sup> .dia]																
					Latitude [°]	Longitude [°]	Distância [km]	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média	Delta
<input checked="" type="checkbox"/>	Manacapuru	Manacapuru	AM	BRASIL	3,301° S	60,649° O	3,4	4,13	4,21	4,22	4,01	3,95	4,47	4,54	5,02	4,97	4,95	4,79	4,31	4,46	1,07
<input checked="" type="checkbox"/>	Manacapuru	Manacapuru	AM	BRASIL	3,301° S	60,549° O	8,1	4,10	4,17	4,18	3,99	3,95	4,49	4,53	5,05	4,99	4,94	4,75	4,27	4,45	1,10
<input checked="" type="checkbox"/>	Manacapuru	Manacapuru	AM	BRASIL	3,201° S	60,649° O	10,2	4,06	4,14	4,14	3,88	3,83	4,30	4,38	4,94	4,97	4,91	4,69	4,24	4,37	1,13

Figura 13 - Gráfico dos índices de irradiação solar em Manacapuru  
Fonte: (CRESESB, 2019)



A figura 13 mostra que a média de irradiação solar anual registrado no local mais próximo do ponto de medição foi de **4,46 kWh/m<sup>2</sup>.dia**.

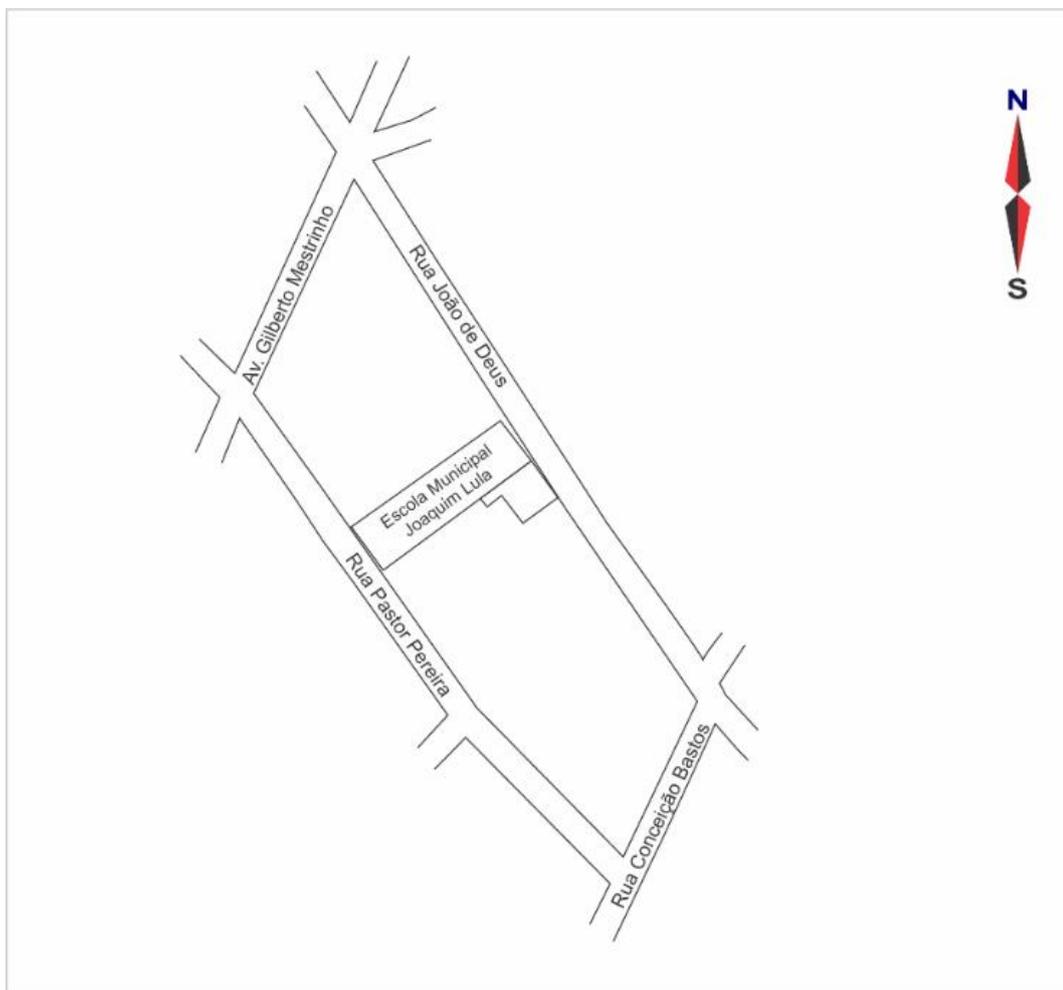
Este valor de irradiação, conhecido também como Horas de Sol Pleno (HSP), será considerado no dimensionamento do gerador fotovoltaico.

### 3.1.1.2. Localização da escola e posição do gerador

Trata-se de duas das informações mais importantes para a elaboração de um projeto fotovoltaico, pois a definição da localização dos painéis fotovoltaicos, a observação de pontos de sombreamento e a inclinação são determinantes para o desempenho do sistema.

A figura 14 mostra a posição da escola em relação as vias próximas e ao norte geográfico e a figura 15 mostra um corte de imagem de satélite com destaque para sua posição. A Escola Municipal Joaquim Lula está situada na Rua João de Deus, Bairro da Liberdade, no Município de Manacapuru. Atende as crianças no nível de educação infantil Pré – Escolar e funciona no período da manhã e da tarde. Possui uma área de cobertura com telha de fibrocimento de aproximadamente 700 m<sup>2</sup> (duas águas).

Figura 14 - Mapa situação da escola  
Fonte: (GOOGLE MAPS, 2019)



*Figura 15 - Posição da escola*  
Fonte: (BING MAPS, 2019)

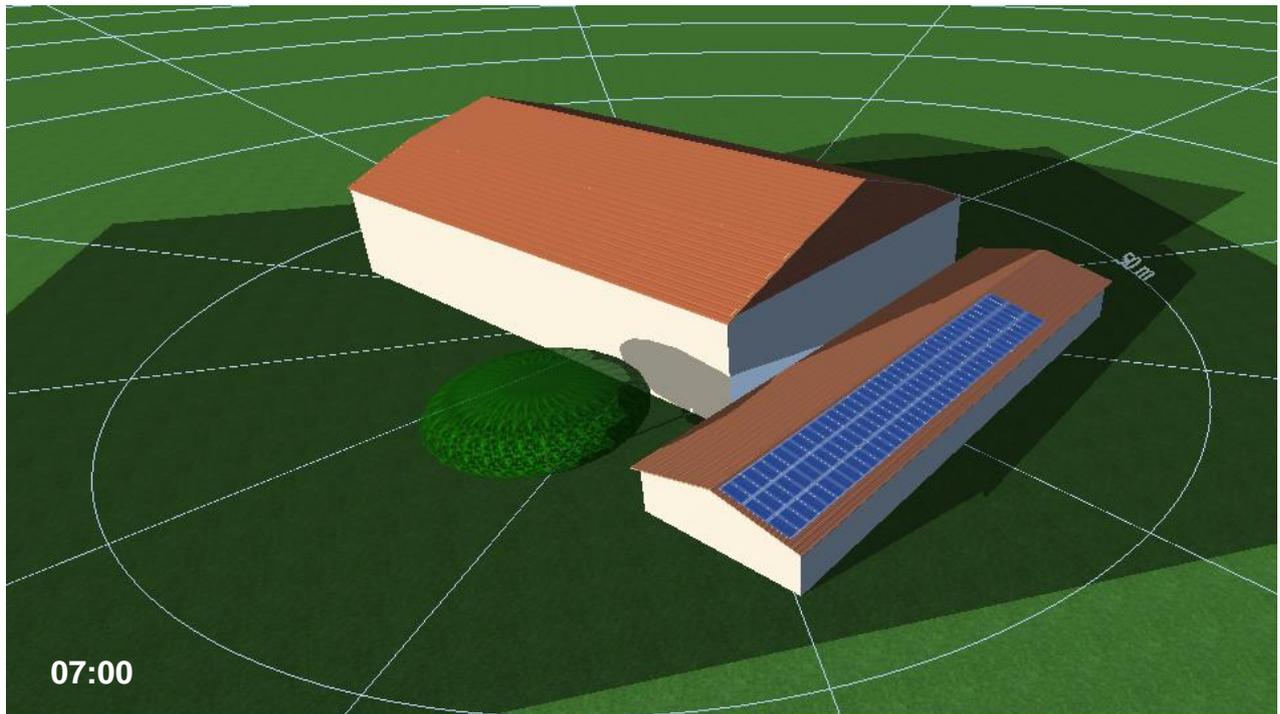


Ao realizar visita a escola foi possível perceber alguns pontos de sombreamento devido a árvores e edificações próximas. No entanto, devido o percurso do sol em relação a posição da escola esse sombreamento não interfere o desempenho do sistema durante a maior parte do dia.

Para a verificação do sombreamento fez-se o modelamento da escola e edificações próximas no software PVSOL, utilizado no dimensionamento de sistemas fotovoltaicos, com isso é possível verificar de acordo com a hora do dia, o nível de sombreamento sobre os módulos.

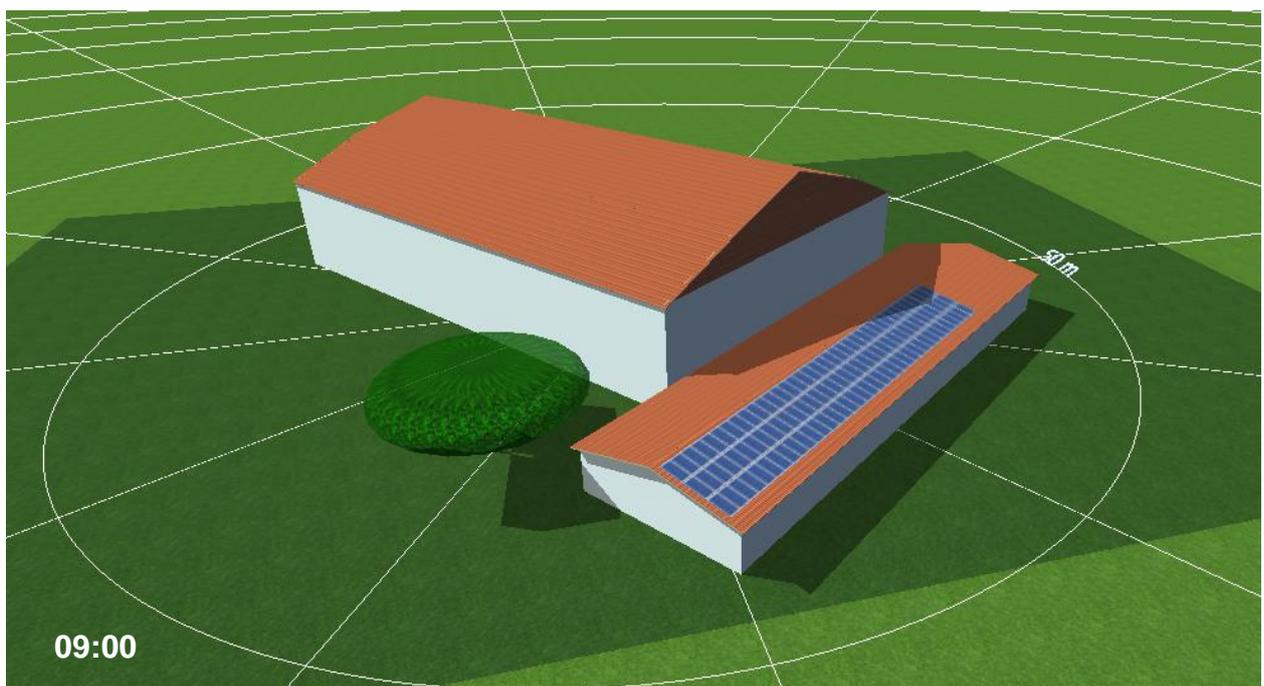
A figura 16 mostra que durante o solstício de junho (inverno), período em que o sol apresenta a maior declinação em latitude, o sombreamento sobre os módulos praticamente já não existe às 7 horas da manhã.

Figura 16 - Sombreamento no Inverno



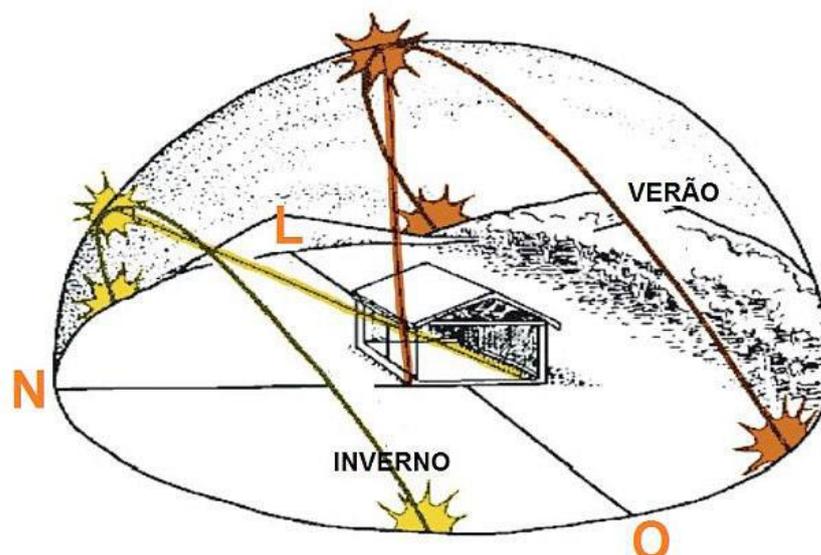
A figura 17 mostra o sombreamento no período de solstício de dezembro (verão), período em que o sol apresenta sua menor declinação em latitude. Nota-se que, nesse período, o sombreamento permanece sobre os módulos até às 9 horas da manhã.

Figura 17 - Sombreamento em dezembro



O movimento do sol durante o período de inverno e verão pode ser observado na figura 18. Nasce no Leste, sobe se inclinando ao Norte e se põe no Oeste.

Figura 18 - Movimento do sol  
Fonte: (PORTALSOLAR, 2019)



Em projetos fotovoltaicos o ideal é que os módulos possuam uma inclinação igual ou menor que a latitude e direcionada ao norte. No entanto, a escola possui as faces da cobertura direcionadas ao Leste e Oeste, o que proporcionou perdas ao sistema.

Os módulos foram instalados no lado da cobertura com inclinação para o Oeste, pois é o lado com menor índice de sombreamento na maior parte do dia, conforme a as figuras 16 e 17. Esse lado possui uma área de aproximadamente 350 m<sup>2</sup>.

### 3.1.1.3. Escolha da configuração

Como explicitado na seção 1.5, o tipo de sistema fotovoltaico mais apropriado para áreas urbanas é o Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR), pois dispensa acumuladores e possibilita a adesão ao sistema de compensação energética.

Instalações deste tipo vêm se tornando cada vez mais populares em diversos países. A figura 19 mostra de forma simples a estrutura de um sistema fotovoltaico conectado à rede.

Figura 19 - Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede



Os sistemas fotovoltaicos podem ser instalados de diversas maneiras, como apresentado na tabela 8.

