

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA  
CENTRO DE TECNOLOGIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**Cleberton Londero Cezar**

**MODELAGEM DE UMA CURVA DIÁRIA EQUIVALENTE ANUAL DE  
GERAÇÃO FOTOVOLTAICA APLICANDO EM UM CENÁRIO**

Santa Maria, RS  
2019



**Cleberton Londero Cezar**

**MODELAGEM DE UMA CURVA DIÁRIA EQUIVALENTE ANUAL DE GERAÇÃO  
FOTOVOLTAICA APLICANDO EM UM CENÁRIO**

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Processamento de Energia, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do grau de **Mestre em Engenharia Elétrica.**

**Orientador: Prof. José Renes Pinheiro**

**Santa Maria, RS  
2019**

Cezar, Cleberton Londero  
MODELAGEM DE UMA CURVA DIÁRIA EQUIVALENTE ANUAL DE  
GERAÇÃO FOTOVOLTAICA APLICANDO EM UM CENÁRIO / Cleberton  
Londero Cezar.- 2019.  
118 p.; 30 cm

Orientador: José Renes Pinheiro  
Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa  
Maria, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em  
Engenharia Elétrica, RS, 2019

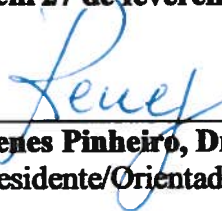
1. Fotovoltaica 2. Inversor 3. Energia Elétrica 4.  
Indústria 5. Curva Equivalente I. Pinheiro, José Renes  
II. Título.

**Cleberton Londero Cezar**

**MODELAGEM DE UMA CURVA DIÁRIA EQUIVALENTE ANUAL DE GERAÇÃO  
FOTOVOLTAICA APLICANDO EM UM CENÁRIO**

**Dissertação apresentada ao Curso de  
Mestrado do Programa de Pós-Graduação em  
Engenharia Elétrica, Área de Concentração  
em Processamento de Energia, da  
Universidade Federal de Santa Maria (UFSM,  
RS), como requisito parcial para obtenção do  
grau de Mestre em Engenharia Elétrica.**

**Aprovado em 27 de fevereiro de 2019:**



---

**José Renes Pinheiro, Dr. Eng.**  
(Presidente/Orientador)



---

**Tadeu Vargas, Dr. Eng.**



---

**Hamilton Confortin Sartori, Dr. Eng.**

Santa Maria, RS  
2019

Dedico este trabalho a minha família.



“Para realizar grandes conquistas, devemos não apenas agir, mas também sonhar; não apenas planejar; mas também acreditar.”

(Anatole France)





## **AGRADECIMENTOS**

Em primeiro lugar quero agradecer a Deus, por tudo que tem feito por mim.

Aos meus pais Adão e Neli, que sempre acreditou em mim e me apoiou ao longo deste caminho no desenvolvimento desta dissertação.

A minha esposa Elienai, que me ajudou desde o início dos meus estudos no mestrado, compreendendo minha ausência com a família para me dedicar a realização deste sonho, o meu muito obrigado por tudo.

Aos professores, colegas e funcionários do grupo GEPOC da UFSM que me deram todo apoio e conhecimento para realização deste sonho.

Ao Prof. Dr. José Renes Pinheiro pela atenção e dedicação no auxílio da elaboração deste trabalho.

A equipe e funcionários da empresa na qual faço parte, pelo apoio em meus estudos, resultando na realização deste trabalho.

Por fim, o meu muito obrigado aos demais amigos e familiares por todo incentivo.



## RESUMO

### MODELAGEM DE UMA CURVA DIÁRIA EQUIVALENTE ANUAL DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA APLICANDO EM UM CENÁRIO

AUTOR: Cleberton Londero Cezar  
ORIENTADOR: José Remes Ribeiro

Neste trabalho será apresentada uma metodologia de avaliação e dimensionamento de um sistema fotovoltaico com compensação de crédito. Para a validação dos dados fez-se uso da ferramenta computacional Radiosol 2 para um cenário de uma pequena fábrica de ração na cidade de Santa Maria -RS, que possui um consumo de energia mensal de 5.807kWh. Um dos resultados deste trabalho, foi a curva diária equivalente anual de geração fotovoltaica para diferentes metodologias, bem com a criação de fluxograma para elaboração da curva diária equivalente, que é uma figura de mérito da energia elétrica gerada pelo sistema representativo de um período anual. O sistema projetado apresenta uma estimativa que atende aproximadamente 100% do consumo da fábrica. Nesta dissertação será apresentada uma análise do ganho energético entre diferentes configurações de variação de ângulos de inclinação para a cidade de Santa Maria- RS, gerando um estudo e uma curva diária equivalente anual de geração de energia fotovoltaica para cada proposta de inclinação e comparando entre elas. Também foi feito um estudo de viabilidade econômica das aplicações buscando identificar a mais viável.

**Palavras-chave:** Fotovoltaica. Inversor. Energia Elétrica. Indústria. Curva Equivalente.



## ABSTRACT

### MODELAGEM DE UMA CURVA DIÁRIA EQUIVALENTE ANUAL DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA APLICANDO EM UM CENÁRIO

AUTOR: Cleberton Londero Cezar  
ORIENTADOR: José Remes Ribeiro

In this study there will be presented an evaluation methodology and scaling of a photovoltaic system with credit compensation. For the validation of the data the computational tool Radiosol 2 was used for the scenery of a feed factory from the city of Santa Maria – RS that has a monthly energy consumption of 5.807kWh. One of the results of this study was a daily equivalent curve of annual photovoltaic generation for different methodologies, as well as the creation of a flowchart for the elaboration of the daily equivalent curve that is a merit figure of the electric energy generated by the annual representative system. The projected system presents the estimative that attends around 100% of the factory consumption. In this dissertation there will be presented an analysis of the energetic gain between different configurations of the angle of inclination variation for the city of Santa Maria – RS, generating a study and a daily equivalent curve of annual photovoltaic energy generation for the proposal of inclination and comparing them. There was also done the study of economic viability for its application, searching to identify the most viable.

**Keywords:** Photovoltaic. Inverter. Electric energy. Industry. Equivalent curve.



## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Corte transversal de uma célula fotovoltaica. ....	18
Figura 2 – Curvas $I \times V$ , e Curvas $V \times P$ , para célula fotovoltaica, evidenciando o MPPT ....	19
Figura 3 – Sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica .....	20
Figura 4 – Circuito equivalente de um diodo da célula fotovoltaica.....	24
Figura 5 – Representação do ângulo zenital entre a terra e o raio solar incidente .....	27
Figura 6 – Diagrama do Sistema Fotovoltaico .....	49
Figura 7 – Fluxograma para elaboração da curva diária equivalente anual .....	51
Figura 8 – Suporte para painéis fotovoltaicos, com variação de ângulo de $0^\circ$ até $50^\circ$ .....	52
Figura 9 – Vista de perfil do rastreador solar passivo formado por dois vasos cilíndricos interligados por meio de uma tubulação de cobre e com o sistema de amortecimento instalado .....	56
Figura 10 – Tipos de rastreadores existentes.....	57
Figura 11 – Sistema de eixo horizontal .....	58
Figura 12 – Perfil do ângulo horário .....	59
Figura 13 – Perfil do ângulo de declinação .....	61
Figura 14 – Diagrama da posição do sol .....	62
Figura 15 – Posicionamento superfície no sistema de coordenadas do observador .....	63
Figura 16 – Fluxograma para elaboração da Tabela 17 e da curva diária equivalente anual com variação de hora a hora .....	67
Figura 17 – Fluxograma para elaboração da Tabela 26 e da curva diária equivalente anual, com variação de até 3 vezes durante o dia.....	75





## LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Potência instalada em kW de energia fotovoltaica no Brasil .....	17
Gráfico 2 – Curva diária equivalente anual de consumo de energia elétrica da fábrica de ração ..	43
Gráfico 3 – Irradiação média diária incidente nos planos horizontal e inclinado a 10° na cidade de Santa Maria .....	44
Gráfico 4 – Curva diária equivalente anual de Geração Fotovoltaica .....	50
Gráfico 5 – Comparação entre a Curva Diária Equivalente Anual de Geração Fotovoltaica com variação e sem variação do ângulo .....	69
Gráfico 6 – Comparação entre as Curvas Diárias Equivalente Anual de Geração Fotovoltaica com variação 3 vezes ao dia e com ângulo fixo.....	77
Gráfico 7 – Comparação entre as Curva Diária Equivalente Anual de Geração Fotovoltaica com Curva Equivalente diária de consumo da Fabrica .....	80
Gráfico 8 – Curva Diária Equivalente anual de Geração Fotovoltaica da metodologia de variação de ângulo 2 vezes ao ano.....	81
Gráfico 9 – Comparação entre as Curva Diária Equivalente Anual de Geração Fotovoltaica da metodologia de variação de ângulo 2 vezes ao ano.....	82
Gráfico 10 – Comparação entre as Curva Diária Equivalente Anual de Geração Fotovoltaica.....	83
Gráfico 11 – Relação de geração de energia elétrica x potência instalada x metodologia.....	86



## LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Processo de solicitação de acesso .....	33
Quadro 2 – Irradiação Média Incidente em Santa Maria.....	84



## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Condições padronizadas de testes STC .....	27
Tabela 2 – Micro e Minigeração Distribuída – ANEEL .....	34
Tabela 3 – Descrição das cargas .....	42
Tabela 4 – Irradiação média incidente .....	45
Tabela 5 – Irradiação média incidente em Santa Maria .....	46
Tabela 6 – Análise de viabilidade econômica dos módulos .....	48
Tabela 7 – Análise de viabilidade econômica dos inversores .....	48
Tabela 8 – Dados coletados e manipulados da ferramenta Radasol 2 .....	53
Tabela 9 – Dados coletados e manipulados da ferramenta Radasol 2 nos meses de janeiro, fevereiro, outubro, novembro e dezembro .....	53
Tabela 10 – Análise dados coletados e manipulados da ferramenta Radasol 2 nos meses de março, abril, maio, junho, julho, agosto e setembro .....	54
Tabela 11 – Dados coletados e manipulados da ferramenta Radasol 2 comparando a média anual entre o sistema que varia duas vezes ao ano com o ângulo fixo 10° .....	54
Tabela 12 – Dados coletados e manipulados da ferramenta Radasol 2 .....	64
Tabela 13 – Dados manipulados da ferramenta Radasol 2 com os ângulos que com a maior radiação solar no mês de janeiro .....	65
Tabela 14 – Análise dos dados coletados e manipulados da ferramenta Radasol 2 dos meses de janeiro até junho .....	65
Tabela 15 – Análise dos dados coletados e manipulados da ferramenta Radasol 2 dos meses de julho até dezembro .....	66
Tabela 16 – Irradiação média incidente ângulo fixo e ângulo variável .....	66
Tabela 17 – Análise da energia gerada através dos dados coletados e manipulados da ferramenta Radasol 2 comparando variação de ângulo por horas .....	68
Tabela 18 – Dados coletados e manipulados da ferramenta Radasol 2, somente as colunas que possuem maior irradiação .....	70
Tabela 19 – Dados manipulados Grupo 1 .....	71
Tabela 20 – Dados Manipulados Grupo 2 .....	71
Tabela 21 – Dados Manipulados Grupo 3 .....	72
Tabela 22 – Dados manipulados mês de janeiro com a ferramenta Radasol 2, aplicando variação dos ângulos no máximo 3 ao dia .....	72
Tabela 23 – Análise dados coletados e manipulados da ferramenta Radasol 2 nos meses de janeiro até junho, para variação até 3 vezes ao dia .....	73
Tabela 24 – Análise dados coletados e manipulados da ferramenta Radasol 2 nos meses de julho até dezembro, para variação até 3 vezes ao dia .....	73
Tabela 25 – Irradiação média incidente ângulo fixo e a metodologia até 3 variações do ângulo durante o dia .....	74
Tabela 26 – Análise da energia gerada através dos dados coletados e manipulados da ferramenta Radasol 2 comparando a variação de ângulo 3 vezes ao dia .....	76
Tabela 27 – Tempo de retorno de investimento conforme potência em metodologia .....	87



## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

PV	Fotovoltaico ( <i>photovoltaic</i> )
IxV	Corrente versus tensão
VxP	Tensão versus potência
CC	Corrente contínua
CA	Corrente alternada
CIS	Cobre-Índio-Gálio
e-Si	Cristalino de Silício
SC	Curto-Circuito ( <i>short circuit</i> )
OC	Circuito aberto ( <i>open circuit</i> )
SF	Sistema Fixo
STC	Condições padrão de teste ( <i>Standard test conditions</i> )
NOC	Condições nominais de operação ( <i>Normal operation conditions</i> )
MP	Máxima potência
AM	Massa de ar ( <i>Air mass</i> )
1E	1 Eixo
GEPOC	Grupo de Eletrônica de Potência e Controle
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
MPPT	Rastreador do Ponto de Máxima Potência ( <i>Maximum Power Point Tracking</i> )
UC	Unidades Consumidora
CRESESB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica
VLP	Valor Presente Líquida
UFMS	Universidade Federal de Santa Maria





## LISTA DE SÍMBOLOS

$I_L$	Corrente foto gerada
VD	Tensão na junção p-n
ID	Corrente na junção p-n
$\eta$	Constante de idealidade do diodo
RP	Resistência paralela
RS	Resistência série
VL	Tensão de saída da célula
IL	Corrente de saída da célula
RL	Carga
E	Energia da onda em Joules(J)
f	Frequência em Hertz (Hz)
h	Constante de Planck $6,636 \times 10^{-34}$ (J.S)
C	Velocidade da luz no vácuo
$\lambda$	Comprimento da onda
AM	Massa de ar
$\theta_z$	Ângulo zenital entre a Terra e a radiação direta incidente
$G_0$	Constante Solar
m	Massa de ar relativa
$t_a$	Coefficiente de transmissão para a massa unitária de ar
$E_d$	Energia mensal necessária
$E_m$	Geração média mensal por $m^2$
$E_{mm}$	Energia gerada por 1kWp de módulo instalado
$P_m$	Potência máxima de pico
$Q_m$	Quantidade de módulos
VocSTC	Tensão de circuito aberto de cada módulo
$\omega$	Ângulo horário
$t_s$	Representação das horas no tempo solar
TL	Tempo local
ET	Equação o tempo
CL	Correção e Longitude
$H_v$	Correção por horário de Verão
$\delta$	Ângulo de declinação (em graus)
$\beta$	Inclinação em relação ao solo
$\gamma$	Azimute



## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO.....</b>	<b>17</b>
1.1	DEFINIÇÃO DO PROBLEMA .....	20
1.2	OBJETIVO GERAL.....	21
1.2.1	Objetivos específicos.....	21
1.3	ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO .....	21
<b>2</b>	<b>BASE DE CONHECIMENTOS TEÓRICOS E REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .</b>	<b>23</b>
2.1	CÉLULAS FOTOVOLTAICAS .....	23
<b>2.1.1</b>	<b>Circuito equivalente com um diodo.....</b>	<b>23</b>
2.2	RADIAÇÃO SOLAR .....	24
2.3	MASSA DE AR .....	26
2.4	PADRONIZAÇÃO DE CONDIÇÕES PARA TESTE.....	27
2.5	DETERMINAÇÃO DA RADIAÇÃO SOLAR.....	28
2.6	RASTREADORES SOLARES .....	29
<b>2.6.1</b>	<b>Rastreadores Passivos .....</b>	<b>29</b>
<b>2.6.2</b>	<b>Rastreadores Ativos.....</b>	<b>29</b>
2.7	SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A REDE, FUNCIONAMENTO E AS NORMAS VIGENTES .....	30
<b>2.7.1</b>	<b>Microgeração distribuída.....</b>	<b>31</b>
<b>2.7.2</b>	<b>Minigeração distribuída.....</b>	<b>31</b>
<b>2.7.3</b>	<b>Sistema de compensação de energia elétrica.....</b>	<b>31</b>
<b>2.7.4</b>	<b>Empreendimento com múltiplas unidades consumidoras .....</b>	<b>31</b>
<b>2.7.5</b>	<b>Geração compartilhada.....</b>	<b>32</b>
<b>2.7.6</b>	<b>Autoconsumo remoto .....</b>	<b>32</b>
<b>2.7.7</b>	<b>Pontos importantes da Resolução n°687 da ANEEL.....</b>	<b>32</b>
2.8	CONSIDERAÇÕES FINAIS .....	34
<b>3</b>	<b>PROCEDIMENTO PARA DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE .....</b>	<b>35</b>
3.1	PRIMEIRO PASSO.....	35
3.2	SEGUNDO PASSO.....	35
3.3	TERCEIRO PASSO .....	35
3.4	QUARTO PASSO .....	37
3.5	QUINTO PASSO .....	37
3.6	SEXTO PASSO.....	38
3.7	SÉTIMO PASSO .....	38
3.8	OITAVO PASSO .....	39
3.9	CONSIDERAÇÕES FINAIS .....	39
<b>4</b>	<b>ESTUDO DE UMA PEQUENA FÁBRICA FICTÍCIA DE RAÇÃO, MODELADA COM BASE EM UMA EXISTENTE E ESTUDO DA VIABILIDADE ECONÔMICA .....</b>	<b>41</b>
4.1	CENÁRIO DA FÁBRICA .....	41
4.2	CENÁRIO DA FÁBRICA, APLICANDO METODOLOGIAS DE OUTRAS LITERATURAS .....	51
<b>4.2.1</b>	<b>Curva equivalente aplicada com a metodologia de variação o ângulo 2 vezes no ano.....</b>	<b>51</b>
<b>4.2.2</b>	<b>Curva equivalente aplicada com a metodologia de rastreadores passivos .....</b>	<b>55</b>
<b>4.2.3</b>	<b>Curva equivalente aplicada com a metodologia de rastreador ativo .....</b>	<b>56</b>