Tabela 8 - Formas de Instalações de sistemas fotovoltaicos  
Fonte: (COSTA,2015)

<p><b>Instalações não integradas a edificações</b></p>	<p>Sistemas instalados em áreas livres. São utilizados sistemas de montagem no solo.</p>	
<p><b>Instalações parcialmente integradas a edificações.</b></p>	<p>Compõe a maioria dos sistemas instalados em todo o mundo. O sistema é adaptado à arquitetura do local de instalação com a ajuda de suportes.</p>	
<p><b>Instalações totalmente integradas a edificações.</b></p>	<p>Em projetos específicos pode-se proceder com a integração total dos módulos a arquitetura do local de instalação.</p>	

### 3.1.1.4. Levantamento de carga e do consumo de energia elétrica

Para realização desta etapa, fez-se a solicitação à SEMED/MPU o histórico de consumo de energia elétrica dos últimos 12 meses. Devido a escola estar enquadrado no grupo B, todo o histórico de consumo pôde ser obtido por meio do site da Amazonas Energia (AmE), utilizando o CNPJ da prefeitura e o número da Unidade Consumidora (UC) disponíveis na conta de energia.

A conta de energia se enquadra, em relação a classe, subclasse, nível de tensão e tipo de ligação, de acordo com as seguintes características.

- Classe: 05 – Poder Público
- Subclasse: 01 – Poder Público Municipal
- Tensão: 03 – Baixa Tensão (Demais Classes)
- Tipo de Ligação: 03 – Trifásica

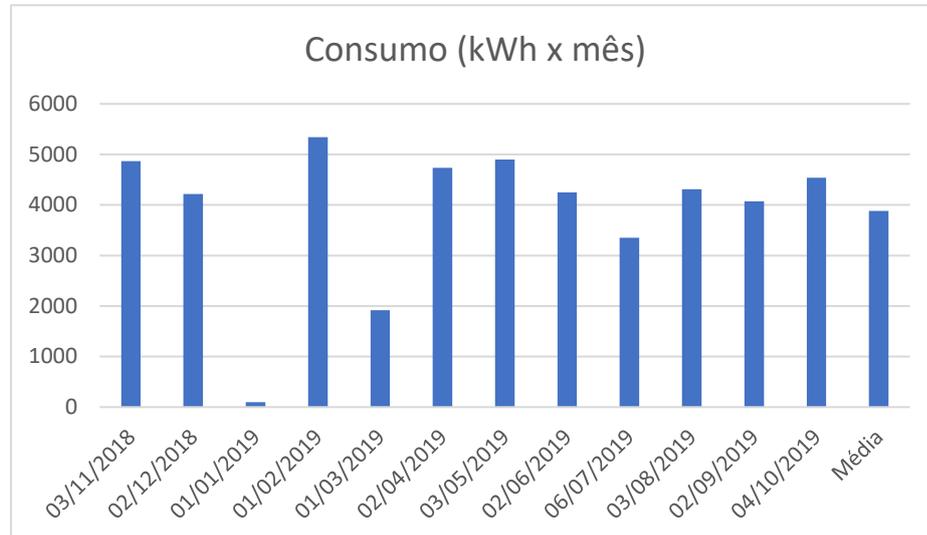
A tabela 9 apresenta o consumo de energia dos últimos 12 meses, com uma média de 3882,67 kWh. Como mostra essa tabela, a conta de energia é faturada com tarifa única incidente sob o consumo, equivalente a R\$ 0,76. Embora seja atendida em média tensão (13,8 kV) a escola é classificada como pertencente ao grupo B, pois possui potência instalada menor que 75 kW, portanto não possui demanda contratada.

*Tabela 9 - Consumo de energia elétrica*

Data	Consumo (kWh)	Tarifa (R\$/kWh)	Valor Mensal
03/11/2018	4868	R\$ 0,76	R\$ 3.699,68
02/12/2018	4217	R\$ 0,76	R\$ 3.204,92
01/01/2019	100	R\$ 0,76	R\$ 76,00
01/02/2019	5343	R\$ 0,76	R\$ 4.060,68
01/03/2019	1914	R\$ 0,76	R\$ 1.454,64
02/04/2019	4737	R\$ 0,76	R\$ 3.600,12
03/05/2019	4897	R\$ 0,76	R\$ 3.721,72
02/06/2019	4246	R\$ 0,76	R\$ 3.226,96
06/07/2019	3349	R\$ 0,76	R\$ 2.545,24
03/08/2019	4309	R\$ 0,76	R\$ 3.274,84
02/09/2019	4074	R\$ 0,76	R\$ 3.096,24
04/10/2019	4538	R\$ 0,76	R\$ 3.448,88
Média	3882,67	R\$ 0,76	R\$ 2.950,83

A figura 20 apresenta o gráfico de consumo para os dados da tabela 9. Nota-se que em janeiro de 2019 o consumo foi mínimo, faturado em 100kWh.

Figura 20 -Gráfico de consumo de energia elétrica



### 3.1.2. Projeto do sistema fotovoltaico conectado à rede

Essa parte consiste em dimensionar os componentes que fazem parte do sistema. O gerador e o inversor são os componentes mais importantes.

Para o dimensionamento do gerador será considerado, conforme a seção 3.1.1.1, o valor de irradiação equivalente a 4,46 kWh/m<sup>2</sup>.dia e corrigido de acordo com a inclinação. Para o percentual de consumo a ser suprido serão atendidos 3 casos: caso 1 - 50% do consumo total; caso 2 – 75% do consumo total; caso 3 - 100% do consumo.

A taxa mínima de disponibilidade equivalente a 100 kWh será descontada do consumo em cada um dos casos.

Em todos casos, o módulo fotovoltaico utilizado será o CANADIAN CS6U-330P, cuja folha de dados pode ser observada no **ANEXO D**. A tabela 10 apresenta as suas principais características elétricas.

Tabela 10 - Informações do módulo

Módulo CANADIAN SOLAR (CS6U-330P) – 72 células (Policristalino)	
P <sub>max</sub>	330 W
V <sub>mp</sub>	37,2 V
I <sub>mp</sub>	8,88 A
V <sub>oc</sub>	45,6 V
I <sub>sc</sub>	9,45 A
Eficiência	16,97%

### 3.1.2.1. Dimensionamento do gerador

Para o dimensionamento da potência do sistema, é importante ter o entendimento do sistema de compensação regulamentado na região. No sistema de Compensação de Energia adotado pelo Brasil, como já especificado na seção 1.2.2, quando o sistema fotovoltaico gera mais energia do que a demandada pela edificação, a energia excedente é entregue à rede elétrica e o medidor registra essa energia (PINHO e GALDINO, 2014).

Ressalta-se que no caso em que a energia gerada é maior que a consumida, a concessionária de energia cobrará, no mínimo, o valor referente ao custo de disponibilidade para o consumidor do grupo B.

Os valores mínimos a serem pagos estabelecidos pela resolução 482/12 são: 30 kWh para padrão monofásico; 50 kWh para padrão bifásico e 100 kWh para padrão trifásico.

A potência do gerador pode ser obtida por meio da equação 1, onde se pode definir uma fração da energia que se deseja suprir.

$$P_{FV}(Wp) = \frac{(E/TD)}{HSP_{MA}} \quad (1)$$

$P_{FV}(Wp)$  – Potência de pico do painel FV;

$E$  (Wh/dia) – Consumo diário médio anual da edificação ou fração deste;

$HSP_{MA}(h)$  – Média diária anual das HSP incidente no plano do painel FV;

$TD$  (adimensional) – Taxa de desempenho.

### Caso 1 (50%)

A tabela 11 apresenta o dimensionamento da potência do gerador necessária para atender o equivalente a 50% dos 126,09 kWh/dia de energia, já descontado o valor da taxa mínima de 100 kWh.

Utilizando-se a equação 1, é possível obter o valor de potência para suprir o consumo desejado, no entanto, é necessário considerar as perdas devido ao sombreamento, sujeira, temperatura etc.

$$P_{FV} = \frac{E}{HSP} * (1 + I_{pd}) * \%gd$$

$I_{pd}$  – Índice de perdas

$\%gd$  – Porcentagem da geração desejada

Como no caso 1 precisa-se suprir 50% do valor de energia, temos que:

$$P_{FV} = \frac{126,09}{4,43} * (1 + 29,6\%) * 50\% = 18,43 \text{ kWp}$$

Este valor está representado na tabela 11. Nos demais casos será apresentado apenas o valor calculado pela planilha.

Tabela 11 - Dimensionamento do gerador (Caso 1)

Dimensionamento		
Consumo médio Mensal	3882,67	kWh/mês
Tipo de Ligação	Trifásica	
Custo de disponibilidade	100	kWh
Energia de Compensação Mensal	3782,67	kWh/mês
Energia de Compensação Diária	126,09	kWh/dia
Latitude (Nº inteiro)	4	°
Potencial Solar - Dia	4,43	kWh/m <sup>2</sup> /dia
Potencial Solar - Ano	1.617,86	
Inclinação ideal de projeto	6	°
Inclinação Real	10	°
Potência Teórica	28,45	Kwp teórico
Perdas Totais	29,6%	
<b>Geração desejada</b>	50%	
Sistema Real para Geração Máxima	18,43	Kwp

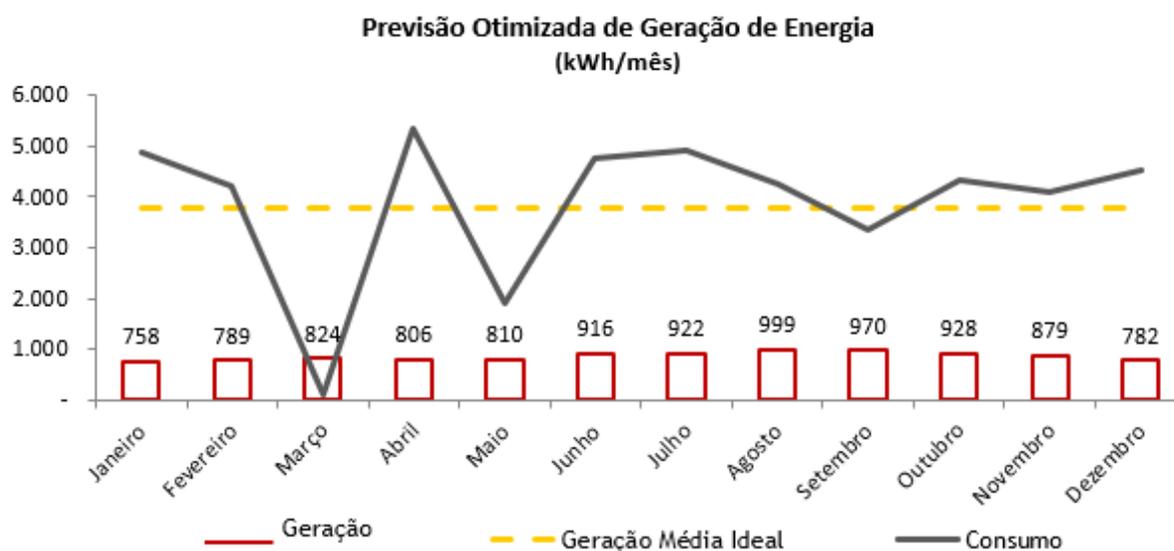
A tabela 12 mostra os índices de perdas considerados no dimensionamento do sistema em todos os casos. “Outras perdas” representam as perdas por sombreamento, sujeira, *Mismatching*, inclinação e cabeamento.

Tabela 12 – Perdas (Todos os casos)

Caracterização das Perdas		
Potência Instalada (Wp)	9240	Wp
Coef. Temp para Pmax	-0,41%	%/°C
Outras Perdas	17,0%	%
Perda média por temperatura	12,6%	%
Fator de Perdas	29,6%	%
Diferença à Tref	4	°C
$\Delta T$	29	C

O gráfico da figura 21 mostra de forma otimizada a previsão de geração de energia pelo sistema, o consumo e o valor médio da geração ideal para o consumo total.

Figura 21 - Previsão de geração



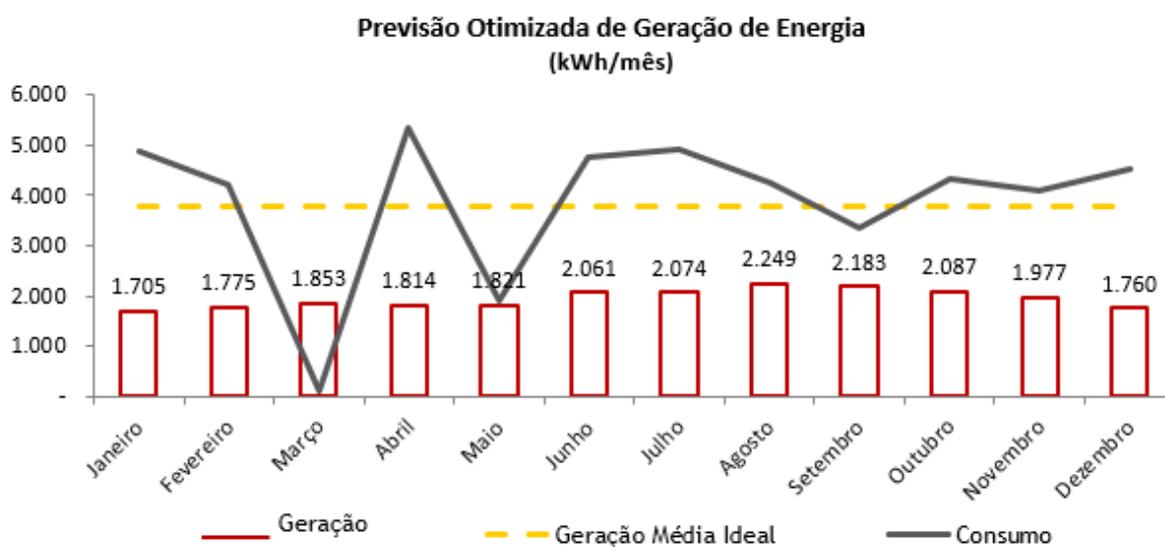
## Caso 2 (75%)

Para suprir 75% dos 126,09 kWh/dia, será necessário um gerador com 27,65 kWp, conforme tabela 13. Considerando-se um percentual de perdas de 29,6%. A figura 22 apresenta a previsão de geração de energia para o caso 2.