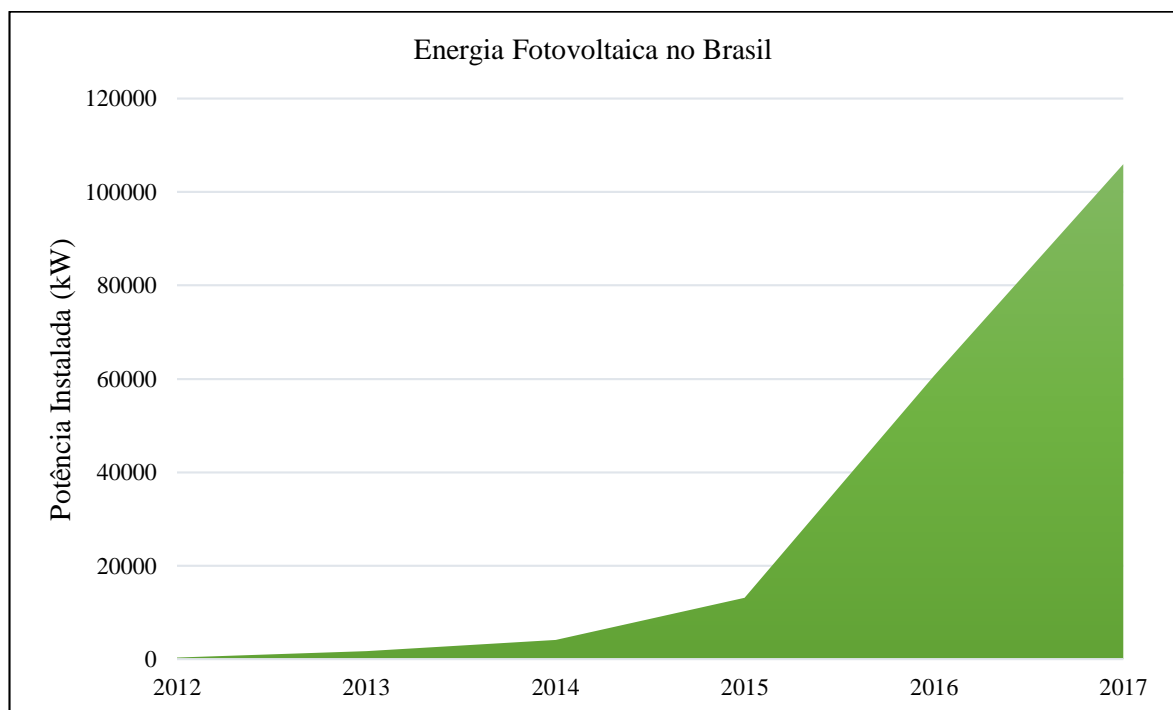
4.2.3.1	<i>Cálculo para determinar a posição do sol.....</i>	<i>58</i>
4.2.3.2	<i>Curva diária equivalente anual aplicada com a metodologia de variação de ângulo em hora a hora.....</i>	<i>64</i>
4.2.3.3	<i>Curva diária equivalente anual aplicada com a metodologia de variação de ângulo até três vezes ao dia.....</i>	<i>69</i>
4.3	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	77
<b>5</b>	<b>RESULTADOS OBTIDOS E CONSIDERAÇÕES FINAIS .....</b>	<b>79</b>
5.1	ANÁLISE DOS RESULTADOS.....	79
5.1.1	<b>Curva equivalente de consumo .....</b>	<b>79</b>
5.1.2	<b>Curva equivalente com a metodologia de variação do ângulo 2 vezes no ano.....</b>	<b>80</b>
5.1.3	<b>Estudo de variação de potência para os métodos de ângulo fixo em 10°, 24°, variando em hora a hora, variando 3 vezes ao dia e variando 2 vezes ao ano .....</b>	<b>85</b>
5.2	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	88
<b>6</b>	<b>CONCLUSÃO .....</b>	<b>89</b>
6.1	CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO .....	91
6.2	PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS .....	92
	<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>93</b>
	<b>APÊNDICE A – INFORMAÇÕES DO INVERSORES UTILIZADOS .....</b>	<b>97</b>
	<b>APÊNDICE B – INFORMAÇÕES DO PAINEL PV UTILIZADO .....</b>	<b>99</b>
	<b>ANEXO A – EXEMPLO DOS CÁLCULOS UTILIZADOS PARA DIMENSIONAR UM SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO NA REDE .....</b>	<b>103</b>
	<b>ANEXO B – EXEMPLO DE LISTAS DOS PRINCIPAIS MATERIAS PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS .....</b>	<b>109</b>
	<b>ANEXO C – LISTAS DOS PRINCIPAIS MATERIAS PARA POTENCIAS INSTALADAS DE 10,6 KWP, 21,2KWP E 42,4KWP E SEUS RESPECTIVAS GERAÇÕES DE ENERGIA ELÉTRICA .....</b>	<b>111</b>

## 1 INTRODUÇÃO

A contribuição da geração de energia elétrica através de painéis fotovoltaicos na matriz energética brasileira está em crescimento exponencial nos últimos anos, e representa uma consolidação tanto no mercado de geração, quanto em geração de energia distribuída. Com expectativas de expansão e com capacidade instalada de até 10% no Brasil até 2024, segundo o plano de expansão da oferta de energia elétrica (DOMINGUES, 2015).

Um dos pontos que auxiliou na contribuição da energia elétrica gerada por painéis fotovoltaicos, foi a criação da normativa nº482, em 12 de abril de 2012, que trouxe o sistema de compensação de energia elétrica. O Gráfico 1 abaixo, mostra a evolução do crescimento de unidades de geração fotovoltaicas (ANEEL, 2017).

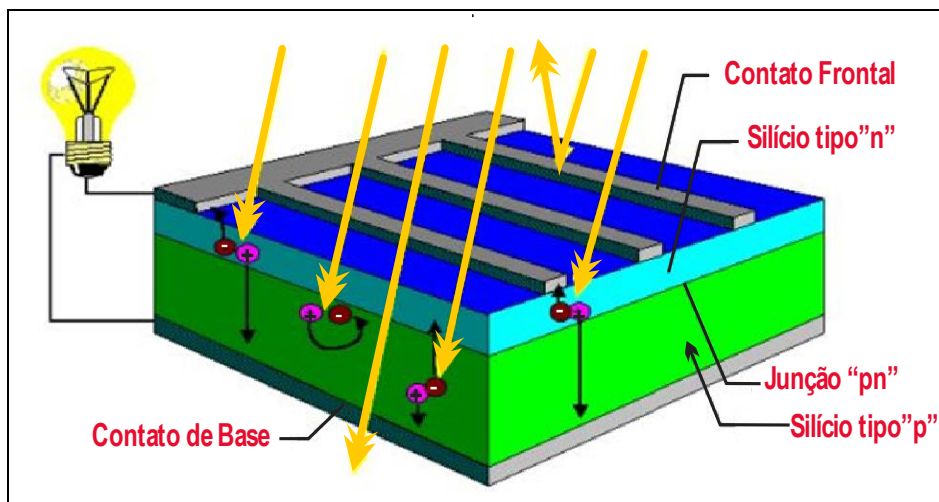
Gráfico 1 – Potência instalada em kW de energia fotovoltaica no Brasil



Fonte: Do autor (ANEEL, 2017).

As células fotovoltaicas são constituídas por um material semicondutor – o silício – ao qual são adicionadas substâncias (dopantes) de modo a criar a conversão direta da energia associada à radiação solar em energia elétrica (efeito fotovoltaico) (CASTRO, 2012). Na Figura 1, observa-se o corte transversal de uma célula fotovoltaica.

Figura 1 – Corte transversal de uma célula fotovoltaica.

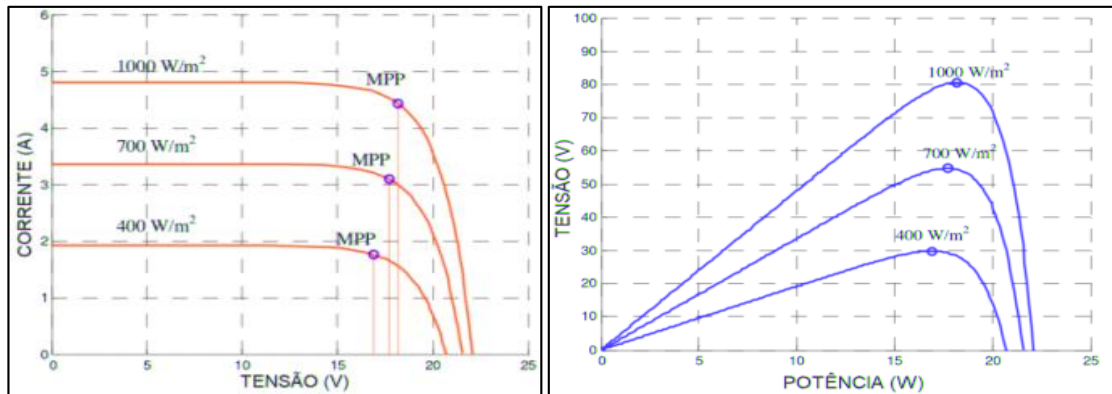


Fonte: (Site, <http://cresesb.cepel.br>, 2018).

O sistema fotovoltaico é dependente das condições climáticas, sendo importante descobrir o melhor ponto de ajuste solar (FARRET, 2010) para obter a máxima potência gerada pelos módulos, e para isso é necessário conhecer as condições de operação. Como podemos observar na Figura 2, nas curvas de corrente x tensão e potência x tensão, em ambas existe um ponto em que a potência fornecida pelo dispositivo é máxima, o que permite ao conversor extrair a máxima quantidade de energia do painel solar. Os painéis fotovoltaicos estão ligados a um conversor estático de potência para adequar a forma de energia elétrica à rede, para geração e entrega de potência ativa e/ou reativa, bem como possibilitando a conversão da máxima potência gerada pelos painéis fotovoltaicos (DA SILVA, LENZ, 2015); (MICHELS, 2017).

Como podemos ver na Figura 2, a variação da tensão dos módulos fotovoltaicos influencia na corrente do sistema e na potência, por isso a importância de rastrear o ponto de máxima potência, conforme irradiação incidente ( $\text{W}/\text{m}^2$ ) (DA SILVA, LENZ, 2015), (MICHELS, 2017).

Figura 2 – Curvas  $I \times V$ , e Curvas  $V \times P$ , para célula fotovoltaica, evidenciando o MPPT



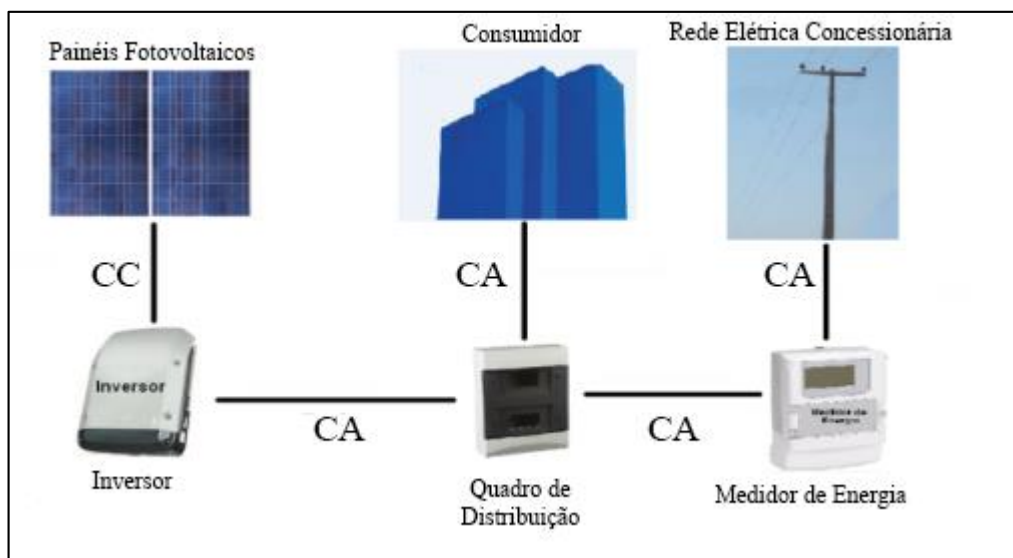
Fonte: Adaptado pelo autor (MICHELS, 2014).

Para melhor aproveitamento da energia do sol, existem vários tipos de rastreadores solares que são dispositivos que mantêm o painel fotovoltaico na posição perpendicular aos raios solares durante o dia (LIRA, 2014). Conforme Kvasznicza e Elmer (2006), os sistema de rastreamento devem possuir as seguintes características: estruturas com uma ou duas colunas, movimentando em um eixo ou dois eixos, dispositivos de detecção de luz, alimentação de energia autônoma ou auxiliar, seguidor de luz ou trajetória pré-programada, movimento contínuo ou gradual e rastreamento ao longo do ano, exceto no inverno para algumas regiões geográficas. Neste trabalho serão abordados rastreadores solares com seu controle passivo, que são denominados desta forma por não possuírem sistemas de controle eletrônicos e rastreadores ativos que possuem um sistema de controle eletrônico de posição.

A proposta desta dissertação é apresentar uma metodologia para dimensionamento de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica, gerando eletricidade para consumo local e obtendo compensação de créditos. Como exemplo, será feita uma aplicação de estudo de caso de uma indústria situada na cidade de Santa Maria, atendida como cliente tipo B. A Figura 3, demonstra os principais elementos de um sistema fotovoltaico conectado à rede.



Figura 3 – Sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica



Fonte: Do autor (2018).

O sistema conectado à rede elétrica de uma concessionária de energia elétrica deve obedecer a Resolução Normativa N°687, que passou a substituir a antiga Resolução Normativa N°482.

### 1.1 DEFINIÇÃO DO PROBLEMA

Neste trabalho, uma das dificuldades encontradas foi desenvolver uma metodologia de avaliação e dimensionamento de um sistema fotovoltaico, aplicando o método empírico para variação do ângulo, determinando qual seria a melhor configuração de alteração, como determinar os horários que deveria ser mudado o ângulo e quais horários que não seria necessário mudar.

Projetar um sistema fotovoltaico para atender aproximadamente 99,2% do consumo de energia elétrica da fábrica.

Outro ponto foi estudar a viabilidade econômica do sistema. Também foi estudado se seria viável instalar uma estrutura para compensação de ângulo e qual tipo seria mais viável economicamente, aplicar estes resultados no cenário de uma pequena fábrica de ração e visualizar os mesmos em forma de curva diária equivalente anual de geração fotovoltaica, que é uma figura de mérito da energia elétrica gerada pelo sistema representativo de um período anual.

## 1.2 OBJETIVO GERAL

Desenvolver uma metodologia capaz de suprimir quase 100% do consumo de energia elétrica de uma pequena fábrica de ração, através da produção por painéis fotovoltaicos sob um esquema de posicionamento mensal, alternando entre quatro (4) posições fixas mensais, utilizando rastreadores passivos e ativos, a fim de obter uma solução de maximização energética de custo e eficiência para painéis fotovoltaicos. Para uma maior representatividade dos resultados, obteve-se a curva diária equivalente anual de geração fotovoltaica, que é uma figura de mérito da energia elétrica gerada pelo sistema representativa de um período anual.