Tabela 13 - Dimensionamento do gerador (caso 2)

Dimensionamento		
Consumo médio Mensal	3882,67	kWh/mês
Tipo de Ligação	Trifásica	
Custo de disponibilidade	100	kWh
Energia de Compensação Mensal	3782,67	kWh/mês
Energia de Compensação Diária	126,09	kWh/dia
Latitude (Nº inteiro)	4	°
Potencial Solar - Dia	4,43	kWh/m <sup>2</sup> /dia
Potencial Solar - Ano	1.617,86	
Inclinação ideal de projeto	6	°
Inclinação Real	10	°
Potência Teórica	28,45	Kwp teórico
Perdas Totais	29,6%	
<b>Geração desejada</b>	75%	
Sistema Real para Geração Máxima	27,65	Kwp

Figura 22 - Previsão de geração



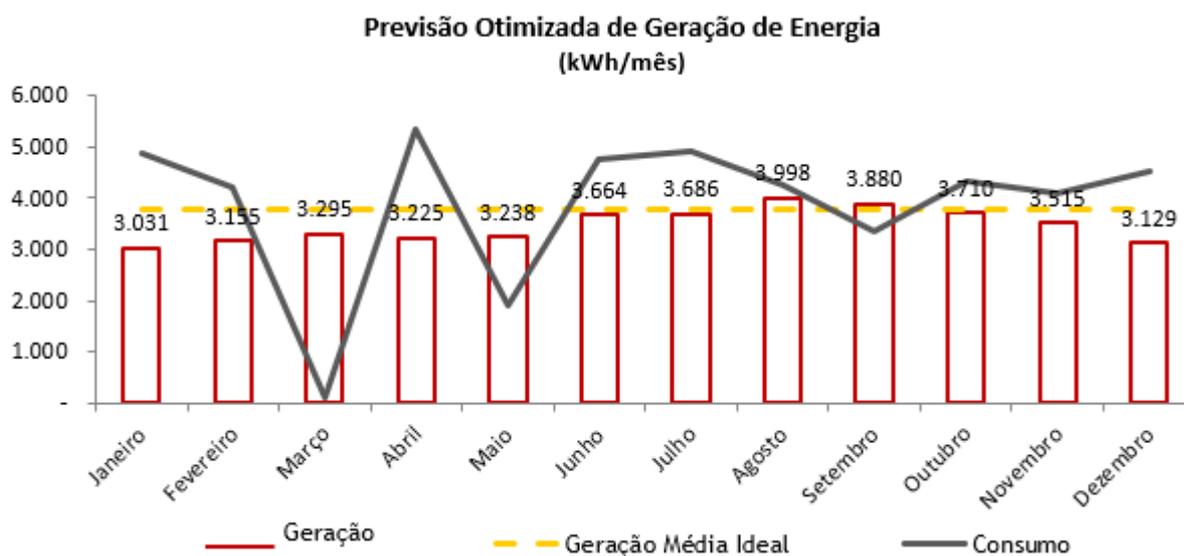
### Caso 3 (100%)

Para suprir 100% (descontada a taxa mínima) dos 126,09 kWh/dia, será necessário um gerador com 36,86 kWp, conforme tabela 14. Considerando-se um percentual de perdas de 29,6%. A figura 23 mostra a previsão de geração de energia para o caso 3.

Tabela 14 - Dimensionamento de gerador (caso 3)

Dimensionamento		
Consumo médio Mensal	3882,67	kWh/mês
Tipo de Ligação	Trifásica	
Custo de disponibilidade	100	kWh
Energia de Compensação Mensal	3782,67	kWh/mês
Energia de Compensação Diária	126,09	kWh/dia
Latitude (Nº inteiro)	4	°
Potencial Solar - Dia	4,43	kWh/m <sup>2</sup> /dia
Potencial Solar - Ano	1.617,86	
Inclinação ideal de projeto	6	°
Inclinação Real	10	°
Potência Teórica	28,45	Kwp teórico
Perdas Totais	29,6%	
<b>Geração desejada</b>	100%	
Sistema Real para Geração Máxima	36,86	Kwp

Figura 23 - Previsão de geração



### 3.1.2.2. Dimensionamento do inversor

O dimensionamento do inversor está diretamente relacionado a potência do gerador e a tecnologia e características elétricas do módulo escolhido.

A equação 2 apresenta a relação entre a potência nominal CA do inversor e a potência de pico do gerador FV definida como Fator de Dimensionamento de Inversores (FDI). A potência do gerador e do inversor devem ser ajustadas de modo que o FDI do inversor tenha a melhor relação custo/benefício.

$$FDI = \frac{P_{Nca}(W)}{P_{FV}(W_p)} \quad (2)$$

*FDI(adimensional) – Fator de dimensionamento do inversor;*

*$P_{Nca}(W)$  – Potência nominal em corrente alternada do inversor;*

*$P_{FV}(W_p)$  – Potência pico do painel fotovoltaico.*

O número máximo de módulos em série deve respeitar a tensão máxima suportável pelo inversor informada em seu datasheet.

A equação 3 define o número máximo de módulos que podem ser conectados em série, levando-se em conta a razão máxima da tensão de entrada do inversor e da tensão de circuito aberto para as baixas temperaturas.

$$N^{\circ} \text{ de módulos\_série} \cdot V_{ocTmin} < Vi_{max} \quad (3)$$

*$Vi_{max}(V)$  – Máxima tensão c.c. admitida pela entrada do inversor;*

*$V_{ocTmin}(V)$  – Tensão em circuito aberto ( $V_{oc}$ ) de um módulo FV na menor temperatura de operação prevista.*

Ao associar módulos em série deve-se verificar se atendem à faixa de tensão MPPT<sup>1</sup> do inversor. O número de módulos série deve estar entre a mínima e a máxima tensão MPPT, conforme a equação 4.

$$\frac{Vi_{MPPTmin}}{V_{mpTmax}} < N^{\circ} \text{ módulos\_série} < \frac{Vi_{MPPTmax}}{V_{mpTmin}} \quad (4)$$

---

<sup>1</sup> Do inglês *Maximum Power Point Tracking* (Rastreamento do Ponto de Máxima Potência)

$V_{i_{MPPTmin}(V)}$  – Mínima tensão c. c. de operação do MPPT do inversor;

$V_{i_{MPPTmax}(V)}$  – Máxima tensão c. c. de operação do MPPT do inversor;

$V_{mpTmin(V)}$  – Tensão de potência máxima ( $V_{mp}$ ) de um módulo FV na menor temperatura de operação prevista;

$V_{mpTmax(V)}$  – Tensão de potência máxima ( $V_{mp}$ ) de um módulo FV na maior temperatura de operação prevista;

Além disso, a corrente máxima de entrada do inversor deve obedecer ao limite calculado pela equação 5, que limita o número de módulos em paralelo de acordo com a corrente máxima de circuito aberto.

$$N^{\circ} \text{ séries FV}_{\text{paralelo}} = \frac{I_{i_{max}}}{I_{sc}} \quad (5)$$

$I_{i_{max}}(A)$  – Corrente máxima c. c. admitida na entrada do inversor;

$I_{sc}(A)$  – Corrente de curto circuito do módulo FV nas STC

### Caso 1 (50%)

O dimensionamento de sistemas fotovoltaicos utilizando apenas o intervalo de tempo de HSP acaba sendo superdimensionado, por isso, optou-se por utilizar uma potência menor para o gerador e, conseqüentemente, o inversor, em todos os casos.

A tabela 15 mostra a quantidade de módulos, a potência final do sistema, a potência e a quantidade de inversores necessária.

Tabela 15 - Inversor (Caso 1)

Características Técnicas		
Potência nominal dos Módulos	330	W
Número necessários de Módulos	<b>28</b>	un.
Potência do Sistema	<b>9,24</b>	kWp
Potência Nominal do Inversor que se pretende usar	<b>8,2</b>	kW
Nº de Inversores	<b>1</b>	un.
Fator de Dimensionamento de Inversores FDI (Pnca/Pfv)	1,13	<b>OK</b>

A potência do gerador é de 9,24 kWp, para atender esse valor será utilizado 1 inversor de 8,2 kWp FRONIUS PRIMO 8.2-1, cujas especificações estão

apresentadas abaixo. É importante ressaltar que os inversores FRONIUS podem operar com um superdimensionamento (Oversizing) de até 50%:

### Parâmetros da Entrada

- Potência fotovoltaica nominal: 8200W
- Oversizing<sup>2</sup> máximo: 50%
- Potência fotovoltaica recomendada (kWp): 12,3
- Corrente máxima da entrada: 18A
- Corrente de curto circuito máxima do arranjo: 27A
- Faixa de tensão de entrada: 80 – 1000V
- Tensão nominal da entrada: 710V
- Tensão máxima na entrada: 1000V
- Faixa de tensão MPPT: 270V a 800V
- Tamanho admissível do condutor (CC): 2,5mm<sup>2</sup> a 16mm<sup>2</sup>
- Número de Rastreadores MPPT: 2

### Parâmetros da Saída:

- Potência CA Nominal: 8.200W
- Potência Máxima em CA: 8.200W
- Corrente Máxima em CA: 32,7A
- Saída nominal CA: 180V – 270 V - 50/60Hz
- Conexão CA: Trifásica

### Eficiência:

- Eficiência máxima: 98,1%

Cálculos do sistema de acordo com a variação de temperatura (35°) para cada MPPT do inversor.

$$I_{mp}(máx) = 8,88 \text{ A}$$

$$I_{sc}(máx) = 9,45 \text{ A}$$

$$V_{oc}(máx) = N_{msMPPT} * V_{oc(ref)} = 14 * 45,6 = 638,4 \text{ V}$$

$$V_{mp}(máx) = N_{msMPPT} * V_{mp(ref)} = 14 * 37,2 = 520,8 \text{ V}$$

---

<sup>2</sup> oversizing é o superdimensionamento que o inversor suporta em relação a sua capacidade nominal.

$$V_{mp}(mín) = V_{mp}(ref) + V_{mp}(ref) * \beta_{vmp}(T_c - T_{ref})$$

$$T_c = 30 + 0,00175(Gi - 300) + 1,14(T_a - 25)$$

$$T_c = 30 + 0,0175(870 - 300) + 1,14(35 - 25) = 51,38 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$V_{mp}(mín) = 37,2 + 37,2 * \left(-\frac{0,31}{100}\right) * (51,38 - 25) = 34,16 \text{ V}$$

$$V_{mp_{MPPT}}(mín) = 14 * 34,16 = 478,24 \text{ V}$$

Cálculo dos valores mínimo e máximo de módulos em série para cada MPPT.

$$N^{\circ} \text{ de módulos\_série} \cdot V_{ocTmin} < Vi_{max}$$

$$638,4 \text{ V} < 800 \text{ V}$$

$$\frac{Vi_{MPPTmin}}{V_{mpTmax}} < N^{\circ} \text{ módulos\_série} < \frac{Vi_{MPPTmax}}{V_{mpTmin}}$$

$$\frac{270}{37,2} < N^{\circ} \text{ módulos\_série} < \frac{800}{34,16}$$

$$7 < N^{\circ} \text{ módulos\_série} < 24$$

Serão utilizados 14 módulos em série em cada entrada MPPT.

## Caso 2 (50%)

Tabela 16 - Inversor (Caso 2)

Características Técnicas		
Potência nominal dos Módulos	330	W
Número necessários de Módulos	<b>63</b>	un.
Potência do Sistema	<b>20,79</b>	kWp
Potência Nominal do Inversor que se pretende usar	<b>8,2</b>	kW
Nº de Inversores	<b>2</b>	un.
Fator de Dimensionamento de Inversores FDI (Pnca/Pfv)	1,27	<b>OK</b>

A tabela 16 mostra que a potência final do gerador será de 20,79 kWp, para atender este caso fez-se a escolha de dois inversores FRONIUS PRIMO 8.2-1 com as seguintes especificações:

### Parâmetros da Entrada

- Potência fotovoltaica nominal: 8200W
- Oversizing máximo: 50%
- Potência fotovoltaica recomendada (kWp): 12,3
- Corrente máxima da entrada: 18A
- Corrente de curto circuito máxima do arranjo: 27A
- Faixa de tensão de entrada: 80 – 1000V
- Tensão nominal da entrada: 710V
- Tensão máxima na entrada: 1000V
- Faixa de tensão MPPT: 270V a 800V
- Tamanho admissível do condutor (CC): 2,5mm<sup>2</sup> a 16mm<sup>2</sup>
- Número de Rastreadores MPPT: 2

### Parâmetros da Saída:

- Potência CA Nominal: 8.200W
- Potência Máxima em CA: 8.200W
- Corrente Máxima em CA: 32,7A
- Saída nominal CA: 180V – 270 V - 50/60Hz
- Conexão CA: Trifásica

### Eficiência:

- Eficiência máxima: 98,1%

Cálculos do sistema de acordo com a variação de temperatura (35°) para o primeiro MPPT com 16 módulos do inversor.

MPPT 1/1 = 16 módulos

MPPT 2/1 = 16 módulos

MPPT 1/2 = 16 módulos

MPPT 2/2 = 15 módulos

$$I_{mp}(máx) = 8,88 A$$

$$I_{sc}(máx) = 9,45 A$$

$$V_{oc}(máx) = N_{msMPPT} * V_{oc(ref)} = 16 * 45,6 = 729,6 V$$

$$V_{mp}(máx) = N_{msMPPT} * V_{mp(ref)} = 16 * 37,2 = 595,2 V$$

$$V_{mp}(mín) = V_{mp}(ref) + V_{mp}(ref) * \beta_{vmp}(T_c - T_{ref})$$

$$T_c = 30 + 0,00175(Gi - 300) + 1,14(T_a - 25)$$

$$T_c = 30 + 0,0175(870 - 300) + 1,14(35 - 25) = 51,38 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$V_{mp}(mín) = 37,2 + 37,2 * \left(-\frac{0,31}{100}\right) * (51,38 - 25) = 34,16 \text{ V}$$

$$V_{mp_{MPPT}}(mín) = 16 * 34,16 = 546,56 \text{ V}$$

Cálculo dos valores mínimo e máximo de módulos em série para cada MPPT.

$$N^{\circ} \text{ de módulos\_série} \cdot V_{ocTmin} < Vi_{max}$$

$$729,6 \text{ V} < 800 \text{ V}$$

$$\frac{Vi_{MPPTmin}}{V_{mpTmax}} < N^{\circ} \text{ módulos\_série} < \frac{Vi_{MPPTmax}}{V_{mpTmin}}$$

$$\frac{270}{37,2} < N^{\circ} \text{ módulos\_série} < \frac{800}{34,16}$$

$$7 < N^{\circ} \text{ módulos\_série} < 24$$

Serão utilizados 16 módulos em cada MPPT do inversor 1, mais 16 e 15 no primeiro e segundo MPPT do inversor 2, respectivamente.