Para a validação dos dados fez-se uso da ferramenta computacional Radiosol 2 e SunData.

### 1.2.1 Objetivos específicos

- II. Estudar o funcionamento dos mecanismos dos rastreadores solares que movimentam os painéis fotovoltaicos e analisar o comportamento dos mesmos;
- III. Analisar o desempenho e a eficiência de alguns rastreadores passivos, ativos, estrutura para painéis fotovoltaicos fixas e as que encontram posições para radiação solar incidente em superfícies sob ângulos por posicionamento mensal;
- IV. Desenvolver uma curva equivalente anual de geração fotovoltaica para cada sistema e compará-las;
- V. Apresentar, em forma de tutorial, como fazer o dimensionamento correto de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica operando em paralelo com a rede de eletricidade, gerando eletricidade para consumo local e compensação de créditos;
- VI. Modelar um sistema para que chegue perto de zerar os gastos de energia na indústria;
- VII. Analisar os resultados e obter a melhor solução para o sistema fotovoltaico estudado.

## 1.3 ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO

A seguir é descrito, em termos gerais, o conteúdo abordado em cada seção da dissertação.

No Capítulo 2 serão apresentados os fundamentos e a revisão bibliográfica;

Já o Capítulo 3 apresenta procedimentos para dimensionar um sistema fotovoltaico conectado à rede e como tomar uma decisão de escolha baseada em um estudo de viabilidade econômica.

O Capítulo seguinte apresenta um estudo de caso de uma pequena fábrica fictícia de ração, modelada com base em uma existente, e estuda a viabilidade econômica, conforme métodos demonstrados no capítulo 3.

O Capítulo 5 apresenta os resultados obtidos e considerações finais.

O último Capítulo apresenta as principais conclusões da dissertação.

## 2 BASE DE CONHECIMENTOS TEÓRICOS E REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Este capítulo tem como objetivo abordar uma revisão dos principais trabalhos que foram utilizados como base para elaboração desta dissertação. Para iniciar este capítulo, será apresentada a teoria de radiação solar, células fotovoltaicas, rastreadores solares.

### 2.1 CÉLULAS FOTOVOLTAICAS

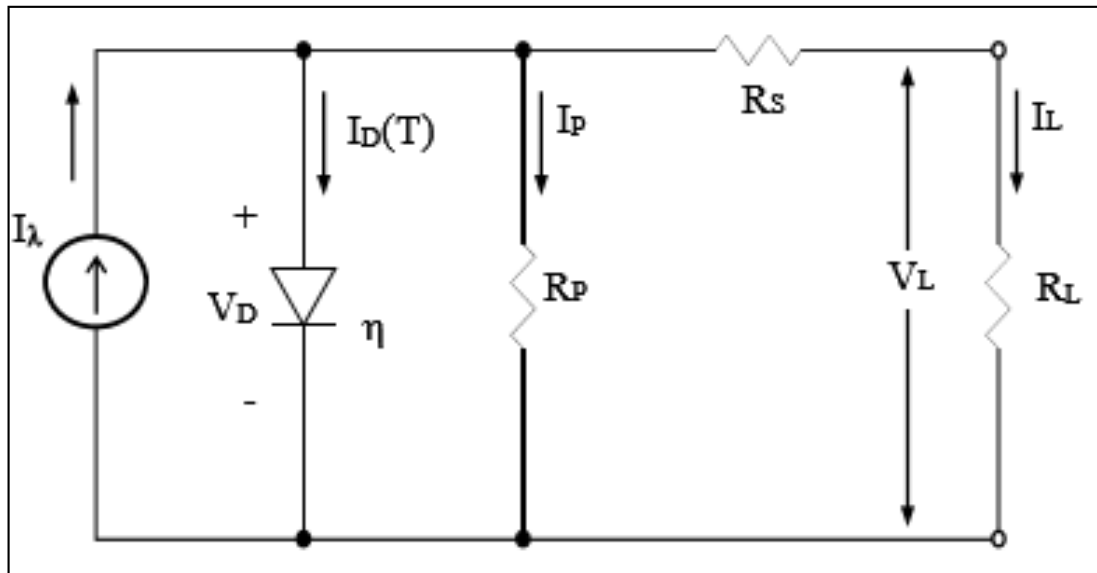
Como visto no capítulo anterior, as células fotovoltaicas são constituídas por um material semicondutor, o silício, ao qual são adicionadas substâncias (dopantes) de modo a criar a conversão direta da potência associada à radiação solar em potência elétrica. Conforme a dissertação de Confessor (2014), o princípio de funcionamento de uma célula fotovoltaica se baseia no efeito fotoelétrico.

Os tipos de células fotovoltaicas mais conhecidas são as células de silício monocristalinas que apresenta um grau elevado de pureza, tornando os painéis fotovoltaicos fabricados com este material mais eficientes na conversão de energia solar em energia elétrica. Os painéis fabricados com o silício multicristalino são menos eficientes, comparados com os monocristalinos, porém, o custo dos painéis fotovoltaicos multicristalino são mais baixos que os monocristalinos. Entretanto, existe um painel com valor inferior aos apresentados que é o painel fotovoltaico construído com silício amorfo, o problema deste painel é o tamanho, que é maior comparado aos apresentados e sua eficiência menor, tornando o produto inviável para aplicação. Segundo Tavares (2009), novas técnicas de fabricação estão sendo desenvolvidas para que os painéis fotovoltaicos se tornem mais viáveis na aplicação de campo.

#### 2.1.1 Circuito equivalente com um diodo

O circuito equivalente de um diodo da célula fotovoltaica pode ser representado matematicamente de diferentes maneiras. O modelo que vai ser abordado neste trabalho é com um diodo por ser mais usual para modelar células mono e policristalinas de silício (DA SILVA, LENZ, 2015). Na Figura 4 é representado este circuito.

Figura 4 – Circuito equivalente de um diodo da célula fotovoltaica



Fonte: (DA SILVA, LENZ, 2015).

Onde os parâmetros são os seguintes:

$I_{\lambda}$  Corrente foto gerada

$V_D$  Tensão na junção p-n

$I_D$  Corrente na junção p-n

$\eta$  Constante de idealidade do diodo

$R_P$  Resistência paralela

$R_S$  Resistência série

$V_L$  e  $I_L$  Tensão e corrente de saída da célula

$R_L$  Carga

Pelo fato deste circuito já ter sido publicado em várias literaturas, neste trabalho não detalharemos o mesmo.

## 2.2 RADIAÇÃO SOLAR

A radiação solar é responsável pela manutenção da dinâmica terrestre, características climáticas e das cadeias tróficas (CASTAÑEDA, 2011).

A radiação solar chega à Terra sob a forma de ondas eletromagnéticas cujo comprimento de onda varia entre 300nm a 4µm aproximados. Na radiação incidente na

superfície da Terra é filtrada pela atmosfera, a qual absorve seletivamente a radiação em determinados comprimentos de onda (DUPONT, 2014).

A energia que a onda pode transmitir está associada à sua frequência, quanto maior a frequência, maior será a energia transmitida, sendo que o comprimento de onda eletromagnética é inversamente proporcional a frequência, a Equação 1 abaixo mostra a equação de *Plank-Einstein* (VILLALVA, GAZOLI, 2013):

$$E = h \times f \quad (1)$$

Onde:

E é a energia da onda em *Joules*(J);

f é sua frequência em *Hertz* (Hz);

h é uma constante física chamada de *Planck*, cujo seu valor é aproximadamente  $6,636 \times 10^{-34}$  (J.S).

A luz é uma onda eletromagnética que se propaga pelo vácuo com a velocidade constante, tendo seu comprimento de onda relacionado com sua frequência e sua velocidade, pode-se ver na Equação 2 o cálculo da velocidade da luz no vácuo (VILLALVA, GAZOLI, 2013):

$$C = \lambda \cdot f \quad (2)$$

Onde:

C é a velocidade da luz no vácuo;

$\lambda$  é o comprimento da onda;

f é a frequência da onda em Hz.

A estimativa é que a parte externa da superfície terrestre está exposta a uma radiação média de  $1366\text{W/m}^2$ , conforme a Organização Mundial de Meteorologia (WMO, do inglês *World Meteorology Organization*). Devido aos efeitos de reflexão e refração quando a radiação penetrar na atmosfera, somente cerca de  $1000\text{W/m}^2$  incidem sobre a superfície da Terra na forma de radiação direta medida na linha do Equador ao meio dia (DUPONT, 2014).

A norma NBR 10899:2006 – Energia solar fotovoltaica – Terminologia, estabelece as seguintes definições para a radiação solar (ABNT, 2006):

A Radiação é a densidade de energia da radiação solar, normalmente medida em  $\text{kW/m}^2$ , ou em  $\text{W/m}^2$ ;

Radiação direta é a potência radiante do sol, recebida em uma unidade de área;

Radiação difusa é a potência radiante do céu, recebida em uma unidade de área;

Radiação global é dada pela soma da radiação direta (horizontal) com a radiação difusa (horizontal);

Radiação total é a potência radiante solar total, recebida em uma unidade de área, em uma superfície inclinada;

Insolação direta é a energia radiante do Sol, incidente em uma superfície horizontal, e medida por unidade de área durante um intervalo de tempo. É expressa em  $\text{MJ/m}^2$  (ou  $\text{kWh/m}^2$ ) por hora (ou dia, semana, mês, ano, conforme o caso);

Insolação difusa é a energia radiante do céu, incidente em uma superfície horizontal, medida por unidade de área durante um intervalo de tempo;

Insolação global é a energia solar radiante, incidente em uma unidade de área de uma superfície horizontal, durante um intervalo de tempo. É a soma da insolação direta (horizontal) com a insolação difusa (horizontal);

Insolação total é a energia solar radiante, incidente em uma unidade de área de uma superfície inclinada, durante um intervalo de tempo. É a soma da insolação direta (inclinada) com a insolação difusa (inclinada).

### 2.3 MASSA DE AR

A massa de ar (AM) é definida como o comprimento do caminho ótico a ser percorrido pela radiação solar da atmosfera até um determinado ponto na superfície terrestre (DA SILVA, LENZ, 2015).

A radiação solar sofre alterações quando atravessa a atmosfera da Terra, sendo que as condições que a radiação solar chega ao planeta Terra dependem da espessura da camada de ar e da composição da atmosfera, elementos suspensos, entre outras composições presentes. O trajeto dos raios solares depende do ângulo de inclinação do sol com relação a linha do zênite (VILLALVA, GAZOLI, 2013). Na Equação 3 podemos calcular o índice AM que apresenta o comprimento relativo do trajeto da radiação solar pela atmosfera (DUPONT, 2014).

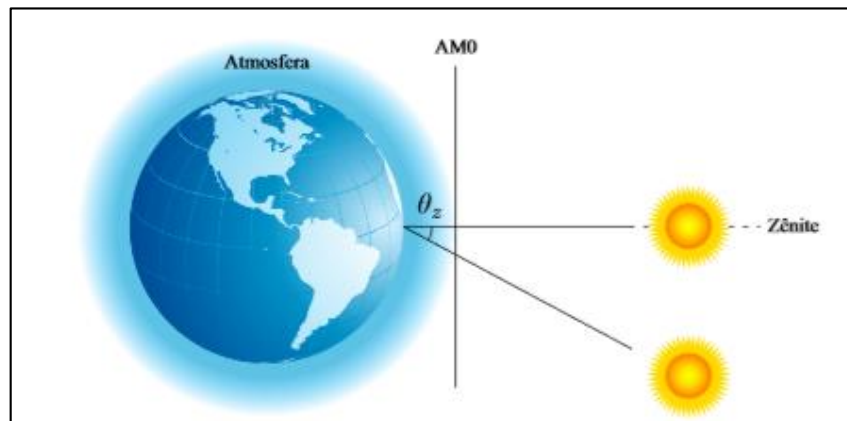
$$AM = \frac{1}{\cos \theta_z} \quad (3)$$

Onde:

$\theta_z$  é o ângulo zenital entre a Terra e a radiação direta incidente.

A Figura 5 apresenta o ângulo zenital entre a terra e o raio solar incidente adotado no cálculo do índice ( $AM = 1,5$ ).

Figura 5 – Representação do ângulo zenital entre a terra e o raio solar incidente



Fonte: (DUPONT, p. 74, 2014).

#### 2.4 PADRONIZAÇÃO DE CONDIÇÕES PARA TESTE

Os fabricantes de células e módulos fotovoltaicos estão unificando as condições padrão de teste, ou STC (do inglês *Standard Test Conditions*). Com isso, estabelecem os valores de referência para a irradiação, temperatura ambiente e massa de ar, de maneira que os módulos de diferentes fabricantes possam ser comparados sob as mesmas condições. Na Tabela 1 pode-se observar estes parâmetros estabelecidos na STC (DUPONT, 2014).

Tabela 1 – Condições padronizadas de testes STC

PARÂMENTO	VALOR
Irradiação (S)	1000 W/m <sup>2</sup>
Temperatura Ambiente (T)	25°C
Massa de Ar (AM)	1,5

Fonte: (DUPONT, p.75, 2014).



## 2.5 DETERMINAÇÃO DA RADIAÇÃO SOLAR

Para ser determinada a radiação solar ou fluxo de energia que incide em determinada superfície (constante solar), deve-se conhecer a energia que recebe o corpo a cada segundo. O valor considerado para esta constante solar é de cerca de 1200kcal/h.m<sup>2</sup> (1367,5 W/m<sup>2</sup>). A quantidade de energia solar que atinge a superfície da Terra é a mesma e varia de acordo com a distância. A quantidade de energia solar recebida pela superfície da Terra, depende da localização, hora do dia, época do ano, condição do tempo e inclinação da superfície (CASTAÑEDA, 2011).

Na Equação 4, apresenta a energia radiante incidente sobre uma superfície na Terra perpendicular aos raios solares  $G_n$  (CASTAÑEDA, 2011).

$$G_n = G_0 \cdot t_a^m \quad (4)$$

Onde:

$G_0$  – Constante solar;

$m$  – Massa de ar relativa;

$t_a$  – Coeficiente de transmissão para a massa unitária de ar.

O valor de  $t_a$  é inferior durante o verão se comparado ao inverno, pois a atmosfera contém mais vapor de água durante a estação de verão. Esta variação acontece de acordo com as condições da atmosfera, variando de 0,82 para dias claros a 0,62 para dias nublados. O valor médio considerado é de 0,7. O valor de  $m$  depende da posição do Sol, dada pela distância zenital  $z$  e o ângulo entre a direção do Sol. Aceita-se que a espessura da atmosfera possa ser desconsiderada, em relação com o raio da Terra, a massa de ar relativa é igual à secante de  $z$  com um ângulo compreendido entre 0 e 80°, para ângulos fora dessa faixa, a radiação solar é quase desprezível (CASTAÑEDA, 2011).

Se a superfície receptora não for normal à direção do Sol, a radiação incidente por unidade de área  $G_i$  será reduzida pelo cosseno de  $i$ , o ângulo entre a direção normal da superfície e a direção do Sol, conforme Equação 5:

$$G_i = G_n \cos i \quad (5)$$

A determinação do ângulo entre a direção do Sol e a normal à superfície requer conhecer a posição do Sol no céu relativa a um observador na superfície.

## 2.6 RASTREADORES SOLARES

O rastreador solar é um dispositivo que mantém o painel fotovoltaico na posição perpendicular aos raios solares durante o dia, os quais podem ser rastreadores passivos ou rastreadores ativos.

### 2.6.1 Rastreadores Passivos

Os rastreadores solares passivos são denominados desta forma por não possuírem sistemas de controle eletrônicos. O funcionamento desse rastreador é baseado na atuação da força da gravidade sobre dois cilindros posicionados nas extremidades de uma estrutura de alumínio, no qual é fixado os módulos solares. Estes cilindros possuem um líquido mantido a uma pressão e são interligados entre si através de um tubo, que permite a passagem do líquido de um cilindro para outro, através de transferência de calor. Quando a luz solar incide sobre um dos cilindros o líquido aquece e aumenta a pressão, o que provoca o seu deslocamento em direção ao outro cilindro, causando o deslocamento da estrutura que estão fixados os módulos solares (LIRA, 2014).