### Inversor (100%)

Tabela 17 - Inversor (Caso 3)

Características Técnicas		
Potência nominal dos Módulos	330	W
Número necessários de Módulos	<b>112</b>	un.
Potência do Sistema	<b>36,96</b>	kWp
Potência Nominal do Inversor que se pretende usar	<b>15</b>	kW
Nº de Inversores	<b>2</b>	un.
Fator de Dimensionamento de Inversores FDI (Pnca/Pfv)	1,23	<b>OK</b>

Serão utilizados dois inversores FRONIUS SYMO 15.0 ligados em paralelo para atender os 36,96 kWp do caso 3, conforme a tabela 17. Este inversor possui as seguintes especificações:

#### Parâmetros da Entrada

- Potência fotovoltaica nominal: 15.000W
- Oversizing máximo: 50%
- Potência fotovoltaica máxima recomendada (kWp): 22,5
- Faixa de Tensão: 350 a 1000Vcc
- Faixa de operação MPPT: 350 a 800V
- Tensão CC nominal de entrada: 325V
- Corrente CC máxima para cada MPPT: 50A
- Número de MPPTs independentes: 01

#### Parâmetros da Saída:

- Potência CA Nominal: 15000W
- Corrente Máxima em CA: 41,6A
- Saída nominal CA: 220/230/240Vca - 50/60Hz
- THD: <3%
- Conexão CA: Trifásica

#### Eficiência:

- Eficiência máxima: 97,3%

Como utilizar 64 módulos no MPPT ultrapassa o limite de tensão do inversor, será feita a associação de 4 fileiras em paralelo compostas por 14 módulos cada fileira.

$$I_{mp}(máx) = 4 * 8,88 = 35,52 A$$

$$I_{sc}(máx) = 4 * 9,45 = 37,8 A$$

$$V_{oc}(máx) = N_{msMPPT} * V_{oc(ref)} = 14 * 45,6 = 638,4 V$$

$$V_{mp}(máx) = N_{msMPPT} * V_{mp(ref)} = 14 * 37,2 = 520,8 V$$

$$V_{mp}(mín) = V_{mp(ref)} + V_{mp(ref)} * \beta_{vmp}(T_c - T_{ref})$$

$$T_c = 30 + 0,00175(Gi - 300) + 1,14(T_a - 25)$$

$$T_c = 30 + 0,0175(870 - 300) + 1,14(35 - 25) = 51,38 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$V_{mp}(\text{mín}) = 37,2 + 37,2 * \left( -\frac{0,31}{100} \right) * (51,38 - 25) = 34,16 \text{ V}$$

$$V_{mp_{MPPT}}(\text{mín}) = 14 * 34,16 = 478,24 \text{ V}$$

Cálculo dos valores mínimo e máximo de módulos em série para cada MPPT.

$$N^{\circ} \text{ de módulos\_série} \cdot V_{ocTmin} < Vi_{max}$$

$$638,4 \text{ V} < 800 \text{ V}$$

$$\frac{Vi_{MPPTmin}}{V_{mpTmax}} < N^{\circ} \text{ módulos\_série} < \frac{Vi_{MPPTmax}}{V_{mpTmin}}$$

$$\frac{350}{37,2} < N^{\circ} \text{ módulos\_série} < \frac{800}{34,16}$$

$$9 < N^{\circ} \text{ módulos\_série} < 24$$

A associação será de 4 fileiras de 14 módulos em série em cada uma dessas fileiras.

Tensão de circuito aberto total = 638,4 V

Corrente total = 37,8 A

### 3.1.3. Projeto elétrico

#### 3.1.3.1. Considerações iniciais

O projeto elétrico de um sistema fotovoltaico deve conter todas as informações técnicas referentes aos arranjos fotovoltaicos, inversores, condutores, quadros e demais equipamentos elétricos (COSTA, 2015).

As normas técnicas devem ser observadas no projeto de sistemas fotovoltaicos. A NBR 5410 – Instalações elétricas de baixa tensão foi utilizada na realização deste trabalho, além de outras normas da distribuidora de energia.

O arranjo do sistema deverá conter informações como o posicionamento dos módulos, a localização do inversor e outras informações que possibilitem uma melhor

compreensão.

Conforme (COSTA, 2015), o diagrama unifilar deverá conter no mínimo as seguintes informações:

- Especificação do inversor (idem ao módulo);
- Especificação de transformadores, quadros ou demais sistemas exclusivos do sistema fotovoltaico;
- Notas de instalação referentes aos equipamentos do sistema;
- Número de módulos em série e paralelo;
- Tensão e corrente máximas dos arranjos fotovoltaicos;
- Legenda de componentes;
- Tensão, número de fases e frequência nominal da rede elétrica;
- Selo do integrador e informações sobre o projetista;
- Referência de documentos utilizados como base.

Antes de iniciar o projeto foi preciso realizar visita a escola para identificar as melhores condições de instalação. Durante a visita foi possível notar que a escola é atendida em média tensão, de acordo com o diagrama unifilar da figura 24, no entanto é enquadrada como unidade consumidora do Grupo B.

A escola é atendida por um transformador de 45 kVA conforme a figura 25, o padrão de entrada fica próximo ao poste, conforme a figura 26.

Figura 24 - Diagrama Unifilar – Entrada

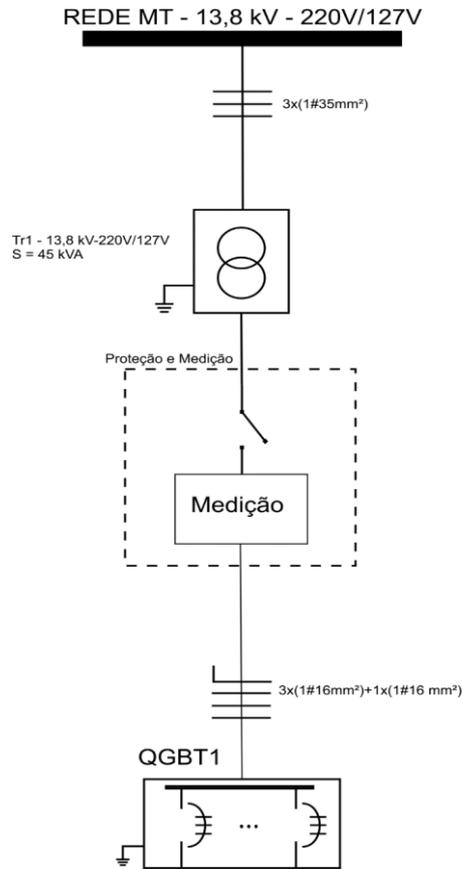


Figura 26 - Padrão de entrada



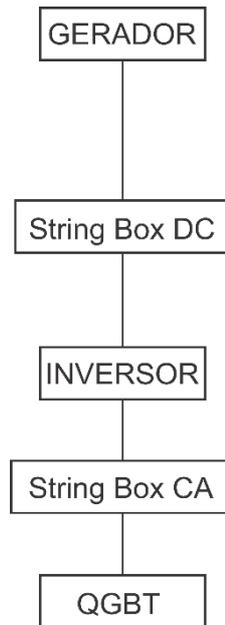
Figura 25 - Transformador 45 kVA



### 3.1.3.2. Dimensionamento dos condutores e proteção

O dimensionamento dos condutores foi realizado considerando-se as distâncias mínimas especificadas para cada componente do diagrama abaixo:

Figura 27 - Distâncias considerada



A distância entre o gerador e a string box DC é de 15 m, a distância da string box DC até o inversor é de 10 metros, a distância do inversor até a string box CA é de 5 metros e a distância da string box CA até o Quadro Geral de Baixa Tensão (QGBT) é de 5 metros.

#### CASO 1 (50%)

##### Gerador → String Box (DC)

$d = 15\text{m}$ ;  $I_b = 9,45\text{A}$ ;  $\Delta V = 0,5\%$ ;  $\rho (40^\circ\text{C}) = 0,01858 \Omega\text{mm}^2/\text{m}$ ;  $F_t = 0,87$ ;  $F_a = 0,80$

$$S_1 = \frac{\rho d I}{\Delta V} = \frac{0,01858 \times 15 \times 9,45}{1,1} = 2,9 \text{ mm}^2 \rightarrow 2,5 \text{ mm}^2$$

$$I' b = \frac{9,45}{0,87 \times 0,80} = 13,58 \text{ A} \rightarrow S_2 = 1,5 \text{ mm}^2$$

$$S_c = 2,5 \text{ mm}^2$$

**String Box (DC) → Inversor**

d= 10m; I<sub>b</sub>=9,45A; ΔV=0,5%; ρ (40°C) =0,01858 Ωmm<sup>2</sup>/m; Ft=0,87; Fa=0,80

$$S_1 = \frac{\rho d I}{\Delta V} = \frac{0,01858 \times 10 \times 9,45}{1,1} = 1,59 \text{ mm}^2 \rightarrow 1,5 \text{ mm}^2$$

$$I' b = \frac{9,45}{0,87 \times 0,8} = 13,58 \text{ A} \rightarrow S_2 = 2,5 \text{ mm}^2$$

$$S_c = 2,5 \text{ mm}^2$$

$$Dj_{1,2} \rightarrow I_N = 13 \text{ A}$$

$$I_B \leq I_N \leq I'_z$$

$$I'_z = 24 \times 0,87 \times 0,70 = 14,62 \text{ A}$$

**Inversor → String Box (CA) = String Box (CA) → QGBT**

d= 5m; ΔV=0,5%; ρ (40°C) =0,01858 Ωmm<sup>2</sup>/m; Ft=0,87; Fa=0,70

$$I_b = \frac{8200}{220 \times 0,98} = 38,03 \text{ A}$$

$$S_1 = \frac{\rho d I}{\Delta V} = \frac{0,01858 \times 5 \times 38,03}{1,1} = 3,21 \text{ mm}^2 \rightarrow 4 \text{ mm}^2$$

$$I' b = \frac{38,03}{0,87 * 0,70} = 62,44 \text{ A} \rightarrow S_2 = 16 \text{ mm}^2$$

$$S_c = 16 \text{ mm}^2$$

$$Dj_3 \rightarrow I_N = 60 \text{ A}$$

**CASO 2 (75%)****Gerador → String Box (DC)**

d= 15m; I<sub>b</sub>=9,45A; ΔV=0,5%; ρ (40°C) = 0,01858 Ωmm<sup>2</sup>/m; Ft=0,87; Fa=0,80

$$S_1 = \frac{\rho d I}{\Delta V} = \frac{0,01858 \times 15 \times 9,45}{1,1} = 2,9 \text{ mm}^2 \rightarrow 2,5 \text{ mm}^2$$

$$I' b = \frac{9,45}{0,87 \times 0,80} = 13,58 \text{ A} \rightarrow S_2 = 1,5 \text{ mm}^2$$

$$S_c = 2,5 \text{ mm}^2$$

**String Box (DC) → Inversor**

d= 10m; I<sub>b</sub>=9,45A; ΔV=0,5%; ρ (40°C) =0,01858 Ωmm<sup>2</sup>/m; Ft=0,87; Fa=0,80

$$S_1 = \frac{\rho d I}{\Delta V} = \frac{0,01858 \times 10 \times 9,45}{1,1} = 1,59 \text{ mm}^2 \rightarrow 1,5 \text{ mm}^2$$

$$I' b = \frac{9,45}{0,87 \times 0,8} = 13,58 \text{ A} \rightarrow S_2 = 2,5 \text{ mm}^2$$

$$S_C = 2,5 \text{ mm}^2$$

$$Dj_1 \rightarrow I_N = 13 \text{ A}$$

$$I_B \leq I_N \leq I'_z$$

$$I'_z = 24 \times 0,87 \times 0,70 = 14,62 \text{ A}$$

**Inversor → String Box (CA) – (Cada inversor)**

d= 3m; ΔV=0,5%; ρ (40°C) =0,01858 Ωmm<sup>2</sup>/m; Ft=0,87; Fa=0,70

$$I_b = \frac{8200}{220 \times 0,98} = 38,03 \text{ A}$$

$$S_1 = \frac{\rho d I}{\Delta V} = \frac{0,01858 \times 3 \times 38,03}{1,1} = 1,93 \text{ mm}^2 \rightarrow 2,5 \text{ mm}^2$$

$$I' b = \frac{38,03}{0,87 \times 0,70} = 62,44 \text{ A} \rightarrow S_2 = 16 \text{ mm}^2$$

$$S_C = 16 \text{ mm}^2$$

$$Dj_3 \rightarrow I_N = 60 \text{ A}$$

**String Box (CA) → QGBT**

d= 3m; ΔV=0,5%; ρ (40°C) =0,01858 Ωmm<sup>2</sup>/m; Ft=0,87; Fa=70

$$I_b = \frac{20790}{220 \times 0,98} = 96,43 \text{ A}$$

$$S_1 = \frac{\rho d I}{\Delta V} = \frac{0,01858 \times 3 \times 96,43}{1,1} = 4,88 \text{ mm}^2 \rightarrow 6 \text{ mm}^2$$

$$I' b = \frac{96,43}{0,87 \times 0,7} = 158,34 \text{ A} \rightarrow S_2 = 70 \text{ mm}^2$$

$$S_C = 70 \text{ mm}^2$$

**CASO 3 (100%)****Gerador → String Box (DC)**

d= 15m; I<sub>b</sub>=37,8 A; ΔV=0,5%; ρ (40°C) = 0,01858 Ωmm<sup>2</sup>/m; Ft=0,87; Fa=0,80

$$S_1 = \frac{\rho d I}{\Delta V} = \frac{0,01858 \times 15 \times 37,8}{1,1} = 9,58 \text{ mm}^2 \rightarrow 10 \text{ mm}^2$$

$$I' b = \frac{37,8}{0,87 \times 0,80} = 54,31 \text{ A} \rightarrow S_2 = 10 \text{ mm}^2$$

$$S_C = 10 \text{ mm}^2$$

**String Box (DC) → Inversor**

d= 10m; I<sub>b</sub>=37,8 A; ΔV=0,5%; ρ (40°C) =0,01858 Ωmm<sup>2</sup>/m; Ft=0,87; Fa=0,80

$$S_1 = \frac{\rho d I}{\Delta V} = \frac{0,01858 \times 10 \times 37,8}{1,1} = 6,38 \text{ mm}^2 \rightarrow 10 \text{ mm}^2$$

$$I' b = \frac{37,8}{0,87 \times 0,8} = 54,31 \text{ A} \rightarrow S_2 = 10 \text{ mm}^2$$

$$S_C = 10 \text{ mm}^2$$

$$Dj_1 \rightarrow I_N = 40 \text{ A}$$

$$I_B \leq I_N \leq I'_z$$

$$I'_z = 57 \times 0,87 \times 0,80 = 40 \text{ A}$$

**Inversor → String Box (CA) – Cada inversor**

d= 3m; ΔV=0,5%; ρ (40°C) =0,01858 Ωmm<sup>2</sup>/m; Ft=0,87; Fa=0,70

$$I_b = \frac{18480}{220 \times 0,98} = 85,71 \text{ A}$$

$$S_1 = \frac{\rho d I}{\Delta V} = \frac{0,01858 \times 3 \times 85,71}{1,1} = 4,34 \text{ mm}^2 \rightarrow 6 \text{ mm}^2$$

$$I' b = \frac{85,71}{0,87 * 0,70} = 140,74 \text{ A} \rightarrow S_2 = 70 \text{ mm}^2$$

$$S_C = 16 \text{ mm}^2$$

$$Dj_3 \rightarrow I_N = 60 \text{ A}$$

**String Box (CA) → QGBT**

$d = 3\text{m}$ ;  $\Delta V = 0,5\%$ ;  $\rho (40^\circ\text{C}) = 0,01858 \Omega\text{mm}^2/\text{m}$ ;  $F_t = 0,87$ ;  $F_a = 70$

$$I_b = \frac{20790}{220 \times 0,98} = 96,43 \text{ A}$$

$$S_1 = \frac{\rho d I}{\Delta V} = \frac{0,01858 \times 3 \times 96,43}{1,1} = 4,88 \text{ mm}^2 \rightarrow 6 \text{ mm}^2$$

$$I' b = \frac{96,43}{0,87 \times 0,7} = 158,34 \text{ A} \rightarrow S_2 = 70 \text{ mm}^2$$

$$S_c = 70 \text{ mm}^2$$

As tabelas 18, 19 e 20 mostram de forma resumida os valores de condutores escolhidos para cada um dos trechos especificados.