### 2.6.2 Rastreadores Ativos

O funcionamento do rastreador ativo pode acontecer através de uma articulação de um pivô central do painel fotovoltaico, que é acionado por um sensor eletrônico que liga ou desliga um motor, o mesmo pode contar com um sistema microprocessado que tem com finalidade fazer a leituras dos sensores e transmitir os comandos de movimentação do motor central, ou o sistema pode utilizar somente o controle por microprocessado que utiliza um algoritmo matemático que tem por finalidade prever a movimentação do sol, segundo (CASTAÑEDA, 2011).

Os rastreadores solares podem ser:

Eletro-óptico é aquele que utiliza informações de algum tipo de sensor de luminosidade, sendo que uma das características é que ele possui um par de sensores fotossensíveis. Este sistema tem como base a diferença de luminosidade detectada pelos sensores fotoelétricos (CARVALHO, 2011).

O Sistema microprocessado tem como base o controle de algorítmico que faz estimação da posição real do Sol, com isso diminuir o ângulo entre os raios solares e a normal do painel fotovoltaico (CARVALHO, 2011).

Sendo que os sistemas de rastreamento solar apresentam algumas das seguintes características (KVASZNICZA, ELMER, 2006):

- Um a dois motores para exercer seu movimento;
- Estrutura de coluna simples ou tipo de console paralelo;
- Um sensor de luz;
- Sistemas autônomos ou auxiliados por energia externa;
- Seguidores da luz ou movidos de acordo com o calendário;
- Rastreadores com funcionamento o ano todo ou com funcionamento todo o ano menos no inverno.

## 2.7 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A REDE, FUNCIONAMENTO E AS NORMAS VIGENTES

O principal objetivo do sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica operando em paralelo, é gerar eletricidade para consumo local e gerar créditos.

Sistemas fotovoltaicos conectados à rede para aplicações de pequeno porte já são uma realidade no nosso país, teve início através da resolução da ANEEL n° 482/2012 que regulamentou a conexão de sistemas de microgeração (até 100 kW) e minigeração (100 kW a 1 MW). Posteriormente, em 24 de novembro de 2015 a resolução da ANEEL n°482 foi substituída pela resolução n°687, destaca-se logo abaixo as seguintes definições:

### **2.7.1 Microgeração distribuída**

Segundo a ANEEL (2015, p. 1),

É uma central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

### **2.7.2 Minigeração distribuída**

Para ANEEL (2015, p. 1) minigeração distribuída,

É uma central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

### **2.7.3 Sistema de compensação de energia elétrica**

Para ANEEL (2015, p. 1), o sistema de compensação de energia elétrica “É o sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa[...].”

### **2.7.4 Empreendimento com múltiplas unidades consumidoras**

Conforme ANEEL (2015, p. 2), o empreendimento com múltiplas unidades consumidoras,

É caracterizado pela utilização da energia elétrica de forma independente, no qual cada fração com uso individualizado constitua uma unidade consumidora e as instalações para atendimento das áreas de uso comum constituam uma unidade consumidora distinta, de responsabilidade do condomínio, da administração ou do proprietário do empreendimento, com microgeração ou minigeração distribuída, e desde que as unidades consumidoras estejam localizadas em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas, sendo vedada a utilização de vias públicas, de passagem aérea ou subterrânea e de propriedades de terceiros não integrantes do empreendimento.

### **2.7.5 Geração compartilhada**

Conforme ANEEL (2015, p. 2), geração compartilhada,

É caracterizada pela reunião de consumidores, dentro da mesma área de concessão ou permissão, por meio de consórcio ou cooperativa, composta por pessoa física ou jurídica, que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras nas quais a energia excedente será compensada.

### **2.7.6 Autoconsumo remoto**

Para ANEEL (2015, p. 2), autoconsumo remoto,

É caracterizado por unidades consumidoras de titularidade de uma mesma Pessoa Jurídica, incluídas matriz e filial, ou Pessoa Física que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras, dentro da mesma área de concessão ou permissão, nas quais a energia excedente será compensada.

### **2.7.7 Pontos importantes da Resolução nº687 da ANEEL**

Conforme ANEEL (2015, p. 2),

Fica dispensada a assinatura de contratos de uso e conexão na qualidade de central geradora para os participantes do sistema de compensação de energia elétrica, nos termos do Capítulo III, sendo suficiente a emissão pela Distribuidora do Relacionamento Operacional para a microgeração e a celebração do Acordo Operativo para a minigeração.

A potência instalada da microgeração e da minigeração distribuída fica limitada à potência disponibilizada para a unidade consumidora onde a central geradora será conectada, nos termos do inciso LX, art. 2º da Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010.

Conforme ANEEL (2015, p. 3),

Art. 6º Podem aderir ao sistema de compensação de energia elétrica os consumidores responsáveis por unidade consumidora:

- I – Com microgeração ou minigeração distribuída;
- II – Integrante de empreendimento de múltiplas unidades consumidoras;
- III – Caracterizada como geração compartilhada;
- IV – Caracterizada como autoconsumo remoto.

§2º A adesão ao sistema de compensação de energia elétrica não se aplica aos consumidores livres ou especiais.

Conforme ANEEL (2015, p. 5), “Os créditos de energia ativa expiram em 60 (sessenta) meses após a data do faturamento e serão revertidos em prol da modicidade

tarifária sem que o consumidor faça jus a qualquer forma de compensação após esse prazo[...].”

Para exemplificar o processo de solicitação de acesso podemos ver as etapas no Quadro I, abaixo retirado na Resolução 687 da Anel (ANEEL, 2015).

Quadro 1 – Processo de solicitação de acesso

Etapa	Ação	Responsável	Prazo
<b>I – Solicitação de acesso.</b>	(a) Formalização da solicitação de acesso: documentação, dados, informações pertinentes e estudos realizados	Acessante	
	(b) Recebimento da solicitação de acesso.	Distribuidora	
	(c) Solução de pendências relativas às informações solicitadas.	Acessante	
<b>II – Parecer de acesso</b>	a) Emissão de parecer com a definição das condições de acesso.	Distribuidora	I. Para central geradora classificada como microgeração até 15 (quinze) dias após a ação 1(b) ou 1(c) II. Para central geradora classificada como minigeração distribuída até 30 (trinta) dias, após a ação 1(b) ou 1(c). III. Para central geradora classificada como microgeração distribuída, quando houver necessidade de execução de obras até 30 (trinta) dias após a ação 1(b) ou 1(c) IV. Para central geradora classificada como minigeração distribuída, quando houver necessidade de execução de obras até 60 (sessenta) dias após a ação 1(b) ou 1(c)
<b>III – Implantação da conexão</b>	(a) Solicitação de vistoria	Acessante	Até 120 (cento e vinte) dias após a ação 2(a)
	(b) Realização de vistoria.	Distribuidora	Até 7 (sete) dias após a ação 3(a)
	(c) Entrega para acessante do Relatório de Vistoria se houver pendências	Distribuidora	Até 5 (cinco) dias após a ação 3(b)
<b>IV – Aprovação do ponto de conexão</b>	(a) Adequação das condicionantes do Relatório de Vistoria.	Acessante	Definido pelo acessante
	(b) Aprovação do ponto de conexão, adequação do sistema de medição e início do sistema de compensação de energia, liberando a microgeração ou minigeração distribuída para sua efetiva conexão.	Distribuidora	Até 7 (sete) dias após a ação 3(b), quando não forem encontradas pendências
<b>V – Contratos</b>	(a) Acordo Operativo ou Relacionamento Operacional	Acessante e Distribuidora	Acordo Operativo até a ação 4 (b), Relacionamento Operacional até a ação 2(a)

Fonte: Do autor (2018).

Na Tabela 2 abaixo, podemos ver como estão os registros das unidades consumidoras por modalidade, com resultados coletados até 13 de agosto de 2017.

Tabela 2 – Micro e Minigeração Distribuída – ANEEL

Modalidade	Quantidade	Quantidade de UCs que recebem os créditos	Potência Instalada (kW)	% Energia Fotovoltaica
Autoconsumo remoto	954	2644	29850,22	32,3%
Geração compartilhada	31	139	5745,87	16,4%
Geração na própria UC	12,335	12335	117017,97	81,5%
Múltiplas UC	1	5	5	100%

Fonte: Do autor (dados coletados da ANEEL, 2017).

## 2.8 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo, foram apresentadas informações sobre como são constituídas as células fotovoltaicas, os tipos de células utilizados e painéis fotovoltaicos. No item 2.1.1, apresentou-se o circuito equivalente de um diodo da célula fotovoltaica, no qual pode ser visto na Figura 4. Também foi apresentado a definição de radiação solar, massa de ar, condições adotadas para padronização de testes, determinação da radiação solar. No item 2.6, foi descrito o que são rastreadores solares e os seus tipos rastreadores passivos e os rastreadores ativos.

No item 2.7, foram descritos os principais conceitos teóricos da Resolução n°687, utilizados para o desenvolvimento deste trabalho, o qual foram apresentadas as informações de microgeração distribuída, minigeração distribuída, sistemas de compensação de energia elétrica, empreendimento com múltiplas unidades consumidoras, geração compartilhada, autoconsumo remoto e pontos importantes da resolução n°687 da ANNEEL.

O desenvolvimento deste capítulo contribuiu como base de informações para desenvolvimentos dos demais capítulos desta dissertação.

### 3 PROCEDIMENTO PARA DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE

Este capítulo tem como objetivo descrever os procedimentos básicos para elaboração um sistema de fotovoltaico com estrutura fixa.

#### 3.1 PRIMEIRO PASSO

Inicialmente, deve ser realizada análise da radiação solar com base nas especificações de projeto, realizar o estudo da incidência de irradiação solar média no local onde se dará a obra. Para isso deve-se usar uma ferramenta que simula a exposição de irradiação solar na localidade e com adaptações de inclinação azimutal e inclinação ao plano horizontal, exemplo de ferramenta Radasol 2 (BUGS, 2017).

#### 3.2 SEGUNDO PASSO

Deve ser feita a análise da viabilidade econômica que justifique a confecção de uma estrutura que compense a diferença angular, se existir, entre o telhado e a angulação de maior média anual.

#### 3.3 TERCEIRO PASSO

Elaboração do projeto, a seguir será apresentada uma sequência de cálculos utilizados para determinar o dimensionamento de um sistema fotovoltaico conectado à rede (VILLALVA, GAZOLI, 2013; MICHELS, 2017):

- Para determinar a média energia mensal ( $E_d$ ), deve ser calculada, conforme Equação 6.

$$E_d = \frac{kWh/Ano}{12} \quad (6)$$

Onde:

$E_d$  – É a média mensal em  $kWh/mês$ ;



$kWh_{/Ano}$  – É soma de consumo de energia elétrica no período de um ano.

- A geração média mensal por  $m^2$  ( $E_m$ ), é dada conforme Equação 7.

$$E_m = I_{rad} \times n_{dias} \times \eta \quad (7)$$

Onde:

$E_m$  – É a geração média mensal em  $kWh_{/m^2.mês}$ ;

$I_{rad}$  – É a radiação solar em  $kWh_{/m^2.dia}$ ;

$n_{dia}$  – É o número de dia em um mês;

$\eta$  – É a eficiência de geração de energia do módulo fotovoltaico considerado no estudo.

- Energia gerada por 1kWp de módulo instalado ( $E_{kWp}$ ) é calculada conforme Equação 8, abaixo:

$$E_{kWp} = A_{kWp} \times E_m \quad (8)$$

Onde:

$E_{kWp}$  – É dado em  $kWh_{/kWp.mês}$ ;

$A_{kWp}$  – É a dada pela Equação 9, em  $m^2_{/kWp}$ .

$$A_{kWp} = \frac{\text{Área do modulo} \times I_{radmáxref}}{\text{Potência do modulo fotovoltaico}} \quad (9)$$

Sendo que o valor de  $I_{radmáxref}$  é igual  $1kW/m^2$  ou conforme ficha técnica fabricante.

- Potência máxima de pico ( $P_m$ ) é calculada para atender a energia desejada pelo sistema fotovoltaico; é dada pela Equação 10.

$$P_m = \frac{E_d}{E_{kWp}} \quad (10)$$

Onde:

$P_m$  – É dado em *kWp*;

- Após calcular a potência máxima de geração, deve-se calcular a quantidade de módulos ( $Q_m$ ) que é dada pela Equação 11.

$$Q_m = \frac{P_m}{\text{Potência do módulo}} \quad (11)$$

Onde:

$Q_m$  – É dado em *unidade*;

### 3.4 QUARTO PASSO

Refazer o terceiro passo para vários módulos, com o objetivo de determinar a escolha do tipo de módulo com a melhor relação custo-benefício. Para isso, deve ser utilizado o estudo da análise viabilidade econômica de um empreendimento que desenvolve uma comparação dos somatórios dos fluxos de juros correspondentes ao uso do capital denominado Valor Presente Líquida (VPL), o qual pode ser calculado conforme a Equação (12).

$$VLP = -I + E * \left( \frac{(1+i)^n - 1}{i * (1+i)^n} \right) \quad (12)$$

Sendo  $I$  o investimento inicial em unidade monetária e a economia em anos,  $i$  a taxa percentual de inflação e  $n$  a vida útil do empreendimento em anos.

### 3.5 QUINTO PASSO

Escolher o inversor. Para isso, deve-se fazer uma escolha conforme a potência obtida na Equação 10, e o inversor deve atender aos requisitos do arranjo fotovoltaico dimensionado. Fazer análise econômica de viabilidade conforme metodologia mencionada no passo anterior.

Deve-se também dimensionar os condutores para que as quedas de tensão( $\Delta V$ ) não sejam maior que 1%.

Para cabos de energia elétrica para corrente contínua (CC), a cor de cabos deve obedecer à norma técnica ABNT NBR 5410 para regime em corrente contínua, portanto, utiliza-se a cor vermelha para cabeamento do lado positivo e a cor preta para cabeamento do lado negativo (ABNT, 2005).

Para cabos de energia elétrica para corrente alternada (CA), não existe uma cor de cabos definida para o condutor fase, porém deve-se observar as restrições estabelecidas pela NBR-5410 (ABNT, 2005).

E para Cabeamento do aterramento do sistema fotovoltaico, a cor de cabeamento de proteção deve obedecer à norma técnica ABNT NBR 5410, portanto utiliza-se a cor verde com listras amarelas para indicação de condutor de proteção, ou totalmente verde (ABNT, 2005).

### 3.6 SEXTO PASSO

Dimensionar o projeto do Sistema de proteção contra descarga atmosférica, lembrando que para proteção contra descarga no sistema fotovoltaico deve-se obedecer às seguintes regras de análise feitas conforme NBR5419-Parte 2, neste passo, não descreveremos como fazer a análise e o projeto, para isso a norma deverá ser estudada (ABNT, 2015).

### 3.7 SÉTIMO PASSO

Dimensionar a tensão do dispositivo de proteção contra surtos DPS (Dispositivo de Proteção contra Surtos) que é dada pela Equação 13 (MICHELS, 2017).

$$U_{CDPS} \geq 1,2xNxV_{ocSTC} \quad (13)$$

Onde:

- $U_{CDPS}$  é a máxima tensão de operação contínua do DPS, para escolher um dispositivo de proteção deve considerar a tensão igual ou maior do resultado da Equação 13.
- 1,2 é fator que inclui variação de temperatura;
- N é Número de módulos em série na string;

- E o  $V_{ocSTC}$  é a tensão de circuito aberto de cada módulo.

### 3.8 OITAVO PASSO

Após finalizar o projeto, encaminhar para concessionária para a aprovação do mesmo, obedecendo as etapas descritas no Quadro 1.

### 3.9 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo, foi apresentada uma forma de dimensionar um sistema fotovoltaico conectado à rede. Para facilitar o entendimento foi criado um passo a passo em forma de tutorial, com um total oito (8) passos.

No primeiro passo, apresentou-se a informação de como deve ser feita uma análise da radiação solar disponível no local.

No Segundo passo, trouxe a necessidade de fazer uma análise da viabilidade econômica da confecção de estruturas para compensar a diferença angular do ângulo, onde tem a maior média radiação anual.

Já no terceiro passo, foi apresentado uma sequência de cálculos que devem ser feitos para dimensionar a quantidade de módulos fotovoltaicos necessários para atender ao consumo de energia elétrica da fábrica ou estabelecimento estudado.

O quarto passo descreve que se deve fazer o cálculo de VLP para ajudar a escolher os módulos que serão aplicados no projeto, através da análise de economia.

O quinto passo apresentou alguns critérios para escolher o inversor de frequência, além dos cuidados para dimensionar os cabos e as cores dos mesmos.

O passo seguinte trouxe a informação sobre qual norma deve se obedecer, para elaboração dos sistemas de proteção contra descarga atmosférica. Não foram apresentados maiores detalhes, pois este estudo não é o foco deste trabalho.