*Tabela 18 - Seção dos condutores (caso 1)*

CASO 1		
condutores		
Trecho	Distância (m)	Seção (mm <sup>2</sup> )
Gerador → String Box DC	15	2,5
String Box DC → Inversor	10	2,5
Inversor → String Box CA	5	16
String Box CA → QGBT	5	16

*Tabela 19 - Seção dos condutores (caso 2)*

CASO 2		
condutores		
Trecho	Distância (m)	Seção (mm <sup>2</sup> )
Gerador → String Box DC	15	2,5
String Box DC → Inversor	10	2,5
Inversor → String Box CA	5	16
String Box CA → QGBT	5	70

*Tabela 20 - Seção dos condutores (caso 3)*

CASO 3		
condutores		
Trecho	Distância (m)	Seção (mm <sup>2</sup> )
Gerador → String Box DC	15	10
String Box DC → Inversor	10	10
Inversor → String Box CA	5	16
String Box CA → QGBT	5	70

As tabelas 21, 22 e 23 mostram os valores dos dispositivos de proteção escolhidos para os trechos determinados. Na string box DC será utilizada uma chave de seccionamento DC e para a string box CA será utilizado disjuntor.

Tabela 21 - Proteção (caso 1)

CASO 1						
Proteção						
Trecho	Disjuntor/chave sec.		Fusível		DPS bipolar	
	Qtd.	In (A)	Qtd.	In(A)/Vn(V)	Qtd.	In(kA)/Uc(V)
String Box DC → Inversor	1	32	4	32/1000	2	40/1000
Inversor → String Box CA	1	60			4	40/1000

Tabela 22 - Proteção (caso 2)

CASO 2						
Proteção						
Trecho	Disjuntor/chave sec.		Fusível		DPS bipolar	
	Qtd.	In (A)	Qtd.	In(A)/Vn(V)	Qtd.	In(kA)/Uc(V)
String Box DC → Inversor	2	32	8	32/1000	4	40/1000
Inversor → String Box CA	1	160			8	40/1000

Tabela 23 - Proteção (caso 3)

CASO 3						
Proteção						
Trecho	Disjuntor/chave sec.		Fusível		DPS bipolar	
	Qtd.	In (A)	Qtd.	In(A)/Vn(V)	Qtd.	In(kA)/Uc(V)
String Box DC → Inversor	2	40	4	40/1000	2	40/1000
Inversor → String Box CA	1	160			4	40/1000

### 3.1.3.3. Diagrama Unifilar

O diagrama unifilar foi elaborado com o auxílio do software AutoCad para cada um dos casos. Os diagramas podem ser observados nos **anexos A, B e C**.

## 3.2. PARTE ECONÔMICA

### 3.2.1. Valor Presente Líquido - VPL

Conforme (NOGUEIRA, 2013), o método do valor presente líquido, também conhecido como VPL, consiste em avaliar se uma determinada alternativa de investimento, em valores atuais, é vantajosa ou não.

Esta técnica desconta os fluxos de caixa da empresa a uma taxa especificada. É frequentemente chamada de taxa de desconto, custo de oportunidade ou custo de capital, e está relacionada com o mínimo de retorno que pode ser obtido por um projeto, sem desvalorizar a empresa.

A aceitação ou não do projeto depende do VPL: ser for maior que zero, o projeto pode ser aceito, se for menor que zero, pode-se rejeitar o projeto.

Formulação:

$$VPL = \sum_{j=1}^n \frac{FC_j}{(1+i)^j} - FC_0 \quad (6)$$

$FC_0$  – Fluxo de caixa verificado no momento zero (momento inicial)

$FC_j$  – Fluxos de caixa previstos no projeto para cada intervalo de tempo

$i$  – Taxa de desconto

$n$  – Período de tempo

### 3.2.2. Taxa Interna de Retorno – TIR

O método da taxa interna de retorno possibilita uma análise da alternativa de investimento através de sua rentabilidade. Essa importante informação que o método oferece o torna muito utilizado na prática, para avaliação de retornos proporcionados por investimentos ou custos de operações financeiras (NOGUEIRA, 2013)

Caso o TIR apresente valor maior que o investimento, torna-se interessante do ponto de vista financeiro, mas, em caso contrário o investimento pode ser rejeitado. Dessa forma há garantia de obter, no mínimo, a taxa de retorno requerida.

É calculado utilizando-se a mesma fórmula descrita no VPL, porém igualando-se a zero e utilizando a TIR como taxa de desconto.

Formulação:

$$0 = \sum_{j=1}^n \frac{FC_j}{(1+i)^j} - FC_0 \quad (7)$$

### 3.2.3. Payback Descontado

Payback Descontado é o tempo necessário para recuperar o investimento, avaliando-se os fluxos de caixa descontados, ou seja, considerando-se o valor do dinheiro no tempo.

Este método de engenharia econômica é semelhante ao Payback Simples, mas com o adicional de usar uma taxa de desconto antes de se proceder à soma dos fluxos de caixa. Em geral, esta taxa de desconto será a Taxa Mínima de Atratividade (TMA).

Formulação:

$$Payback = \frac{|FCCD_{j-}|}{|FCCD_{j-}| + |FCCD_{j+}|} x (Ano_+ - Ano_-) + Ano_- \quad (8)$$

*FCCD – Fluxo de caixa acumulado descontado*

Cada um destes indicadores econômicos fornece informações que podem ser utilizadas de maneira complementar. O VPL nos dá uma noção do lucro com o projeto, mas não permite uma comparação fácil com outros investimentos, já o TIR apresenta um valor facilmente comparável. Alguns projetos podem apresentar um VPL positivo e uma TIR acima da taxa de atratividade, no entanto apresentarem retorno de investimento em médio ou longo prazo (RODRIGUES e ROZENFELD, 2015).

### 3.2.4. Custos

As tabelas 24 a 32 apresentam os custos dos equipamentos considerados no projeto para cada um dos casos e índices monetários e taxas, considera-se o valor médio encontrado no mercado. O preço das String box consideradas no projeto já englobam todos os equipamentos de proteção necessária. As figuras 28 e 29 mostram as String Box (2 x 2).

Figura 29 - String box DC



Figura 28 - String box CA



## CASO 1

Tabela 24 - Custos dos equipamentos

Equipamento/Modelo	Quant.	Preço unit. (R\$)	Frete	Preço total
			(R\$)	(R\$)
Painel Solar Canadian CS6P-330P	28	R\$ 659,00	R\$ 290,00	R\$ 18.742,00
Inversor Grid Tie Fronius primo-8.2-1	1	R\$ 11.987,00	R\$ 98,00	R\$ 12.085,00
Cabo solar 2,5mm <sup>2</sup> 1kV - 1 metros	50	R\$ 5,50	R\$ 78,90	R\$ 353,90
Cabo 16mm <sup>2</sup> 1kV - 1 metros	50	R\$ 1,50	R\$ 78,90	R\$ 153,90
string Box DC completa	1	R\$ 800,00	R\$ 88,90	R\$ 888,90
String Box CA completa	1	R\$ 400,00	R\$ 19,90	R\$ 419,90
<b>CUSTO TOTAL DOS EQUIPAMENTOS</b>				<b>32.643,60</b>

Tabela 25 - Custo total do projeto

<b>Equipamentos</b>	<b>R\$32.643,60</b>
<b>Mão de obra da instalação</b>	<b>R\$6.528,72</b>
<b>CUSTO TOTAL DO PROJETO</b>	<b>R\$39.172,32</b>
<b>Valor do Wp (R\$/Wp)</b>	<b>R\$4,24</b>

Para a análise econômica considera-se as taxas e índices mostrados na tabela 25. A inflação considerada é de 5% ao ano.

Tabela 26 - Taxas e índices

Premissas e Taxas	
Degradação do Painéis Ano 1	1,00%
Degradação outros anos	0,70%
Custo de Manutenção / Ano	5,00%
Inflação Projetada (%a.a.)	5,00%
Inflação Energética Projetada (%a.a.)	8,00%
Ano de troca do Inversor	15
Estimativa Custo % do Inversor no Sistema	20%
Estim. Custo % do Inversor no Sist. ano troca	R\$ 7.834,46
Custo de Capital (Wacc)	10,00%
Índices Monetários	
Poupança (a.m.)	0,28%
Poupança (a.a.)	3,4%
Inflação (a.a.)	5,0%
Inflação (a.m.)	0,42%

## CASO 2

Tabela 27 - Custos dos equipamentos

Equipamento/Modelo	Quant.	Preço unit. (R\$)	Frete	Preço total
			(R\$)	(R\$)
Painel Solar Canadian CS6P-330P	63	R\$ 659,00	R\$ 290,00	R\$ 41.807,00
Inversor Grid Tie Fronius primo-8.2-1	2	R\$ 11.987,00	R\$ 98,00	R\$ 24.072,00
Cabo solar 2,5mm <sup>2</sup> 1kV - 1 metros	100	R\$ 5,50	R\$ 78,90	R\$ 628,90
Cabo 16mm <sup>2</sup> 1kV - 1 metros	100	R\$ 1,50	R\$ 78,90	R\$ 228,90
string Box DC completa	2	R\$ 800,00	R\$ 88,90	R\$ 1.688,90
String Box CA completa	1	R\$ 400,00	R\$ 19,90	R\$ 419,90
<b>CUSTO TOTAL DOS EQUIPAMENTOS</b>				<b>68.845,60</b>

Tabela 28 - Custo total do projeto

<b>Equipamentos</b>	R\$68.845,60
<b>Mão de obra da instalação</b>	R\$13.769,12
<b>CUSTO TOTAL DO PROJETO</b>	<b>R\$82.614,72</b>
<b>Valor do Wp (R\$/Wp)</b>	<b>R\$3,97</b>

Tabela 29 - Taxas e Índices

Premissas e Taxas	
Degradação do Painéis Ano 1	1,00%
Degradação outros anos	0,70%
Custo de Manutenção / Ano	5,00%
Inflação Projetada (%a.a.)	5,00%
Inflação Energética Projetada (%a.a.)	8,00%
Ano de troca do Inversor	15
Estimativa Custo % do Inversor no Sistema	20%
Estim. Custo % do Inversor no Sist. ano troca	R\$ 16.522,94
Custo de Capital (Wacc)	10,00%
Índices Monetários	
Poupança (a.m.)	0,28%
Poupança (a.a.)	3,4%
Inflação (a.a.)	5,0%
Inflação (a.m.)	0,42%

## CASO 3

Tabela 30 - Custo dos equipamentos

Equipamento/Modelo	Quant.	Preço unit. (R\$)	Frete	Preço total
			(R\$)	(R\$)
Painel Solar Canadian CS6P-330P	112	R\$ 659,00	R\$ 3.127,00	R\$ 76.935,00
Inversor Grid Tie Fronius Symo 15.0	2	R\$ 18.840,00	R\$ 971,34	R\$ 38.651,34
Cabo solar 2,5mm <sup>2</sup> 1kV - 1 metros	100	R\$ 5,50	R\$ 78,90	R\$ 628,90
Cabo 16mm <sup>2</sup> 1kV - 1 metros	100	R\$ 1,50	R\$ 78,90	R\$ 228,90
string Box DC completa	2	R\$ 800,00	R\$ 88,90	R\$ 1.688,90
String Box CA completa	1	R\$ 400,00	R\$ 19,90	R\$ 419,90
<b>CUSTO TOTAL DOS EQUIPAMENTOS</b>				<b>118.552,94</b>

Tabela 31 - Custo total do projeto

<b>Equipamentos</b>	R\$118.552,94
<b>Mão de obra da instalação</b>	R\$23.710,59
<b>CUSTO TOTAL DO PROJETO</b>	<b>R\$142.263,53</b>
<b>Valor do Wp (R\$/Wp)</b>	<b>R\$3,85</b>

Tabela 32 - Taxas e Índices

Premissas e Taxas	
Degradação do Painéis Ano 1	1,00%
Degradação outros anos	0,70%
Custo de Manutenção / Ano	5,00%
Inflação Projetada (%a.a.)	5,00%
Inflação Energética Projetada (%a.a.)	8,00%
Ano de troca do Inversor	15
Estimativa Custo % do Inversor no Sistema	20%
Estim. Custo % do Inversor no Sist. ano troca	R\$ 28.452,71
Custo de Capital (Wacc)	10,00%
Índices Monetários	
Poupança (a.m.)	0,28%
Poupança (a.a.)	3,4%
Inflação (a.a)	5,0%
Inflação (a.m.)	0,42%

### 3.2.5. Demonstrativo energético e financeiro

O demonstrativo energético e financeiro pode ser observado para cada caso nos **apêndices A, B e C**. O *Payback* está destacado em verde.

## 4. RESULTADOS OBTIDOS

Os resultados obtidos serão divididos em parte técnica e parte econômica. Na parte técnica serão apresentadas as considerações referentes a estrutura e as condições de instalação do sistema. Na parte econômica serão apresentados os resultados de Payback, VPL, TIR e outras considerações.

### 4.1. PARTE TÉCNICA

A geração de energia solar fotovoltaica no Brasil tem um grande potencial, pois em todo o território brasileiro os índices de irradiação solar estão acima dos índices da maioria dos países europeus.

A região de Manacapuru apresenta um índice médio anual de 4,46 kWh/m<sup>2</sup>.dia que possibilita uma boa média de geração de energia.

A figura 14 na seção 3.1.1.2, representa a posição da escola em relação as vias próximas, ela está posicionada com as águas do telhado inclinadas para o Oeste e Leste. O melhor lado para instalação dos módulos é para o Oeste, pois apresenta menor índice de sombreamento ao longo do dia. Sendo possível fazer uma compensação da inclinação do telhado para o leste ou norte por meio de estrutura para essa finalidade.

A área total de cobertura é de 700 m<sup>2</sup> e a área disponível de cobertura em qualquer dos lados é de aproximadamente 350 m<sup>2</sup>. A área de um módulo fotovoltaico é de 1,94 m<sup>2</sup>, portanto, no caso em que se utiliza o maior número de módulos (112 módulos) a área total ocupada será de 216 m<sup>2</sup>, sendo possível, portanto, a instalação dos módulos em todos os casos apenas no lado Oeste.

Existe também a possibilidade de instalação dos módulos em uma estrutura construída para essa finalidade de mesma altura da cobertura ao lado da escola (figura 30). No entanto, a construção da estrutura demandaria um investimento maior e, por isso, este trabalho considera apenas a instalação dos módulos sob o telhado da escola.

Figura 30 - Área propícia à instalação dos módulos



A cobertura da escola possui estrutura que deve ser reforçada para suportar o peso dos módulos fotovoltaicos. No caso 3 em que são utilizados 112 módulos fotovoltaicos, o peso total é de aproximadamente 2509 kg.

O quadro geral que alimenta a escola deve ser modificado para que possa receber a potência entregue pelo gerador. A principal mudança está relacionada à proteção e barramento. O disjuntor vindo da string box CA no caso 3, por exemplo, deve ser de 160 A (dois inversores em paralelo).

Para o dimensionamento do gerador foi considerado o histórico de consumo dos últimos 12 meses (tabela 9, seção 3.1.1.4) da escola obtidos junto a Secretaria Municipal de Educação de Manacapuru (SEMED/MPU). A escola tem um consumo médio mensal de 3882,67 kWh, que a R\$ 0,76/kWh, gera uma fatura de R\$ 2950,83 (valor médio).

O projeto do sistema fotovoltaico visou atender 3 casos; o primeiro 50% do consumo; o segundo 75% do consumo; o terceiro 100% do consumo. Em todos os casos é necessário notar que o custo de disponibilidade (taxa mínima a ser paga) foi descontada do valor de energia a ser gerada. Em todos os casos é possível a instalação do sistema desde que se realize as modificações necessárias.

## 4.2. PARTE ECONÔMICA

### CASO 1

A tabela 33 mostra que para o investimento de **R\$39.172,32** o valor mínimo de retorno do investimento (VPL), considerando-se uma taxa de custo de capital de 10% é de **R\$ 69.994,95**. O investimento em energia solar no Brasil apresenta na maioria dos casos um retorno que varia de 4 a 8 anos. Para este caso o retorno do investimento (*Payback*) ocorreu em 5 anos e 7 meses.

Os sistemas fotovoltaicos possuem uma vida útil de 25 anos. Para o caso 1, ao final desse período, o lucro final será de **R\$ 375.019,83**.

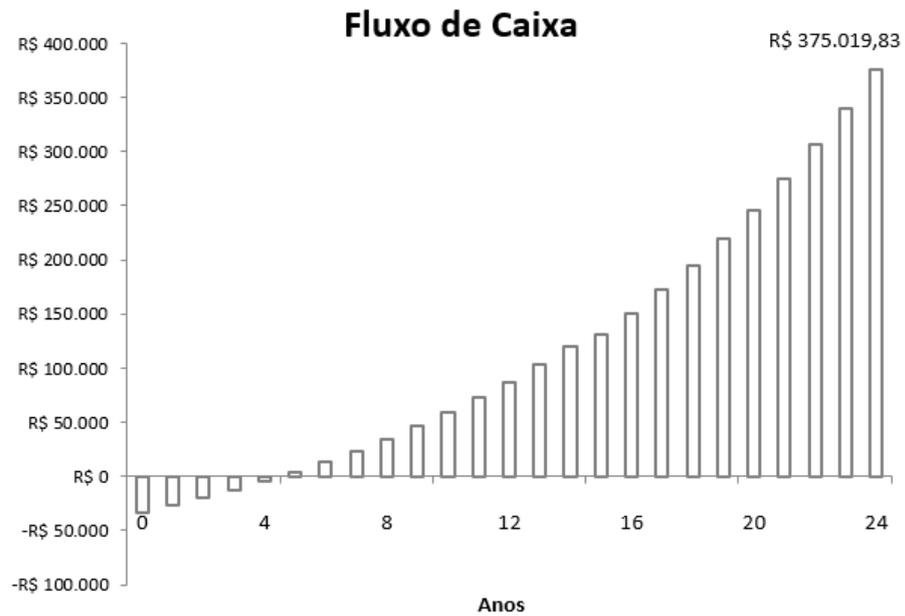
Considerando-se o lucro final (25 anos) em relação ao valor investido, o *Return Over Investment (ROI)* apresenta um valor de **857,36%**.

Tabela 33 - Resultados (caso 1)

Resultados	
Payback Ano	5
Payback Mês	7
Retorno no Primeiro Ano	20,14%
Retorno no Primeiro Ano \$	R\$ 7.890,23
Reais por Watt Instalado	R\$ 4,24
<b>VPL</b>	R\$ 69.994,95
<b>TIR</b>	26,63%
<b>Lucro Final do Projeto após 25 anos</b>	<b>R\$ 375.019,83</b>
<b>ROI</b>	857,36%
Geração Diária Média de Energia (kWh/dia)	26,10
Geração Mensal Média de Energia (kWh/mês)	794
Geração Anual Média de Energia (kWh/ano)	9.527
Custo do Kwh Solar (Valor Presente)	R\$ 0,28

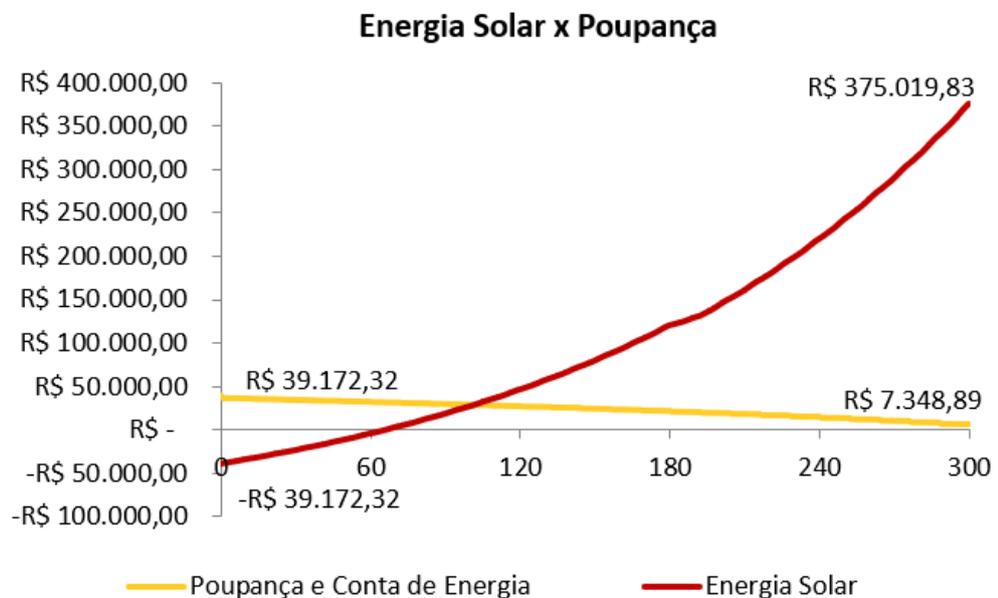
A figura 30 mostra de forma gráfica o fluxo de caixa ao longo da vida útil do projeto.

Figura 31 - Fluxo de caixa (caso 1)



O gráfico da figura 31 mostra a relação entre o investimento em energia solar e poupança / conta de energia.

Figura 32 - Energia Solar x Poupança (caso 1)



## CASO 2

A tabela 34 mostra que para o investimento de **R\$82.614,72** o valor mínimo de retorno do investimento (VPL), considerando-se uma taxa de custo de capital de 10% é de **R\$ 166.525,82**. Para este caso o retorno do investimento (*Payback*) ocorreu em 5 anos e 2 meses.

Para o caso 2, ao final dos 25 anos de projeto, o lucro final será de **R\$ 863.579,05**.

Considerando-se o lucro final em relação ao valor investido, o *Return Over Investment (ROI)* apresenta um valor de **945,31%**.

Tabela 34 - Resultados (caso 2)

Resultados	
Payback Ano	5
Payback Mês	2
Retorno no Primeiro Ano	21,49%
Retorno no Primeiro Ano \$	R\$ 17.753,02
Reais por Watt Instalado	R\$ 3,97
<b>VPL</b>	R\$ 166.525,82
<b>TIR</b>	28,76%
<b>Lucro Final do Projeto após 25 anos</b>	<b>R\$ 863.579,05</b>
<b>ROI</b>	945,31%
Geração Diária Média de Energia (kWh/dia)	58,73
Geração Mensal Média de Energia (kWh/mês)	1.786
Geração Anual Média de Energia (kWh/ano)	21.436
Custo do Kwh Solar (Valor Presente)	R\$ 0,22

As figuras 33 e 34 mostram o fluxo de caixa e a relação entre o investimento em energia solar e poupança/conta de energia.

Figura 33 - fluxo de caixa (caso 2)

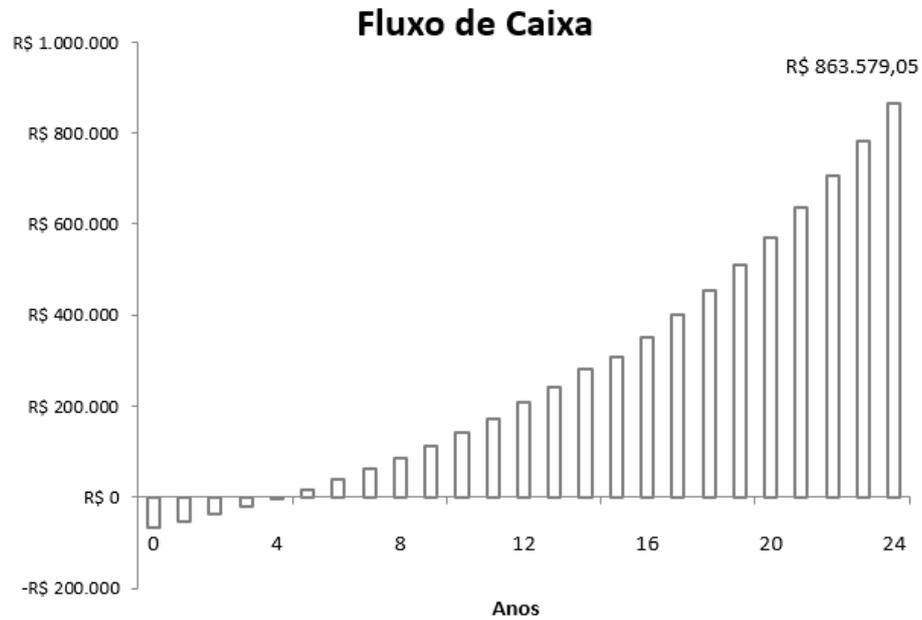
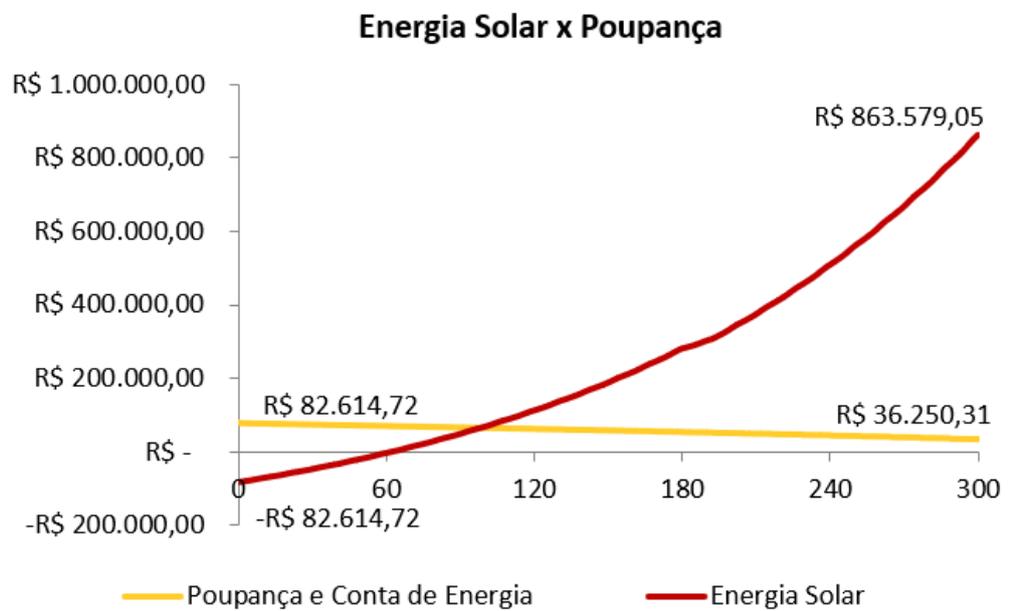


Figura 34 - Energia solar x Poupança (caso 2)



### CASO 3

A tabela 35 mostra que para o investimento de **R\$142.263,53** o valor mínimo de retorno do investimento (VPL), considerando-se uma taxa de custo de capital de 10% é de **R\$ 303.051,94**. Para este caso o retorno do investimento (*Payback*) ocorreu em 5 anos.

Para o caso 3, ao final dos 25 anos de projeto, o lucro final será de **R\$ 1.551.026,55**.

Considerando-se o lucro final em relação ao valor investido, o *Return Over Investment (ROI)* apresenta um valor de **990,25%**.

Tabela 35 - Resultados (caso 3)

Resultados	
Payback Ano	4
Payback Mês	12
Retorno no Primeiro Ano	22,08%
Retorno no Primeiro Ano \$	R\$ 31.410,74
Reais por Watt Instalado	R\$ 3,85
<b>VPL</b>	<b>R\$ 303.051,94</b>
<b>TIR</b>	<b>29,78%</b>
<b>Lucro Final do Projeto após 25 anos</b>	<b>R\$ 1.551.026,55</b>
<b>ROI</b>	<b>990,25%</b>
Geração Diária Média de Energia (kWh/dia)	104,41
Geração Mensal Média de Energia (kWh/mês)	3.176
Geração Anual Média de Energia (kWh/ano)	38.109
Custo do Kwh Solar (Valor Presente)	R\$ 0,13

As figuras 35 e 36 mostram o fluxo de caixa e a relação entre o investimento em energia solar e poupança/conta de energia.

Figura 35 - Fluxo de caixa (caso 3)

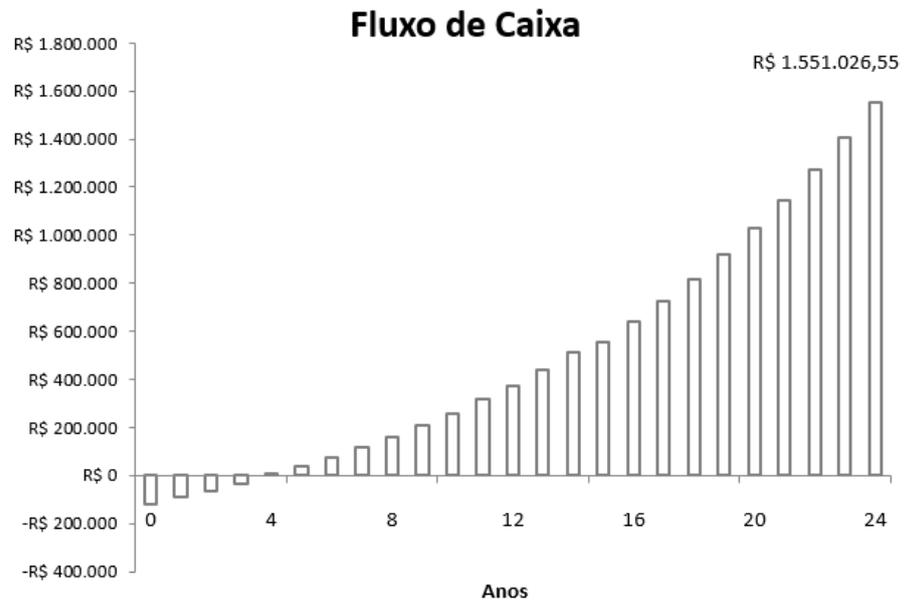
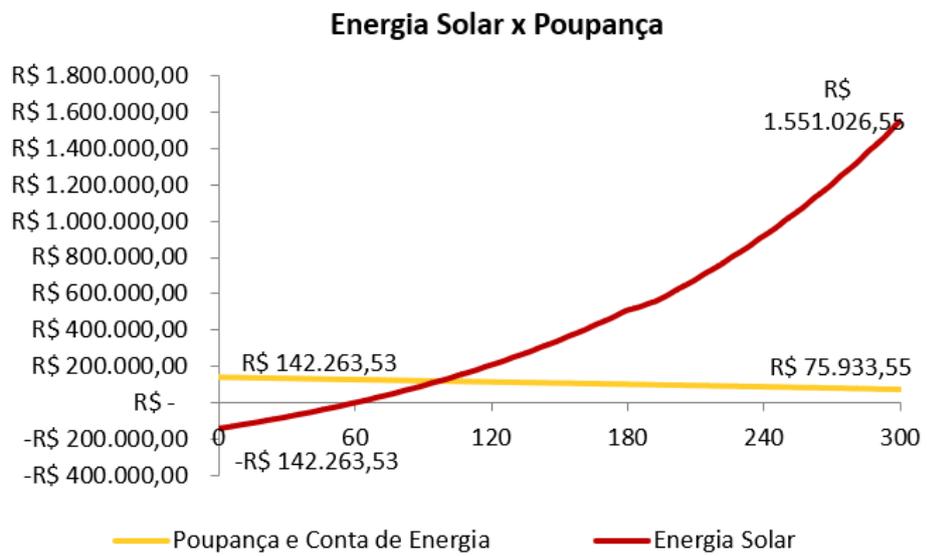


Figura 36 - Energia solar x Poupança (caso 3)



## CONCLUSÃO

A escolha da escola foi influenciada pela manifestação de interesse de servidores da SEMED/MPU em reduzir os custos com energia elétrica nas escolas municipais. Além disso, é fato que a utilização de fontes renováveis em edificações públicas vem crescendo nos últimos anos.