Já o sétimo passo apresentou como dimensionar o DPS de um sistema fotovoltaico, no qual deve observar a tensão máxima de operação deste dispositivo de proteção.

No último passo foi constatado que deve ser finalizado o projeto e encaminhado para concessionária para aprovação, obedecendo as etapas da Quadro 1.

Este capítulo trouxe uma contribuição para os demais capítulos desta dissertação, além de apresentar informação que estará ajudando em futuros trabalhos acadêmicos.



## **4 ESTUDO DE UMA PEQUENA FÁBRICA FICTÍCIA DE RAÇÃO, MODELADA COM BASE EM UMA EXISTENTE E ESTUDO DA VIABILIDADE ECONÔMICA**

Neste capítulo será apresentada uma modelagem de um estudo de caso aplicado no cenário de uma pequena fábrica de ração situada na cidade de Santa Maria – RS, com o prédio composto pelas seguintes características: 10 metros de altura, comprimento: 40 metros por 20 metros de largura; o telhado possui inclinação de 10° e a edificação não possui nada ao seu redor que possa ocasionar sombreamento. A Potência total instalada, envolvendo equipamentos e maquinários, é de aproximadamente 46,04 kW.

O cenário do estudo de caso é fictício, porém, é fundamentado em uma fábrica de ração existente, adaptado para aplicação neste estudo, as coordenadas consideradas são: latitude 29,70° S e longitude 53,81° O, os dados foram coletados em abril de 2017.

### **4.1 CENÁRIO DA FÁBRICA**

Foi criado um cenário de uma fábrica de ração para melhor exemplificar os principais equipamentos, dispositivos e maquinários. Estes são apresentados na Tabela 3, onde pode-se ver a descrição e as potências dos principais equipamentos e quantas horas, aproximadamente, ficam ligadas durante o dia.

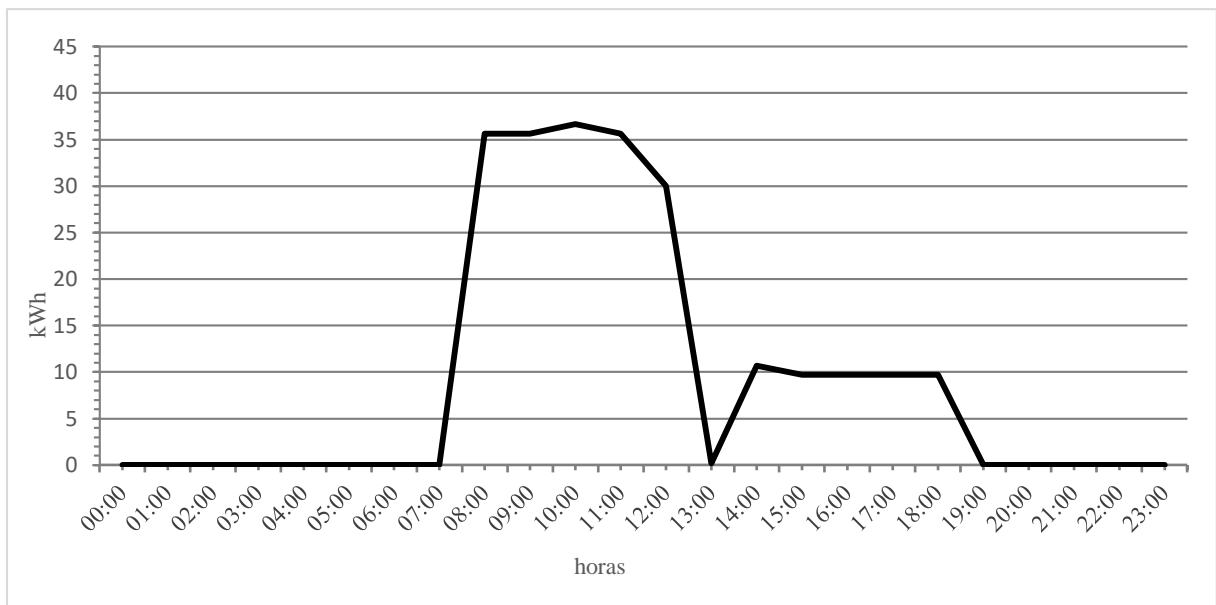
Tabela 3 – Descrição das cargas

Nº	Descrição das Cargas	Pot. (kW)	Qtde.	Carga	Horas	kWh
1	Lâmpada	0,037	2	0,074	11	0,81
2	Lâmpada	0,018	1	0,018	11	0,20
3	Lâmpada	0,054	2	0,108	10	1,08
4	Balança	0,18	1	0,180	5	0,90
5	Notebook	0,12	1	0,120	11	1,32
6	Condicionador de Ar	1,01	1	1,010	3	3,03
7	Moega	0,736	5	3,680	5	18,40
8	Roscas saída moega	2,208	5	11,040	5	55,20
9	Elevador de caneco	2,208	5	11,040	5	55,20
10	Rosca espalha moega	1,472	2	2,944	5	14,72
11	Motor 1 silo	2,208	2	4,416	4	17,66
12	Moto 2 silos	2,208	1	2,208	4	8,83
13	Motor 3 silos saída	2,208	1	2,208	5	11,04
14	Misturador	5,52	1	5,520	5	27,60
15	Descarregamento	0,736	1	0,736	5	3,68
16	Ensaque	0,736	1	0,736	5	3,68
<b>Total:</b>			<b>32</b>	<b>46,038</b>		<b>223,36</b>

Fonte: Do autor (2017).

Com base nos dados da Tabela 3, foi elaborado um gráfico de uma curva diária equivalente a um ano de consumo de energia elétrica, esta curva é formada da seguinte maneira: analisa o consumo de um ano e faz a média de cada hora, de cada dia dos 365 dias do ano, baseado no consumo de cada máquina em um determinado horário conforme a característica do processo de produção da ração. No Gráfico 2, podemos observar esta curva diária equivalente anual de consumo de energia elétrica da fábrica.

Gráfico 2 – Curva diária equivalente anual de consumo de energia elétrica da fábrica de ração



Fonte: Do autor (2017).

Após obtenção da curva de consumo equivalente anual da fábrica, foi feito o dimensionamento do sistema fotovoltaico, seguindo o passo a passo apresentado no Capítulo 3.

Primeiro passo: analisar a incidência da radiação solar média no local. Na Tabela 4 nas colunas, respectivamente, o mês, a irradiação global média diária, a irradiação direta média diária, a irradiação difusa média diária e a irradiação total média diária incidente no plano inclinado  $10^\circ$  ao norte. Estes dados foram retirados do banco interno de dados da ferramenta Radiasol 2 e feita a manipulação com a mesma.

Com Radiasol 2 é possível coletar a média diária de radiação para cada mês do ano, sendo assim, foi possível fazer a média anual da inclinação de  $10^\circ$  para norte, no qual o resultado foi de 4,61 kWh/dia. Este resultado foi usado como referência para o projeto desta dissertação.

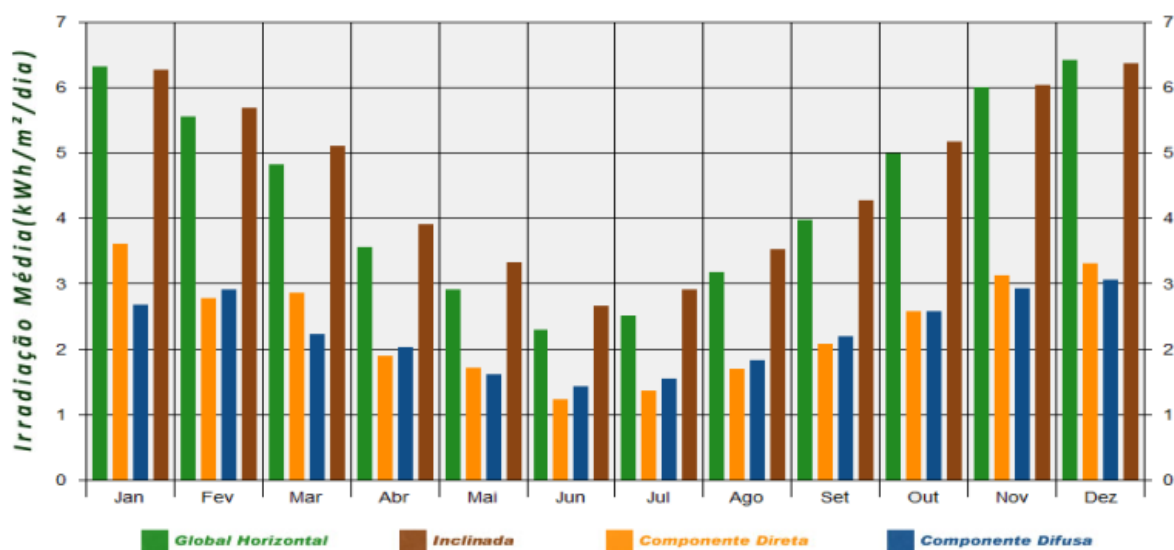
O Gráfico 3 e a Tabela 4 referem-se a dados extraídos do programa Radiasol 2, uma ferramenta desenvolvida no LABSOL da UFRGS, o qual permite que o usuário defina o ângulo de inclinação e o ângulo de orientação azimutal do plano dos módulos (PINHO, GALDINO, 2014).

O usuário deve selecionar a localização e a orientação do plano em estudo com as informações colocadas. A ferramenta sintetiza dados horários de irradiação global, divide esses dados em valores de radiação direta e difusa para cada hora ao longo de um ano, e



calcula a irradiação horária sobre o plano inclinado. É possível obter os dados em gráficos ou exportar dados mensais ou horários de radiação solar e suas componentes direta e difusa e dados de temperatura ambiente necessários para uma simulação, no qual pode ser transferido para uma planilha de dados. Uma das vantagens deste programa é que, quando o usuário não possuir os dados mensais de um local de interesse, o mesmo pode buscar no banco de dados incorporado no programa, sendo que esse contém base de dados do Atlas Solarimétrico e do programa SWERA (Solar and Wind Energy Resource Assessment), e utilizar ferramentas de interpolação ou de busca pelos dados do Atlas Brasileiro de Energia Solar através do posicionamento do mouse sobre o mapa. O programa Radiasol 2 pode ser obtido através de download gratuito. (PINHO, GALDINO, 2014).

Gráfico 3 – Irradiação média diária incidente nos planos horizontal e inclinado a 10° na cidade de Santa Maria



Fonte: Do autor (baseado na Ferramenta de Simulação Radiasol 2, 2017).

Tabela 4 – Irradiação média incidente

MÊS	GLOBAL (kWh/m <sup>2</sup> /dia)	DIRETA (kWh/m <sup>2</sup> /dia)	DIFUSA (kWh/m <sup>2</sup> /dia)	Plano inclinada a 10° ao norte (kWh/m <sup>2</sup> /dia)
Jan	6,31	3,60	2,67	6,30
Fev	5,56	2,78	2,90	5,67
Mar	4,82	2,87	2,23	5,11
Abr	3,56	1,89	2,02	3,91
Mai	2,90	1,72	1,62	3,33
Jun	2,29	1,23	1,44	2,66
Jul	2,51	1,36	1,55	2,92
Ago	3,18	1,70	1,83	3,54
Set	3,97	2,07	2,20	4,28
Out	4,98	2,58	2,58	5,18
Nov	6,00	3,12	2,92	6,03
Dez	6,41	3,31	3,05	6,36
Média	4,37	2,35	2,25	4,61

Fonte: Do autor (baseado na Ferramenta de Simulação Radasol 2, 2017).

O programa SunData foi desenvolvido pelo Celpe, que é uma ferramenta de apoio no dimensionamento de sistemas fotovoltaicos. Os bancos de dados são da CENSOLAR (Centro de Estudos de la Energia Solar), Atlas Solarimétrico do Brasil (2000), Atlas Brasileiro de Energia Solar (2006) publicado pelo INPE, foi desenvolvido dentro do escopo do projeto SWERA (Solar and Wind Energy Resource Assessment), Atlas Solarimétrico de Minas Gerais (2012), Energia Solar Paulista: Levantamento do Potencial (2013) e recentemente no ano 2017, o mesmo foi atualizado com o banco de dados do Atlas Brasileiro de Energia Solar 2° edição.

O SunData apresenta os seus dados mensais para planos inclinados em três ângulos de inclinação, orientados para o Equador. Para saber a irradiação solar global diária média mensal de uma localidade, basta entrar com as suas coordenadas geográficas (PINHO, GALDINO, 2014).

Com base no estudo estático, faz-se uma comparação com a melhor situação angular, através do SunData. Esse comparativo tem como finalidade apresentar a viabilidade econômica da aplicação de uma estrutura para a compensação angular nos módulos fotovoltaicos.

A Tabela 5 mostra dados extraídos da ferramenta SunData disponível no portal online do CRESESB. A partir da análise, tem-se uma angulação ótima para a localidade em questão,

que é a de 24°. Essa angulação se diz ótima por se tratar de uma angulação fixa em que podemos ter a maior captação de radiação ao longo de um ano inteiro.

Tabela 5 – Irradiação média incidente em Santa Maria

MÊS	Horizontal 0°N (kWh/m <sup>2</sup> /dia)	latitude 30°N (kWh/m <sup>2</sup> /dia)	Maior média anual 24°N (kWh/m <sup>2</sup> /dia)	Maior mínimo mensal 50°N (kWh/m <sup>2</sup> /dia)
Jan	5,97	5,3	5,51	4,37
Fev	5,61	5,36	5,49	4,64
Mar	4,86	5,14	5,17	4,76
Abr	4,03	4,89	4,79	4,9
Mai	3,14	4,3	4,13	4,57
Jun	2,5	3,58	3,42	3,89
Jul	2,81	3,96	3,79	4,26
Ago	3,44	4,35	4,24	4,46
Set	4,19	4,63	4,62	4,42
Out	5,67	5,6	5,7	4,94
Nov	6,61	5,95	6,17	4,93
Dez	6,97	6,02	6,3	4,84
Média	4,65	4,92	4,94	4,58

Fonte: Do autor (baseado na Ferramenta de Simulação SunData, 2017).

Segundo passo: analisar se é economicamente viável adequar o ângulo, segundo a Tabela 5, a radiação diária média anual num plano inclinado 24° é 4,94 kWh/m<sup>2</sup>/dia. Basta agora definir se é financeiramente justificável a confecção de uma estrutura que compense a diferença angular de 14° entre o telhado que tem angulação de 10° (4,61 kWh/m<sup>2</sup>/dia) e a angulação de maior média anual que é 24° (4,94 kWh/m<sup>2</sup>/dia).

Os cálculos para justificativa de estrutura de compensação angular em um ano são apresentados nas Equações 14 e 15.

$$(4,94 - 4,61) \frac{kW.h}{dia} \times \frac{365 dia}{1 ano} = 120,45 \frac{kW.h}{ano} \quad (14)$$

Segundo a tarifação da concessionária RGE Sul referente ao mês de maio de 2018, a tarifa total (Tarifa + impostos + adicional de bandeira) de energia em sistema de baixa tensão é de 0,758807R\$/kWh em bandeira vermelha.

$$(120,45) \frac{\text{kW.h}}{\text{ano}} \times 0,758807 \frac{\text{R\$}}{\text{kW.h}} = 91,39 \frac{\text{R\$}}{\text{ano}} \quad (15)$$

Aplicando a Equação 15, com outras bandeiras o resultado foi:

- $87,78 \frac{\text{R\$}}{\text{ano}}$ , valor da tarifa de baixa tensão é de  $0,728807 \text{R\$/kW}$ , bandeira verde;
- $88,99 \frac{\text{R\$}}{\text{ano}}$ , valor da tarifa de baixa tensão é de  $0,738807 \text{R\$/kW}$ , bandeira amarela;
- $89,39 \frac{\text{R\$}}{\text{ano}}$ , valor da tarifa de baixa tensão é de  $0,7421403 \text{R\$/kW}$ , estimando-se uma média aritmética simples.

Considerando que, de acordo com o Anexo B, a estrutura necessária para a compensação angular a diferença financeira é de R\$5.600,00.

Ao analisar que o retorno desse investimento específico, considerando qualquer uma das bandeiras, se dá em um período consideravelmente mais longo que a durabilidade garantida do próprio equipamento instalado, julga-se totalmente inviável a adaptação de angulação para o rendimento otimizado do sistema.