Hoje existem diversos Projetos de Lei para que os órgãos públicos implementem obrigatoriamente políticas para o aumento da eficiência energética, dos quais destaca-se a utilização da energia solar fotovoltaica.

De modo geral, embora os sistemas fotovoltaicos exijam um investimento elevado, o retorno ocorre dentro de poucos anos. Os projetos desta pesquisa, por exemplo, apresentam retorno do investimento entre 4 e 5 anos.

Antes da elaboração dessa pesquisa foi realizada visita a escola com o objetivo de verificar as condições necessárias a instalação do sistema. Foi verificada a estrutura da cobertura, as condições das instalações elétricas, a forma de entrada de energia e outras informações necessárias ao desenvolvimento deste trabalho.

Na análise técnica pode-se concluir que existem condições favoráveis a instalação do sistema, no entanto é necessário realizar algumas melhorias nas instalações elétricas e na estrutura da cobertura. O recurso solar, valor médio de irradiação de 4,46 kWh/m<sup>2</sup>.dia, é um dos pontos mais favoráveis a instalação de sistemas fotovoltaicos.

A análise econômica mostra três possibilidades de investimento e, para cada um deles, é possível obter uma boa relação custo benefício. As condições necessárias para que um projeto seja aceito são retorno rápido, VPL maior que zero e TIR maior que a taxa mínima de retorno. Em todos os casos estudados essas condições foram atendidas.

É possível afirmar, portanto, que em todos os casos a implementação do projeto é atrativo, tanto do ponto de vista técnico quanto econômico.

## REFERÊNCIAS

- ABSOLAR. Fonte solar fotovoltaica assume 7ª posição na matriz elétrica brasileira e ultrapassa nucleares, 2019. Disponível em: <<http://absolar.org.br/noticia/noticias-externas/fonte-solar-fotovoltaica-assume-7a-posicao-na-matriz-eletrica-brasileira-e-ultrapassa-nucleares.html>>. Acesso em: 28 mar. 2019.
- ANEEL. **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 414, DE 9 DE SETEMBRO DE 2010**. [S.l.]: [s.n.], 2010.
- ANEEL. **Modalidades tarifárias**. [S.l.]: [s.n.], 2015.
- ANEEL. **Resolução Normativa 687/15**. [S.l.]: [s.n.], 2015.
- ANEEL. Micro e Minigeração Distribuída, 2018. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/geracao-distribuida>>. Acesso em: 03 maio 2019.
- ANEEL. Brasil ultrapassa marca de 1GW em geração distribuída, 2019. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 01 nov. 2019.
- CÂMARA DOS DEPUTADOS. **Energia Solar No Brasil: Situação e Perspectivas**. [S.l.]: [s.n.], 2017.
- COSTA, T. M. G. **Metodologia para Projeto de Microgeração Fotovoltaica**. [S.l.]: [s.n.], 2015.
- CRESESB. **Potencial Solar - SunData v 3.0**. [S.l.]: [s.n.], 2018.
- DUSOL. Quais os maiores fabricantes de módulos fotovoltaicos?, 2019. Disponível em: <<https://www.dusolengenharia.com.br/>>. Acesso em: 05 set. 2019.
- FRONIUS, 2019. Disponível em: <<https://www.fronius.com/pt-br/brasil/energia-solar/produtos>>. Acesso em: 08 ago. 2019.
- GLOBAL CARBON PROJECT. Global Carbon Budget 2018, 2018. Disponível em: <<https://www.globalcarbonproject.org/carbonbudget/index.htm>>. Acesso em: 11 abr. 2019.
- INPE. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. 2ª. ed. São José dos Campos: [s.n.], 2017.
- MIRANDA, A. B. C. M. **ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO**. [S.l.]: [s.n.], 2014.
- NASCIMENTO, C. A. D. **Princípio de funcionamento da Célula Fotovoltaica**. [S.l.]: [s.n.], 2004.
- NOGUEIRA, E. **Introdução à Engenharia Econômica**. [S.l.]: [s.n.], 2013.
- PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. [S.l.]: [s.n.], 2014.
- PORTAL SOLAR, 2019. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/tipos-de-painel-solar-fotovoltaico.html>>. Acesso em: 08 ago. 2019.

PORTAL SOLAR. Micro Inversor Solar Grid Tie, 2019. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/micro-inversor-solar-grid-tie.html>>. Acesso em: 10 maio 2019.

PROCEL. **Manual de Tarifação de Energia Elétrica**. [S.l.]: [s.n.], 2011.

REN 482. **Resolução Normativa 482/12**. [S.l.]: [s.n.], 2012.

RODRIGUES, F. D. C.; ROZENFELD, H. **Análise de Viabilidade Econômica**. [S.l.]: [s.n.], 2015.

SANTOS, G. Conta de luz sobe 50% mais do que a inflação em 23 anos. **VEJA**, 2018.

SWERA. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. São José dos Campos: [s.n.], 2006.

## APÊNDICE A – CASO 1

Demonstrativo Energético e Financeiro dos 25 anos do projeto:													
Ano	Consumo	Geração	Sem Energia Solar	Com Energia Solar	Economia	Economia %	Custos	Subtotal	Fluxo Final	Acumulado Sem ES	Retorno Invest.		
0	46.592	10.382	R\$ 35.409,92	R\$ 27.519,69	R\$ 7.890,23	22%	R\$ 40.967,72	-R\$ 33.077,49	-R\$ 33.077,49	-R\$ 35.409,92	20,1%		
1	46.592	10.278	R\$ 38.242,71	R\$ 29.806,48	R\$ 8.436,23	22%	R\$ 2.056,55	R\$ 6.379,69	-R\$ 26.697,80	-R\$ 73.652,63	21,5%		
2	46.592	10.206	R\$ 41.302,13	R\$ 32.254,78	R\$ 9.047,35	22%	R\$ 2.159,37	R\$ 6.887,98	-R\$ 19.809,82	-R\$ 114.954,76	23,1%		
3	46.592	10.135	R\$ 44.606,30	R\$ 34.903,56	R\$ 9.702,74	22%	R\$ 2.267,34	R\$ 7.435,40	-R\$ 12.374,42	-R\$ 159.561,07	24,8%		
4	46.592	10.064	R\$ 48.174,81	R\$ 37.769,19	R\$ 10.405,61	22%	R\$ 2.380,71	R\$ 8.024,90	-R\$ 4.349,52	-R\$ 207.735,87	26,6%		
5	46.592	9.993	R\$ 52.028,79	R\$ 40.869,40	R\$ 11.159,39	21%	R\$ 2.499,75	R\$ 8.659,65	R\$ 4.310,13	-R\$ 259.764,66	28,5%		
6	46.592	9.923	R\$ 56.191,09	R\$ 44.223,31	R\$ 11.967,78	21%	R\$ 2.624,73	R\$ 9.343,05	R\$ 13.653,18	-R\$ 315.955,75	30,6%		
7	46.592	9.854	R\$ 60.686,38	R\$ 47.851,65	R\$ 12.834,73	21%	R\$ 2.755,97	R\$ 10.078,76	R\$ 23.731,94	-R\$ 376.642,13	32,8%		
8	46.592	9.785	R\$ 65.541,29	R\$ 51.776,82	R\$ 13.764,47	21%	R\$ 2.893,77	R\$ 10.870,71	R\$ 34.602,64	-R\$ 442.183,42	35,1%		
9	46.592	9.716	R\$ 70.784,59	R\$ 56.023,02	R\$ 14.761,57	21%	R\$ 3.038,46	R\$ 11.723,12	R\$ 46.325,76	-R\$ 512.968,02	37,7%		
10	46.592	9.648	R\$ 76.447,36	R\$ 60.616,46	R\$ 15.830,90	21%	R\$ 3.190,38	R\$ 12.640,52	R\$ 58.966,28	-R\$ 589.415,38	40,4%		
11	46.592	9.581	R\$ 82.563,15	R\$ 65.585,46	R\$ 16.977,69	21%	R\$ 3.349,90	R\$ 13.627,79	R\$ 72.594,08	-R\$ 671.978,53	43,3%		
12	46.592	9.514	R\$ 89.168,20	R\$ 70.960,65	R\$ 18.207,56	20%	R\$ 3.517,39	R\$ 14.690,16	R\$ 87.284,24	-R\$ 761.146,73	46,5%		
13	46.592	9.447	R\$ 96.301,66	R\$ 76.775,15	R\$ 19.526,51	20%	R\$ 3.693,26	R\$ 15.833,25	R\$ 103.117,49	-R\$ 857.448,39	49,8%		
14	46.592	9.381	R\$ 104.005,79	R\$ 83.064,78	R\$ 20.941,01	20%	R\$ 3.877,93	R\$ 17.063,09	R\$ 120.180,57	-R\$ 961.454,18	53,5%		
15	46.592	9.315	R\$ 112.326,25	R\$ 89.868,28	R\$ 22.457,98	20%	R\$ 11.906,29	R\$ 10.551,69	R\$ 130.732,27	-R\$ 1.073.780,44	57,3%		
16	46.592	9.250	R\$ 121.312,35	R\$ 97.227,52	R\$ 24.084,83	20%	R\$ 4.275,41	R\$ 19.809,42	R\$ 150.541,69	-R\$ 1.195.092,79	61,5%		
17	46.592	9.185	R\$ 131.017,34	R\$ 105.187,80	R\$ 25.829,54	20%	R\$ 4.489,18	R\$ 21.340,36	R\$ 171.882,04	-R\$ 1.326.110,13	65,9%		
18	46.592	9.121	R\$ 141.498,73	R\$ 113.798,10	R\$ 27.700,63	20%	R\$ 4.713,64	R\$ 22.986,99	R\$ 194.869,03	-R\$ 1.467.608,87	70,7%		
19	46.592	9.057	R\$ 152.818,63	R\$ 123.111,36	R\$ 29.707,27	19%	R\$ 4.949,33	R\$ 24.757,94	R\$ 219.626,97	-R\$ 1.620.427,49	75,8%		
20	46.592	8.994	R\$ 165.044,12	R\$ 133.184,86	R\$ 31.859,26	19%	R\$ 5.196,79	R\$ 26.662,47	R\$ 246.289,44	-R\$ 1.785.471,61	81,3%		
21	46.592	8.931	R\$ 178.247,65	R\$ 144.080,50	R\$ 34.167,14	19%	R\$ 5.456,63	R\$ 28.710,51	R\$ 274.999,96	-R\$ 1.963.719,26	87,2%		
22	46.592	8.868	R\$ 192.507,46	R\$ 155.865,25	R\$ 36.642,21	19%	R\$ 5.729,46	R\$ 30.912,75	R\$ 305.912,71	-R\$ 2.156.226,72	93,5%		
23	46.592	8.806	R\$ 207.908,06	R\$ 168.611,48	R\$ 39.296,57	19%	R\$ 6.015,94	R\$ 33.280,64	R\$ 339.193,35	-R\$ 2.364.134,78	100,3%		
24	46.592	8.745	R\$ 224.540,70	R\$ 182.397,48	R\$ 42.143,22	19%	R\$ 6.316,73	R\$ 35.826,49	R\$ 375.019,83	-R\$ 2.588.675,49	107,6%		
<b>Média</b>	<b>46.592</b>	<b>9.527</b>	<b>R\$ 103.547,02</b>	<b>R\$ 82.933,32</b>	<b>R\$ 20.613,70</b>	<b>20%</b>	<b>R\$ 5.612,91</b>						
<b>Total</b>	<b>1.164.800</b>	<b>238.181</b>	<b>R\$ 2.588.675,49</b>	<b>R\$ 2.073.333,03</b>	<b>R\$ 515.342,46</b>	<b>20%</b>	<b>R\$ 140.322,63</b>	-	-	-			