Terceiro passo: dimensionar o número de painéis a ser utilizado no projeto; o módulo fotovoltaico escolhido foi de Silício policristalino EGING EG-265P60-C; no quarto passo na Tabela 6, pode-se ver a razão desta opção. No Apêndice B, são apresentadas as informações do módulo fotovoltaico.

Para determinar a média de energia mensal ( $E_d$ ), foi aplicada a Equação 6, e o resultado foi 5807 kWh. Com este resultado calcula-se a geração média mensal por  $\text{m}^2$  ( $E_m$ ), aplicando a Equação 7, obtém-se o valor de  $22,48 \text{kWh/m}^2 \cdot \text{mês}$ .

Resolvendo a Equação 9 com as informações do módulo EGING EG-265P60-C e logo após aplicar a Equação 8, assim, a energia gerada por 1kWp de módulos instalados é  $138,52 \text{kWh/kWp}$  mês.

Aplicando a Equação 10 obtém-se a potência total de pico para sistema de 41,92 kWp. Logo após aplica-se a Equação 11, e o número de módulos determinados para o sistema é de aproximadamente 160 unidades.

Quarto passo: fazer os cálculos do terceiro passo para cada módulo, a fim de escolher o módulo mais econômico. Na Tabela 6 justifica-se o uso do módulo aplicado no terceiro passo. As cotações dos valores dos módulos fotovoltaicos foram cotadas em julho de 2018.

Tabela 6 – Análise de viabilidade econômica dos módulos

MÓDULO	CS6U-320P	CS6K-265P	YL150P-17B	EG265P60C	YL275D-30b
Fabric.	CANADIAN	CANADIAN	YINGLI	EGING	YINGLI
Potência (Wp)	320	265	150	265	275
Eficiência	16,68%	16,47%	15%	16,26%	16,9%
Preço un.	R\$ 899,00	R\$ 790,00	R\$ 519,00	R\$599,00	R\$ 789,00
Qtd. módulos	130	160	270	160	150
Pot. Inst. (Wp)	41600	42400	40500	42400	41250
Ger.Esp.(k Wh/ano)	69014,96	70308,33	69332,06	70489,99	68269,20
Valor econômico anual	R\$ 51.218,79	R\$ 52.178,65	R\$ 51.454,12	R\$ 52.313,49	R\$ 50.665,33
Valor total de módulos	R\$ 116.870,00	R\$ 126.400,00	R\$ 140.130,00	R\$ 95.840,00	R\$ 118.350,00
Tempo de retorno (anos)	2,3	2,4	2,7	1,9	2,3
VLP	R\$ 242.929,27	R\$ 240.142,047	R\$ 221.322,40	<b>R\$ 271.649,13</b>	R\$ 144.130,56

Fonte: Do autor (2017).

Quinto passo: definição do inversor; para isso deve-se considerar a potência obtida na Equação 9, o inversor deve atender os requisitos do arranjo fotovoltaico dimensionado.

A Tabela 7, mostra as opções de inversores que se adequam aos limites elétricos do arranjo fotovoltaico e, como percebe-se, o inversor ECO 27.0-3-S apresenta melhor relação custo-rendimento, portanto foi o escolhido para o projeto. No Apêndice A, são apresentadas as informações do inversor.

As cotações dos valores dos inversores foram cotadas em julho de 2018.

Tabela 7 – Análise de viabilidade econômica dos inversores

Inversor	ECO 27.0-3-S	15.0-3 M
Potência (W)	27000	15000
Preço Unitário	R\$ 20.790,00	R\$ 18.490,00
Total de inversor	2	3
Valor Total dos inversores	R\$ 41.580,00	R\$ 55.470,00
Geração Esperada (kWh/ano)	69080,2	69080,2
Valor economizado me um ano	R\$ 51.267,20	R\$ 51.267,20
Fabricante	Fronius	Fronius
VLP	R\$ 289.728,07	R\$ 275.838,07

Fonte: Do autor (2017).

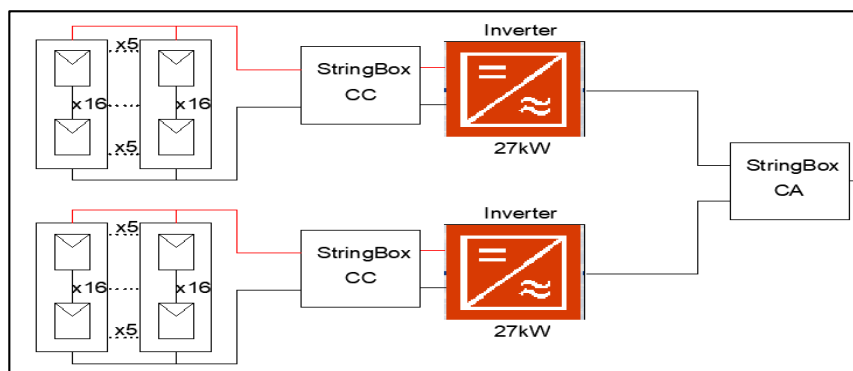
Sexto passo: é o dimensionamento do sistema de proteção contra descarga atmosférica, porém o mesmo não será descrito nessa dissertação.

Sétimo passo: calcula a máxima tensão da operação através da Equação 13, sendo o seu resultado 486,88V.

O diagrama básico do sistema da Fábrica é apresentado na Figura 6. A configuração do sistema fotovoltaico ficou composto por 2 inversores de 27,0 kWp + 160 painéis fotovoltaicos de 265W. Foi escolhido esta configuração básica porque a mesma atende a configuração técnica, tanto na questão do dimensionamento dos módulos fotovoltaico, quanto do inversor como é mostrado na Tabela 7. O inversor com o melhor valor presente foi o com a configuração de 2 inversores em vez da configuração com 3 inversores.

Os cálculos utilizados para dimensionamento deste sistema estão detalhados no Anexo B.

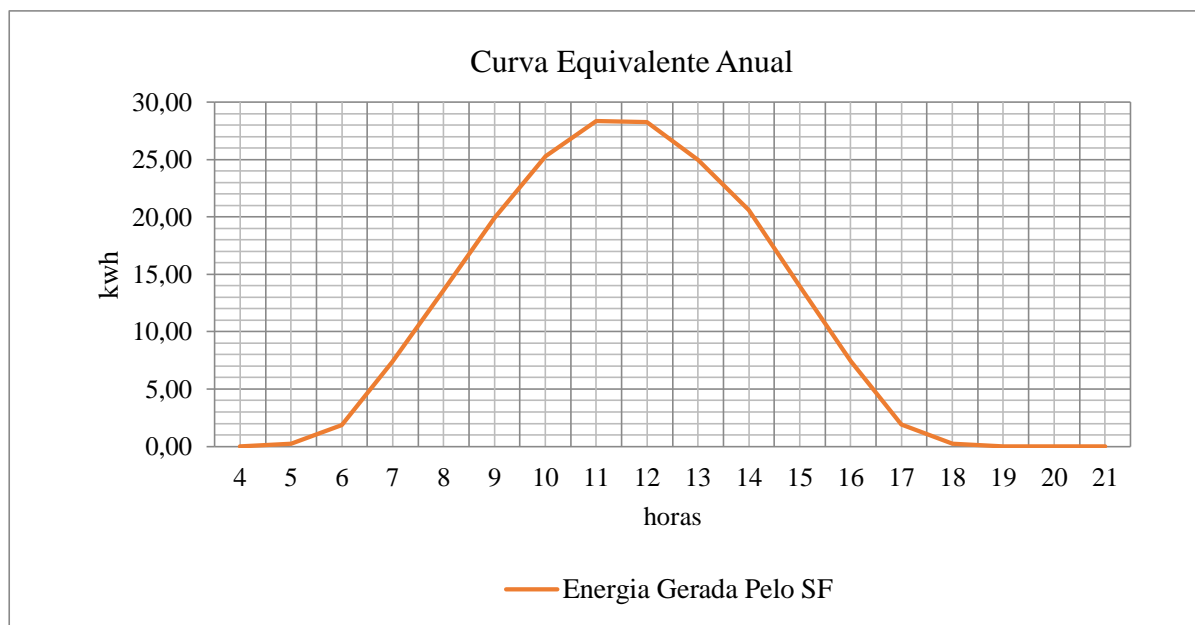
Figura 6 – Diagrama do Sistema Fotovoltaico



Fonte: Do autor (2017).

Com a finalidade de desenvolver uma figura quanto ao mérito de geração de energia elétrica, foi criada a curva diária equivalente anual de geração fotovoltaica. No Gráfico 4, é apresentada esta curva, onde pode-se verificar quanto está sendo gerado de energia elétrica em qualquer hora determinada do dia, com objetivo de alcançar o aproveitamento máximo da energia.

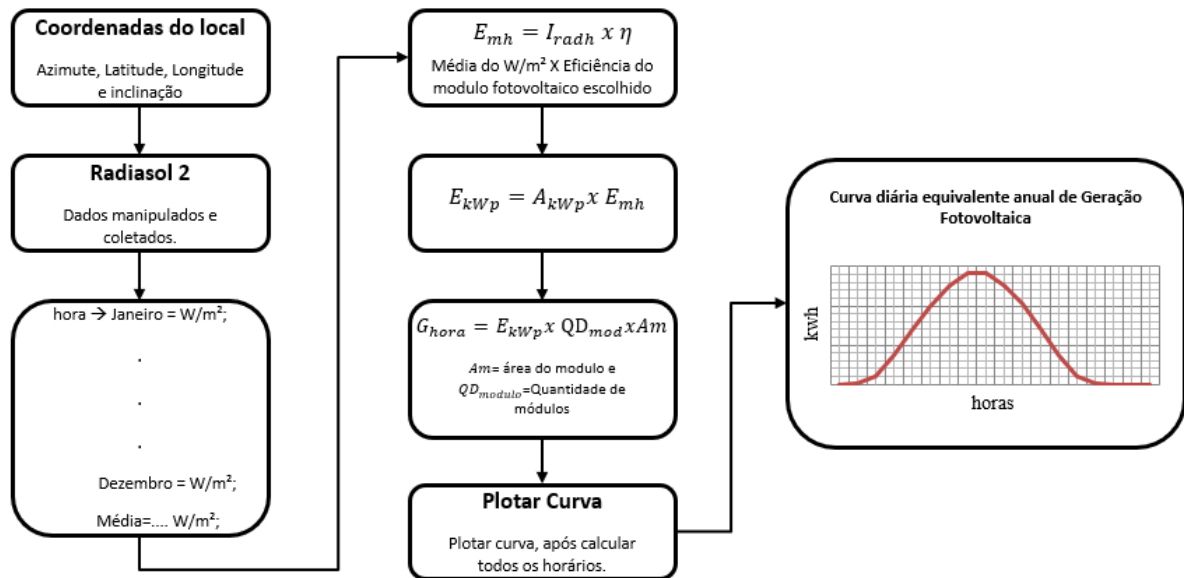
Gráfico 4 – Curva diária equivalente anual de Geração Fotovoltaica



Fonte: Do autor (2017).

Para a elaboração da curva diária equivalente de geração de energia, deve-se seguir os passos descritos na Figura 7, a qual apresenta um fluxograma com as informações e dados que serão trabalhados, desde a entrada das coordenadas no programa Radasol 2 -através dos dados fornecidos- são aplicados os cálculos de geração média hora por metro quadrado, energia gerada por 1kWp de módulo instalado e, por fim, o último cálculo que é de geração de energia por hora. Após coletar e calcular para todas as médias das horas do dia, é feita plotagem da curva diária equivalente anual de geração fotovoltaica.

Figura 7 – Fluxograma para elaboração da curva diária equivalente anual



Fonte: Do autor (2018).

## 4.2 CENÁRIO DA FÁBRICA, APLICANDO METODOLOGIAS DE OUTRAS LITERATURAS

Após a montagem da curva equivalente anual de geração fotovoltaica, o próximo passo é montar outras curvas, aplicando diferentes metodologias (variação duas vezes ao ano, rastreadores passivos, variação em hora a hora e variação três vezes ao dia), comparando-as entre si. Para esta análise foram utilizados os seguintes métodos:

### 4.2.1 Curva equivalente aplicada com a metodologia de variação o ângulo 2 vezes no ano

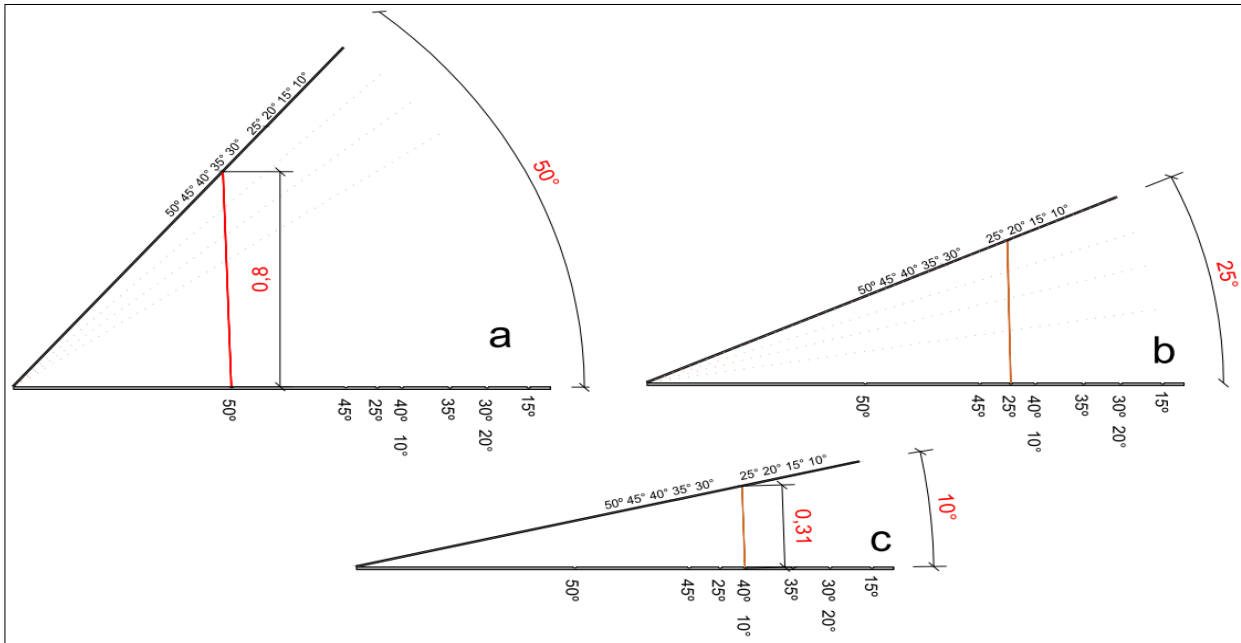
Esta metodologia de variação de ângulo é uma das propostas que esta dissertação propõe como uma solução possível para uma alternativa para variação de ângulo. Um ponto que deve ser observado é que a trajetória do Sol na esfera varia ao longo do ano (DA SILVA, LENZ, 2015). Com base nesta informação, vê-se a importância de estudar alternativas para rastrear ou prever a posição do sol.

O sistema que será apresentado na Figura 8 ilustra um suporte com variação de ângulos de 0°, 10°, 15°, 20°, 25°, 30°, 35°, 40°, 45° e 50°. O sistema de variação é simples, na parte superior existem duas (2) cavidades e na parte inferior sete (7) cavidades, e entre as partes superiores e inferiores tem um suporte de 80 cm e outro de 31 cm, que são engatados



entre as partes, conforme o ângulo que se deseja se obter. Este sistema aplica-se no cenário da pequena fábrica de ração situada na cidade de Santa Maria.

Figura 8 – Suporte para painéis fotovoltaicos, com variação de ângulo de 0° até 50°



Fonte: Do autor (2017).

Através de uso da ferramenta Radasol 2, podemos obter os 2 ângulos com melhor irradiação solar durante o ano. A metodologia desenvolvida requer programar duas manutenções nos painéis solares durante o ano, para limpeza do módulo, pois é importante fazer a manutenção no sistema, a fim de obter um excelente rendimento.

Sendo assim, foi feito um estudo para verificar as variações e quando deve ser realizado o posicionamento dos painéis fotovoltaicos, além do ângulo no qual se obtém um maior aproveitamento da radiação solar.

Na Tabela 8, podemos ver os dados coletados e organizados *software* Radasol 2, com as possíveis variações e seus respectivos irradiação.