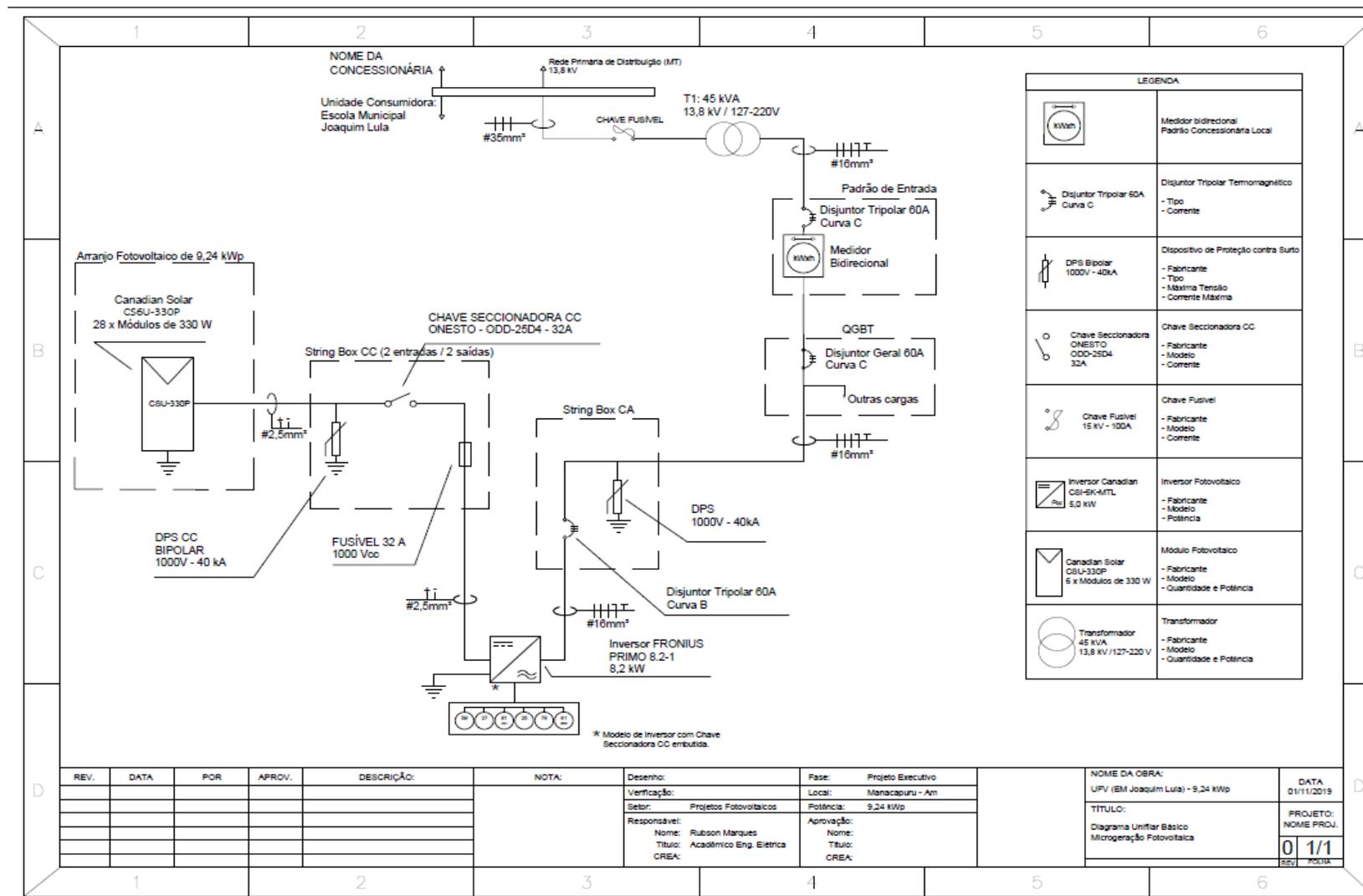
## APÊNDICE B – CASO 2

Demonstrativo Energético e Financeiro dos 25 anos do projeto:													
Ano	Consumo	Geração	Sem Energia Solar	Com Energia Solar	Economia	Economia %	Custos	Subtotal	Fluxo Final	Acumulado Sem ES	Retorno Invest.		
0	46.592	23.359	R\$ 35.409,92	R\$ 17.656,90	R\$ 17.753,02	50%	R\$ 86.401,23	-R\$ 68.648,21	-R\$ 68.648,21	-R\$ 35.409,92	21,5%		
1	46.592	23.126	R\$ 38.242,71	R\$ 19.261,19	R\$ 18.981,53	50%	R\$ 4.337,27	R\$ 14.644,25	-R\$ 54.003,96	-R\$ 73.652,63	23,0%		
2	46.592	22.964	R\$ 41.302,13	R\$ 20.945,58	R\$ 20.356,55	49%	R\$ 4.554,14	R\$ 15.802,41	-R\$ 38.201,55	-R\$ 114.954,76	24,6%		
3	46.592	22.803	R\$ 44.606,30	R\$ 22.775,13	R\$ 21.831,18	49%	R\$ 4.781,84	R\$ 17.049,33	-R\$ 21.152,21	-R\$ 159.561,07	26,4%		
4	46.592	22.643	R\$ 48.174,81	R\$ 24.762,18	R\$ 23.412,63	49%	R\$ 5.020,94	R\$ 18.391,69	-R\$ 2.760,52	-R\$ 207.735,87	28,3%		
5	46.592	22.485	R\$ 52.028,79	R\$ 26.920,15	R\$ 25.108,64	48%	R\$ 5.271,98	R\$ 19.836,65	R\$ 17.076,13	-R\$ 259.764,66	30,4%		
6	46.592	22.327	R\$ 56.191,09	R\$ 29.263,59	R\$ 26.927,51	48%	R\$ 5.535,58	R\$ 21.391,93	R\$ 38.468,06	-R\$ 315.955,75	32,6%		
7	46.592	22.171	R\$ 60.686,38	R\$ 31.808,24	R\$ 28.878,14	48%	R\$ 5.812,36	R\$ 23.065,78	R\$ 61.533,83	-R\$ 376.642,13	35,0%		
8	46.592	22.016	R\$ 65.541,29	R\$ 34.571,22	R\$ 30.970,07	47%	R\$ 6.102,98	R\$ 24.867,09	R\$ 86.400,92	-R\$ 442.183,42	37,5%		
9	46.592	21.862	R\$ 70.784,59	R\$ 37.571,05	R\$ 33.213,54	47%	R\$ 6.408,13	R\$ 26.805,41	R\$ 113.206,33	-R\$ 512.968,02	40,2%		
10	46.592	21.709	R\$ 76.447,36	R\$ 40.827,83	R\$ 35.619,53	47%	R\$ 6.728,53	R\$ 28.890,99	R\$ 142.097,33	-R\$ 589.415,38	43,1%		
11	46.592	21.557	R\$ 82.563,15	R\$ 44.363,34	R\$ 38.199,81	46%	R\$ 7.064,96	R\$ 31.134,85	R\$ 173.232,18	-R\$ 671.978,53	46,2%		
12	46.592	21.406	R\$ 89.168,20	R\$ 48.201,20	R\$ 40.967,00	46%	R\$ 7.418,21	R\$ 33.548,79	R\$ 206.780,97	-R\$ 761.146,73	49,6%		
13	46.592	21.256	R\$ 96.301,66	R\$ 52.367,01	R\$ 43.934,65	46%	R\$ 7.789,12	R\$ 36.145,53	R\$ 242.926,50	-R\$ 857.448,39	53,2%		
14	46.592	21.107	R\$ 104.005,79	R\$ 56.888,52	R\$ 47.117,28	45%	R\$ 8.178,57	R\$ 38.938,70	R\$ 281.865,20	-R\$ 961.454,18	57,0%		
15	46.592	20.960	R\$ 112.326,25	R\$ 61.795,80	R\$ 50.530,45	45%	R\$ 25.110,45	R\$ 25.420,00	R\$ 307.285,20	-R\$ 1.073.780,44	61,2%		
16	46.592	20.813	R\$ 121.312,35	R\$ 67.121,48	R\$ 54.190,88	45%	R\$ 9.016,88	R\$ 45.174,00	R\$ 352.459,20	-R\$ 1.195.092,79	65,6%		
17	46.592	20.667	R\$ 131.017,34	R\$ 72.900,88	R\$ 58.116,46	44%	R\$ 9.467,72	R\$ 48.648,74	R\$ 401.107,95	-R\$ 1.326.110,13	70,3%		
18	46.592	20.523	R\$ 141.498,73	R\$ 79.172,31	R\$ 62.326,42	44%	R\$ 9.941,11	R\$ 52.385,31	R\$ 453.493,26	-R\$ 1.467.608,87	75,4%		
19	46.592	20.379	R\$ 152.818,63	R\$ 85.977,28	R\$ 66.841,35	44%	R\$ 10.438,16	R\$ 56.403,18	R\$ 509.896,44	-R\$ 1.620.427,49	80,9%		
20	46.592	20.236	R\$ 165.044,12	R\$ 93.360,78	R\$ 71.683,33	43%	R\$ 10.960,07	R\$ 60.723,26	R\$ 570.619,70	-R\$ 1.785.471,61	86,8%		
21	46.592	20.095	R\$ 178.247,65	R\$ 101.371,57	R\$ 76.876,08	43%	R\$ 11.508,08	R\$ 65.368,00	R\$ 635.987,70	-R\$ 1.963.719,26	93,1%		
22	46.592	19.954	R\$ 192.507,46	R\$ 110.062,48	R\$ 82.444,98	43%	R\$ 12.083,48	R\$ 70.361,50	R\$ 706.349,20	-R\$ 2.156.226,72	99,8%		
23	46.592	19.814	R\$ 207.908,06	R\$ 119.490,77	R\$ 88.417,29	43%	R\$ 12.687,65	R\$ 75.729,64	R\$ 782.078,84	-R\$ 2.364.134,78	107,0%		
24	46.592	19.676	R\$ 224.540,70	R\$ 129.718,46	R\$ 94.822,24	42%	R\$ 13.322,04	R\$ 81.500,20	R\$ 863.579,05	-R\$ 2.588.675,49	114,8%		
<b>Média</b>	<b>46.592</b>	<b>21.436</b>	<b>R\$ 103.547,02</b>	<b>R\$ 57.166,20</b>	<b>R\$ 46.380,82</b>	<b>46%</b>	<b>R\$ 11.837,66</b>						
<b>Total</b>	<b>1.164.800</b>	<b>535.907</b>	<b>R\$ 2.588.675,49</b>	<b>R\$ 1.429.154,96</b>	<b>R\$ 1.159.520,53</b>	<b>45%</b>	<b>R\$ 295.941,48</b>	-	-	-			

### APÊNDICE C – CASO 3

Demonstrativo Energético e Financeiro dos 25 anos do projeto:													
Ano	Consumo	Geração	Sem Energia Solar	Com Energia Solar	Economia	Economia %	Custos	Subtotal	Fluxo Final	Acumulado Sem ES	Retorno Invest.		
0	46.592	41.528	R\$ 35.409,92	R\$ 3.999,18	R\$ 31.410,74	89%	R\$ 148.783,94	-R\$ 117.373,20	-R\$ 117.373,20	-R\$ 35.409,92	22,1%		
1	46.592	41.112	R\$ 38.242,71	R\$ 4.628,13	R\$ 33.614,59	88%	R\$ 7.468,84	R\$ 26.145,75	-R\$ 91.227,45	-R\$ 73.652,63	23,6%		
2	46.592	40.824	R\$ 41.302,13	R\$ 5.229,65	R\$ 36.072,48	87%	R\$ 7.842,28	R\$ 28.230,20	-R\$ 62.997,25	-R\$ 114.954,76	25,4%		
3	46.592	40.539	R\$ 44.606,30	R\$ 5.896,05	R\$ 38.710,25	87%	R\$ 8.234,39	R\$ 30.475,86	-R\$ 32.521,39	-R\$ 159.561,07	27,2%		
4	46.592	40.255	R\$ 48.174,81	R\$ 6.648,02	R\$ 41.526,78	86%	R\$ 8.646,11	R\$ 32.880,67	R\$ 359,28	-R\$ 207.735,87	29,2%		
5	46.592	39.973	R\$ 52.028,79	R\$ 7.464,24	R\$ 44.564,55	86%	R\$ 9.078,42	R\$ 35.486,13	R\$ 35.845,42	-R\$ 259.764,66	31,3%		
6	46.592	39.693	R\$ 56.191,09	R\$ 8.366,35	R\$ 47.824,74	85%	R\$ 9.532,34	R\$ 38.292,40	R\$ 74.137,82	-R\$ 315.955,75	33,6%		
7	46.592	39.415	R\$ 60.686,38	R\$ 9.362,73	R\$ 51.323,65	85%	R\$ 10.008,95	R\$ 41.314,70	R\$ 115.452,52	-R\$ 376.642,13	36,1%		
8	46.592	39.140	R\$ 65.541,29	R\$ 10.483,39	R\$ 55.057,90	84%	R\$ 10.509,40	R\$ 44.548,50	R\$ 160.001,02	-R\$ 442.183,42	38,7%		
9	46.592	38.866	R\$ 70.784,59	R\$ 11.738,30	R\$ 59.046,29	83%	R\$ 11.034,87	R\$ 48.011,42	R\$ 208.012,44	-R\$ 512.968,02	41,5%		
10	46.592	38.594	R\$ 76.447,36	R\$ 13.123,76	R\$ 63.323,61	83%	R\$ 11.586,61	R\$ 51.736,99	R\$ 259.749,43	-R\$ 589.415,38	44,5%		
11	46.592	38.323	R\$ 82.563,15	R\$ 14.652,38	R\$ 67.910,77	82%	R\$ 12.165,95	R\$ 55.744,82	R\$ 315.494,25	-R\$ 671.978,53	47,7%		
12	46.592	38.055	R\$ 89.168,20	R\$ 16.337,98	R\$ 72.830,22	82%	R\$ 12.774,24	R\$ 60.055,98	R\$ 375.550,23	-R\$ 761.146,73	51,2%		
13	46.592	37.789	R\$ 96.301,66	R\$ 18.195,61	R\$ 78.106,04	81%	R\$ 13.412,96	R\$ 64.693,09	R\$ 440.243,32	-R\$ 857.448,39	54,9%		
14	46.592	37.524	R\$ 104.005,79	R\$ 20.241,74	R\$ 83.764,05	81%	R\$ 14.083,60	R\$ 69.680,44	R\$ 509.923,76	-R\$ 961.454,18	58,9%		
15	46.592	37.262	R\$ 112.326,25	R\$ 22.494,34	R\$ 89.831,91	80%	R\$ 43.240,49	R\$ 46.591,43	R\$ 556.515,19	-R\$ 1.073.780,44	63,1%		
16	46.592	37.001	R\$ 121.312,35	R\$ 24.973,02	R\$ 96.339,34	79%	R\$ 15.527,17	R\$ 80.812,17	R\$ 637.327,35	-R\$ 1.195.092,79	67,7%		
17	46.592	36.742	R\$ 131.017,34	R\$ 27.699,18	R\$ 103.318,16	79%	R\$ 16.303,53	R\$ 87.014,63	R\$ 724.341,98	-R\$ 1.326.110,13	72,6%		
18	46.592	36.485	R\$ 141.498,73	R\$ 30.696,20	R\$ 110.802,53	78%	R\$ 17.118,71	R\$ 93.683,82	R\$ 818.025,80	-R\$ 1.467.608,87	77,9%		
19	46.592	36.229	R\$ 152.818,63	R\$ 33.989,57	R\$ 118.829,06	78%	R\$ 17.974,64	R\$ 100.854,42	R\$ 918.880,22	-R\$ 1.620.427,49	83,5%		
20	46.592	35.976	R\$ 165.044,12	R\$ 37.607,08	R\$ 127.437,04	77%	R\$ 18.873,37	R\$ 108.563,66	R\$ 1.027.443,89	-R\$ 1.785.471,61	89,6%		
21	46.592	35.724	R\$ 178.247,65	R\$ 41.579,07	R\$ 136.668,58	77%	R\$ 19.817,04	R\$ 116.851,54	R\$ 1.144.295,42	-R\$ 1.963.719,26	96,1%		
22	46.592	35.474	R\$ 192.507,46	R\$ 45.938,61	R\$ 146.568,85	76%	R\$ 20.807,90	R\$ 125.760,95	R\$ 1.270.056,38	-R\$ 2.156.226,72	103,0%		
23	46.592	35.225	R\$ 207.908,06	R\$ 50.721,76	R\$ 157.186,30	76%	R\$ 21.848,29	R\$ 135.338,01	R\$ 1.405.394,38	-R\$ 2.364.134,78	110,5%		
24	46.592	34.979	R\$ 224.540,70	R\$ 55.967,83	R\$ 168.572,87	75%	R\$ 22.940,71	R\$ 145.632,17	R\$ 1.551.026,55	-R\$ 2.588.675,49	118,5%		
<b>Média</b>	<b>46.592</b>	<b>38.109</b>	<b>R\$ 103.547,02</b>	<b>R\$ 21.121,37</b>	<b>R\$ 82.425,65</b>	<b>82%</b>	<b>R\$ 20.384,59</b>						
<b>Total</b>	<b>1.164.800</b>	<b>952.724</b>	<b>R\$ 2.588.675,49</b>	<b>R\$ 528.034,18</b>	<b>R\$ 2.060.641,30</b>	<b>80%</b>	<b>R\$ 509.614,75</b>	-	-	-			

### ANEXO A – DIAGRAMA UNIFILAR (CASO 1)



## ANEXO B - DIAGRAMA UNIFILAR (CASO 2)