Tabela 8 – Dados coletados e manipulados da ferramenta Radiasol 2

Mês	0° N	10°N	15°N	20°N	24°N	25°N	30°N	35°N	40°N	45°N	50°N
Jan	6,30	6,31	6,27	6,17	6,09	6,05	5,84	5,68	5,42	5,22	4,91
Fev	5,53	5,67	5,68	5,71	5,63	5,64	5,50	5,43	5,26	5,13	4,93
Mar	4,82	5,12	5,22	5,29	5,34	5,32	5,35	5,34	5,24	5,13	5,03
Abr	3,54	3,91	4,06	4,18	4,25	4,25	4,36	4,43	4,49	4,40	4,42
Mai	2,90	3,32	3,50	3,70	3,76	3,80	3,93	4,05	4,09	4,14	4,15
Jun	2,29	2,66	2,83	2,96	3,06	3,15	3,26	3,34	3,41	3,45	3,48
Jul	2,51	2,91	3,07	3,25	3,38	3,39	3,48	3,56	3,64	3,73	3,72
Ago	3,16	3,54	3,69	3,83	3,93	3,96	4,02	4,10	4,15	4,17	4,21
Set	3,96	4,28	4,39	4,48	4,57	4,55	4,59	4,58	4,57	4,52	4,45
Out	4,97	5,17	5,24	5,27	5,23	5,22	5,24	5,09	5,01	4,91	4,75
Nov	5,98	6,03	6,02	5,93	5,87	5,86	5,77	5,54	5,39	5,13	4,87
Dez	6,41	6,37	6,29	6,21	6,04	5,99	5,88	5,69	5,33	5,06	4,79
<b>Media</b>	<b>4,36</b>	<b>4,61</b>	<b>4,69</b>	<b>4,75</b>	<b>4,76</b>	<b>4,76</b>	<b>4,77</b>	<b>4,73</b>	<b>4,67</b>	<b>4,58</b>	<b>4,47</b>

Fonte: Adaptado pelo autor (dados coletados do *software* Radiasol 2, 2017).

Como podemos ver na Tabela 8, quanto mais verde for o fundo das células, maior a irradiação solar e quanto mais vermelho, menor a radiação solar. Para melhorar a visualização dos dados obtidos na Tabela 8, dividimos esta tabela em duas, uma com média dos meses de janeiro, fevereiro e dezembro (TABELA 9) e a outra de março até outubro (TABELA 10).

Podemos observar que na Tabela 8 foi apresentada uma coluna com o ângulo de 24°, com a média de 4,76 kWh e na Tabela 5 o valor apresentado é de 4,94 kWh, esta diferença ocorre devido ao banco de dados extraídos na Tabela 5 ser da ferramenta SunData e nas próximas tabelas, a fim de padronizar o estudo, os dados foram extraídos da ferramenta Radiasol 2.

Tabela 9 – Dados coletados e manipulados da ferramenta Radiasol 2 nos meses de janeiro, fevereiro, outubro, novembro e dezembro

Mês	0°N	10°N	15°N	20°N	25°N	30°N	35°N	40°N	45°N	50°N
<b>Jan</b>	6,30	6,31	6,27	6,17	6,05	5,84	5,68	5,42	5,22	4,91
<b>Fev</b>	5,53	5,67	5,68	5,71	5,64	5,5	5,43	5,26	5,13	4,93
<b>Out</b>	4,97	5,17	5,24	5,27	5,22	5,24	5,09	5,01	4,91	4,75
<b>Nov</b>	5,98	6,03	6,02	5,93	5,86	5,77	5,54	5,39	5,13	4,87
<b>Dez</b>	6,41	6,37	6,29	6,21	5,99	5,88	5,69	5,33	5,06	4,79
<b>Media</b>	<b>5,84</b>	<b>5,91</b>	<b>5,90</b>	<b>5,86</b>	<b>5,75</b>	<b>5,65</b>	<b>5,49</b>	<b>5,28</b>	<b>5,09</b>	<b>4,85</b>

Fonte: Do autor (2017).

Na Tabela 9, pode-se observar que o melhor ângulo é o 10°, como o cenário aplicado do telhado já possui uma inclinação natural de 10°, neste caso a nossa estrutura fica no ângulo 0° com relação ao telhado. Na Tabela 10, vê-se os restantes dos meses do ano, observa-se que o melhor ângulo é o 40°.

Tabela 10 – Análise dados coletados e manipulados da ferramenta Radiasol 2 nos meses de março, abril, maio, junho, julho, agosto e setembro

Mês	0°N	10°N	15°N	20°N	25°N	30°N	35°N	40°N	45°N	50°N
Mar	4,82	5,12	5,22	5,29	5,32	5,35	5,34	5,24	5,13	5,03
Abr	3,54	3,91	4,06	4,18	4,25	4,36	4,43	4,49	4,4	4,42
Mai	2,9	3,32	3,5	3,7	3,8	3,93	4,05	4,09	4,14	4,15
Jun	2,29	2,66	2,83	2,96	3,15	3,26	3,34	3,41	3,45	3,48
Jul	2,51	2,91	3,07	3,25	3,39	3,48	3,56	3,64	3,73	3,72
Ago	3,16	3,54	3,69	3,83	3,96	4,02	4,1	4,15	4,17	4,21
Set	3,96	4,28	4,39	4,48	4,55	4,59	4,58	4,57	4,52	4,45
Media	3,31	3,68	3,82	3,96	4,06	4,14	4,20	4,23	4,22	4,21

Fonte: Do autor (2017).

Na Tabela 11, vemos uma comparação entre as alterações dos ângulos dos painéis, como pode-se ver na coluna onde é feita a variação dos ângulos, entre o ângulo em 10° ao norte representado na cor verde e o ângulo 40° ao norte na cor amarelo, observa-se que houve um ganho significativo, comparado com 10° que é nosso ângulo fixo.

Tabela 11 – Dados coletados e manipulados da ferramenta Radiasol 2 comparando a média anual entre o sistema que varia duas vezes ao ano com o ângulo fixo 10°

Mês	10° /40°N	10°N
<b>Jan</b>	6,31	6,31
<b>Fev</b>	5,67	5,67
<b>Mar</b>	5,24	5,12
<b>Abr</b>	4,49	3,91
<b>Mai</b>	4,09	3,32
<b>Jun</b>	3,41	2,66
<b>Jul</b>	3,64	2,91
<b>Ago</b>	4,15	3,54
<b>Set</b>	4,57	4,28
<b>Out</b>	5,17	5,17
<b>Nov</b>	6,03	6,03
<b>Dez</b>	6,37	6,37
<b>Media</b>	4,93	4,61

Fonte: Do autor (2017).

Com a variação duas vezes ao ano, obtém-se um ganho de 6,94% comparado ao ângulo  $10^\circ$  ao norte que é nosso ângulo fixo.

#### **4.2.2 Curva equivalente aplicada com a metodologia de rastreadores passivos**

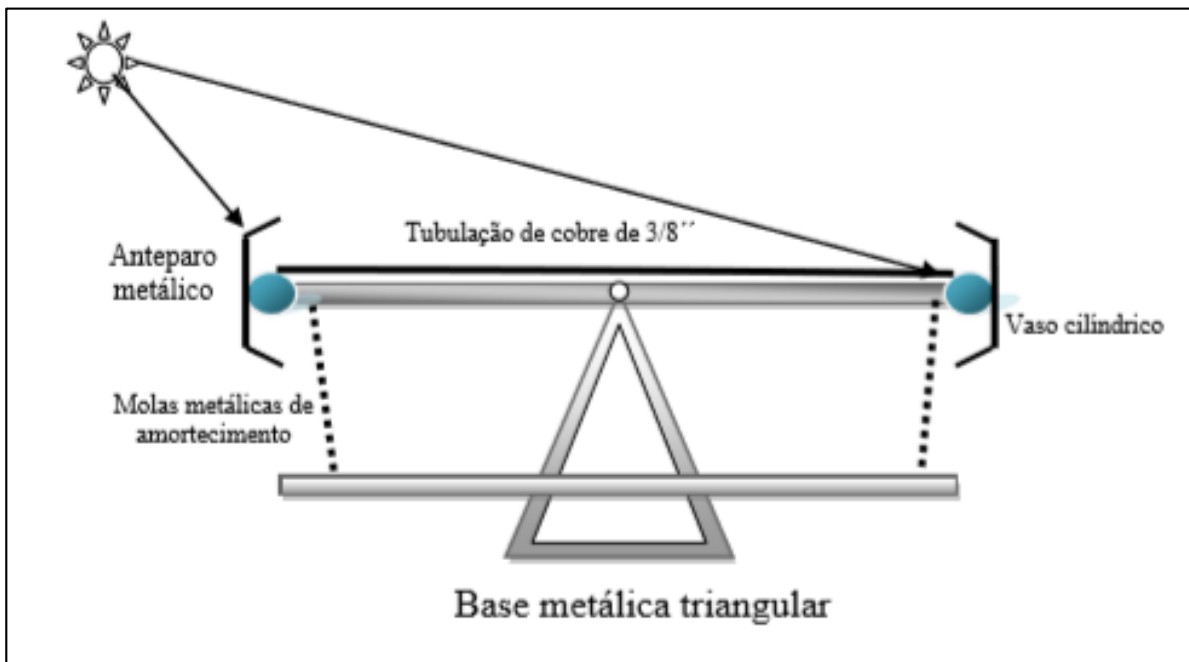
Neste tópico vamos aplicar a metodologia desenvolvida por Castañeda (2011), no qual o mesmo desenvolveu um rastreador solar passivo por transferências de massa, essa metodologia será estudada para verificar se poderá ser aplicada no nosso cenário de uma pequena fábrica de ração.

A metodologia deste sistema que Castañeda (2011) utilizou foi a de transferência de calor, através de um modelo experimental de um rastreador passivo formado por dois vasos cilíndricos idênticos interligados entre si por uma tubulação de cobre, apoiados e distribuídos equitativamente sobre a estrutura de uma plataforma horizontal retangular metálica móvel, apoiada sobre um eixo central pivotante. Dentro dos vasos cilíndricos foi utilizada uma solução volátil, considerando que através desta solução seja feita a transferência de massa de um vaso cilindro para outro vaso cilindro, conforme é representado na Figura 9. Desta forma vai fazendo a inclinação do painel conseguinte, formando um ângulo através da evapotransferência da solução.

A transferência funciona da seguinte maneira: a transferência de massa dentro de um sistema pode ocorrer em duas etapas de transferência desta substância, do líquido para o vapor e vice-versa. Quando os efeitos do calor gerado pela radiação solar incide sobre as superfícies dos vasos cilíndricos, ocorre o processo de evapotransferência, pois a substância líquida armazenada internamente é vaporizada continuamente e transferida no interior do sistema, desta forma, o vapor transferido é condensado da mesma maneira no vaso cilíndrico oposto. O líquido utilizado por Castañeda (2011) é a solução líquida etoxietano (éter etílico), por ser uma substância de propriedade altamente volátil, com ponto de ebulição próximo dos  $35^\circ\text{C}$ , densidade de  $0,71\text{g/cm}^3$  e massa molar  $74,12\text{ g/mol}$ .

Conforme Castañeda (2011), o fenômeno de transferência de massa pode ocorrer pelo mecanismo da difusão molecular ou de convecção. Na Figura 9, podemos ver o sistema desenvolvido por Castañeda (2011).

Figura 9 – Vista de perfil do rastreador solar passivo formado por dois vasos cilíndricos interligados por meio de uma tubulação de cobre e com o sistema de amortecimento instalado



Fonte: (CASTAÑEDA, 2011).

Para determinar a energia incidente sobre a superfície do vaso cilíndrico Castañeda (2011), utilizou as expressões de transferência de calor por condução.

Após analisar os resultados de Castañeda(2011), o sistema que o mesmo utilizou não poderia ser aplicado em nosso cenário, pois o sistema apresenta questões que precisam ser melhoradas, como a questão da transferência de calor, que ocorre muito rápido e quanto mais tempo o sistema vai ficando ao sol, maior vai ser a transferência de calor.

Outro ponto que deve ser trabalhado além da temperatura, seria o tempo, pois podemos ter uma temperatura fixa, mas o tempo vai ser sempre variável; para aplicar no sistema em grande escala fora do experimento, precisa ser melhorado, criando uma solução líquida que tenha melhor resultado. Sendo assim, esta metodologia não pode ser aplicada no cenário da fábrica de ração.

#### 4.2.3 Curva equivalente aplicada com a metodologia de rastreador ativo

Neste tópico, a metodologia estudada é de rastreadores ativos, com objetivo de estudar o seu funcionamento para se ter um ganho na quantidade de radiação recebida pelo sistema,

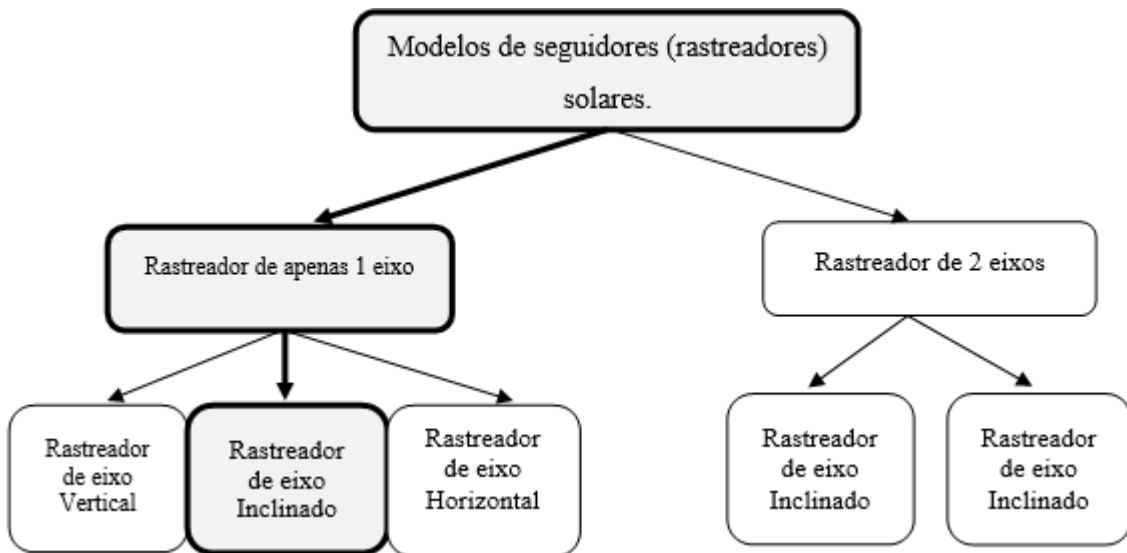
pois devido ao movimento aparente do Sol em relação a um ponto fixo na Terra, uma das formas de maximizar a produção é através de sistema de seguidor solar (LOPES, 2016).

Conforme apresentado por Lopes (2016), a quantidade de radiação recebida em sistema plano é diferente de um sistema que varia o ângulo.

Os sistemas que variam o ângulo através de seguidores (rastreadores) solares consistem em aumentar a área efetiva dos módulos do sistema relativamente à incidência dos raios solares, com isso, aumentando a produção de energia elétrica e a eficiência do sistema. Estes sistemas tem um custo adicional relativo à construção, instalação e manutenção.

Na Figura 10 é apresentado o fluxograma dos tipos de sistema de rastreadores solares ativos, apresentado em relevo, está o tipo que iremos aplicar nos estudos, que neste caso, é do seguidor de um eixo.

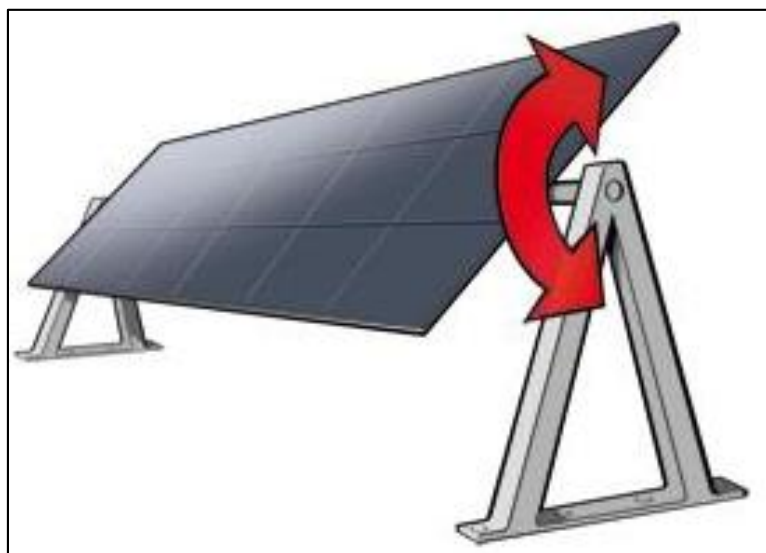
Figura 10 – Tipos de rastreadores existentes



Fonte: Adaptado pelo autor (LOPES, 2016).

Na Figura 11 é apresentado o rastreador de um eixo horizontal, sendo sua rotação paralela à superfície da Terra, podendo estar orientada nas direções Norte-Sul ou Leste-Oeste (LOPES, 2016).

Figura 11 – Sistema de eixo horizontal



Fonte: (Site, <https://www.solarchoice.net.au/blog/solar-trackers/> > 2018).

O rastreador de um eixo horizontal está acompanhando a altitude solar.

#### 4.2.3.1 Cálculo para determinar a posição do sol

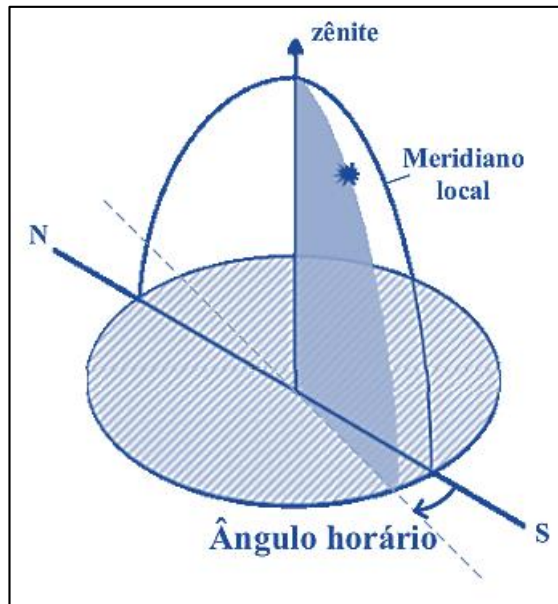
No sistema que será apresentado para determinar a posição do sol, serão utilizados controles por métodos astronômicos. Para melhor entendimento desta metodologia, serão apresentadas nesta dissertação os principais cálculos utilizados.

Conforme a dissertação de Da Silva e Lenz (2015), a determinação da posição do Sol na esfera celeste, em qualquer instante e local, precisa da dinâmica da geometria entre Sol e Terra, assim como transformar as coordenadas para o observador.

Deve-se fazer uma conversão do tempo marcado civilmente, pois não corresponde na grande maioria dos casos, ao ciclo solar.

Na Figura 12, pode-se ver como é a medida do tempo pela rotação da Terra sobre seu próprio eixo, e o ângulo horário ( $\omega$ ) determina a distância angular entre o Meridiano de um astro na esfera celeste e o Meridiano do observador local.

Figura 12 – Perfil do ângulo horário



Fonte: Adaptado pelo autor (DA SILVA, LENZ, 2015).

A representação das horas no tempo solar ( $t_s$ ) se baseia no sistema de 24 horas, sendo que a marca de 12:00 horas corresponde ao Sol estar posicionado no Meridiano local (sobre o eixo Norte-Sul do observador).

$$\omega = 15(t_s - 12) \quad (16)$$

Na Equação 16, o ângulo do horário solar vale zero no instante que atinge seu ponto mais alto no céu (DA SILVA, LENZ, 2015).

Existem 24 fusos horários com  $15^\circ$  de longitude de largura, centrados em um Meridiano. Desta forma, para que cada fuso do relógio local coincida com o solar, é preciso fazer uma conversão para determinar a posição do Sol de acordo com o tempo local (TL). Na Equação 17 é feita esta correção (DA SILVA, LENZ, 2015).

$$TL = t_s - \frac{ET}{60} + CL + H_v \quad (17)$$

Onde:

TL – Tempo local;

ET – Equação do tempo;

CL – Correção de longitude entre o meridiano local e o do fuso horário do observador;



$H_v$  – É a correção por horário de Verão: Igual a 1 (hora) se aplica, e igual a 0 não se aplica.

A posição do Sol no céu depende da excentricidade da órbita e da obliquidade do eixo terrestre. A somatória desses efeitos faz com que o Sol, em uma mesma data e hora separadas pelo período de 1 ano, tenha posições levemente diferentes. A equação do tempo (EQUAÇÃO 18) é dada pelas Equações 19, 20, 21 e 22:

$$ET = 720(C - ||C||) \quad (18)$$

$$C = \frac{\alpha - \arctan(\tan b / \cos 23,44)}{180} \quad (19)$$

$$b = \alpha + 1,914 \sin\left(\frac{360}{365,24}(D - 2)\right) \quad (20)$$

$$\alpha = \frac{360}{365,24}(D - 10) \quad (21)$$

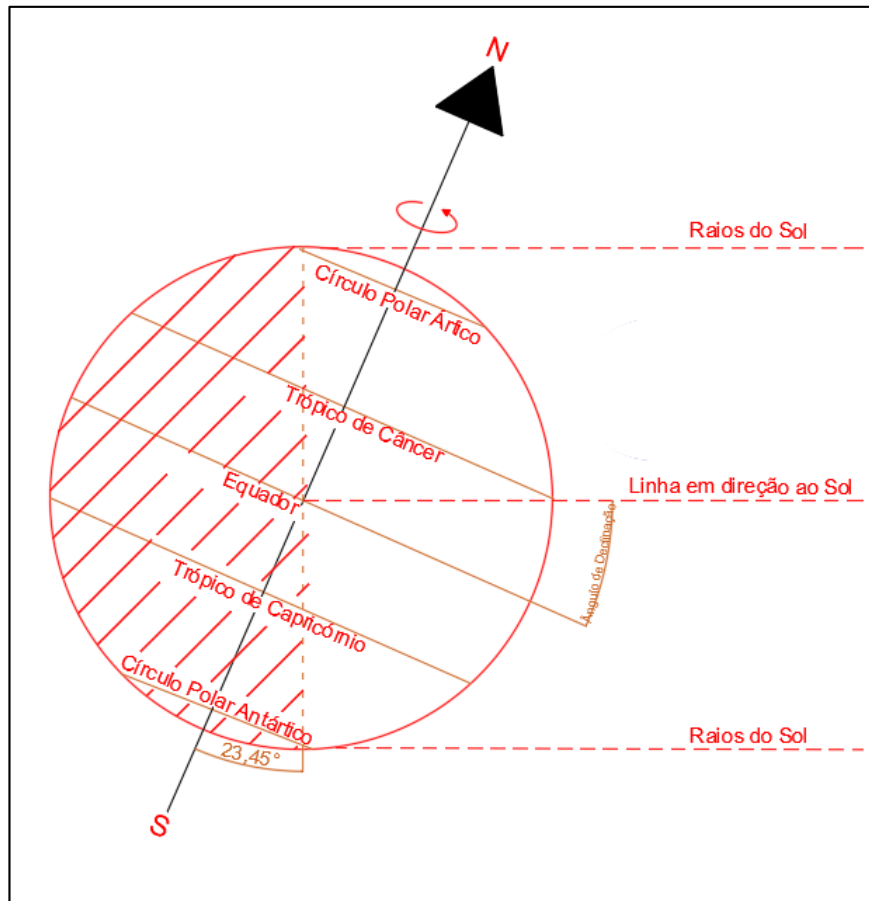
$$D = o \text{ dia do ano} \quad (22)$$

Na Equação 23 é apresentada a correção de longitude entre o meridiano local e o do fuso horário do observador.

$$CL = \frac{(longitude \text{ local}) - (longitude \text{ do fuso local})}{15} \quad (23)$$

Outra equação que deve ser usada, é a Equação 24 que é do ângulo de declinação ( $\delta$ ) pela inclinação do eixo polar da terra em relação a sua órbita, conforme ilustrado na Figura 13.

Figura 13 – Perfil do ângulo de declinação

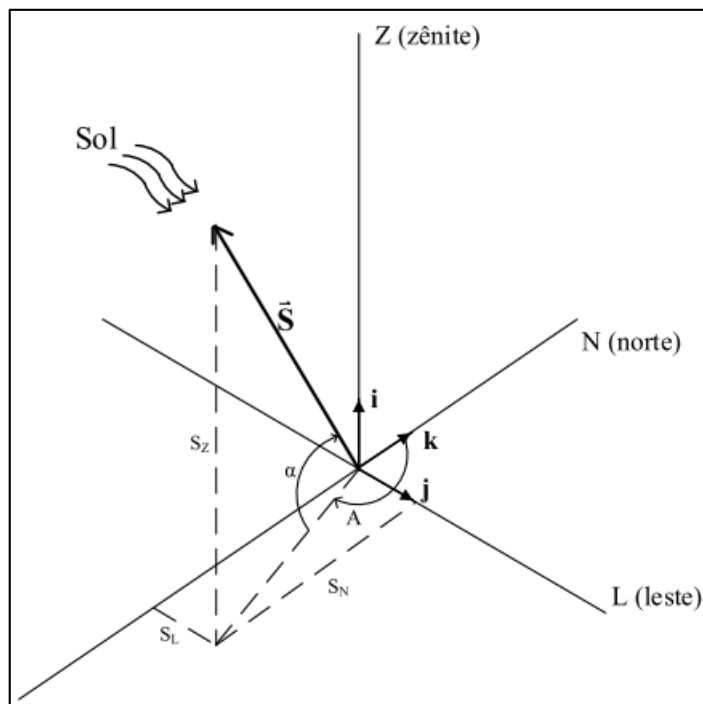


Fonte: Adaptação de Alves (2008).

$$\delta = -\arcsen\{0,39779 \cdot \cos[0,98565(D + 10) + 1,914 \cdot \sen(0,98565(D - 2))]\} \quad (24)$$

Na Figura 14, podemos ver o diagrama da posição do sol em relação às coordenadas com origem no observador.

Figura 14 – Diagrama da posição do sol



Fonte: (DA SILVA, LENZ, 2015, p.52).

Sendo que para determinar a posição do Sol, nas coordenadas do observador, aplica-se as Equações 25 e 26. (DA SILVA, LENZ, 2015).

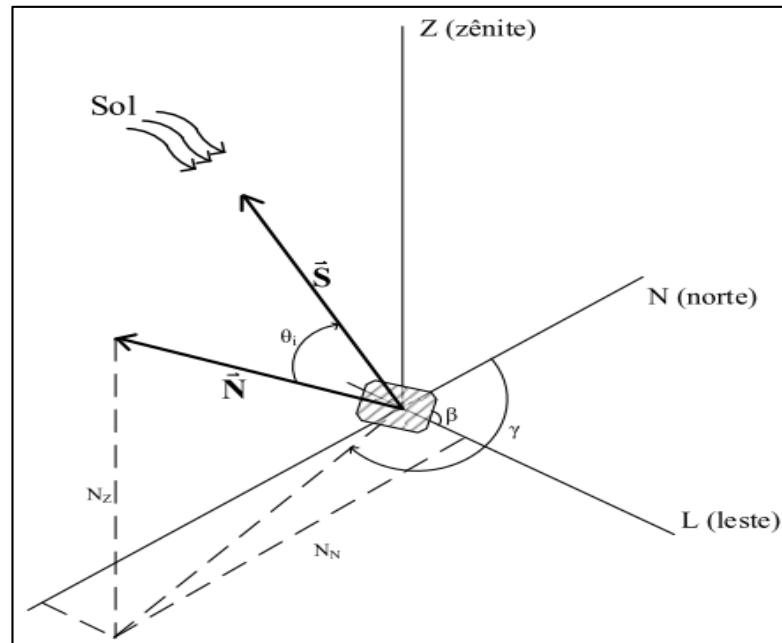
$$\alpha = \arcsen\{sen(\delta) \cdot sen(\phi) + \cos(\delta) \cdot \cos(\omega) \cdot \cos(\phi)\} \quad (25)$$

$$A = \arccos\left(\frac{sen(\delta) \cdot \cos(\phi) - \cos(\delta) \cdot \cos(\omega) \cdot sen(\phi)}{\cos(\alpha)}\right) \quad (26)$$

Conforme Da Silva e Lenz (2015), além de conhecer o posicionamento do Sol para coletar a energia, também é importante saber posicionar e/ou rastrear corretamente os módulos PVs.

A Figura 15 mostra o sistema de coordenadas (z, L, N), no qual uma superfície é organizada sobre os mesmos eixos em função de dois ângulos, o de inclinação em relação ao solo ( $\beta$ ) e o azimute ( $\gamma$ ).

Figura 15 – Posicionamento superfície no sistema de coordenadas do observador



Fonte: (DA SILVA, LENZ, 2015, p.54).

Através dos vetores da Figura 15, montou-se a Equação 27 abaixo:

$$N = N_z \cdot i + N_e \cdot j + N_n \cdot k \quad (27)$$

Onde:

$$N_z = \text{sen}(\beta), \text{ eixo Zênite}; \quad (28)$$

$$N_e = \text{sen}(\beta) \cdot \text{Sen}(\gamma), \text{ eixo Leste}; \quad (29)$$

$$N_n = \text{sen}(\beta) \cdot \text{cos}(\gamma), \text{ eixo Norte}; \quad (30)$$

Esta metodologia apresentada por Da Silva e Lenz (2015), utiliza a matemática para modelar a interação entre Sol e Terra, sendo feitas transformações de coordenadas com objetivo de determinar a posição solar em relação ao observador. Nesta dissertação não será utilizado o equacionamento de Da Silva e Lenz (2015), será empregado a modelagem de dados coletados da ferramenta Radiasol 2, apesar de ser mais oneroso comparado ao equacionamento, porém se faz necessário para atender ao objetivo desta dissertação o qual é comparar métodos de modulação de ângulos com mesmo banco de dados.

#### 4.2.3.2 Curva diária equivalente anual aplicada com a metodologia de variação de ângulo em hora a hora

Esta metodologia de variação de ângulo será utilizada a ferramenta Radasol 2, no qual obteve-se irradiâncias médias por hora de cada mês e simular com os ângulos desejados.

Será descrito como foi feita a manipulação dos dados para o mês de janeiro e para os demais meses, que segue a mesma metodologia adotada. A Tabela 12 mostra os dados coletados e organizados do *software* Radasol 2, com as possíveis variações e seus exceptivos irradiação por hora e angulo.

Tabela 12 – Dados coletados e manipulados da ferramenta Radasol 2

Hora	0°N	5°N	10°N	15°N	20°N	25°N	30°N	35°N	40°N	45°N	50°N	Janeiro
5h	26	33	25	25	26	26	24	25	25	25	23	
6h	92	99	154	157	134	133	106	110	103	95	80	
7h	176	184	327	287	289	296	285	236	245	230	208	
8h	168	175	499	472	464	440	437	424	392	380	393	
9h	160	145	626	611	590	595	587	585	514	522	502	
10h	152	130	722	723	715	720	695	674	695	649	613	
11h	166	103	796	818	802	800	815	783	766	741	633	
12h	172	118	850	859	811	831	801	785	729	732	700	
13h	174	133	721	764	745	695	728	710	662	680	637	
14h	179	147	608	621	650	622	627	576	537	512	493	
15h	179	164	486	435	452	452	412	402	383	393	337	
16h	177	168	315	303	294	293	257	257	265	243	226	
17h	96	113	149	144	141	128	115	115	96	92	77	
18h	29	36	26	25	26	26	25	25	25	26	23	

Fonte: Adaptado pelo autor (Dados coletados do *software* Radasol 2,2017).

Como podemos ver na Tabela 12, quanto mais verde for o fundo das células, maior a irradiação solar e quanto mais amarelo, menor a radiação solar por W/m<sup>2</sup>. Para melhorar a visualização dos dados obtidos na Tabela 12, foi criada uma nova tabela, somente com os ângulos com as maiores radiações solares (TABELA 13).

Tabela 13 – Dados manipulados da ferramenta Radiasol 2 com os ângulos que com a maior radiação solar no mês de janeiro

Hora	Janeiro	
	W/m <sup>2</sup>	°
5h	33	5°N
6h	157	15°N
7h	327	10°N
8h	499	10°N
9h	626	10°N
10h	723	15°N
11h	818	15°N
12h	859	15°N
13h	764	15°N
14h	650	20°N
15h	486	10°N
16h	315	10°N
17h	149	10°N
18h	36	5°N

Fonte: Do autor (2017).

Na Tabela 13, pode-se observar como ficou a variação dos ângulos conforme a sua hora e as maiores médias de irradiação incidente naquelas determinadas horas. Seguindo a mesma lógica da Tabela 14 e 15, pode-se ter variação com os demais meses. A Tabela 14, mostra as radiações solares para cada hora, de janeiro até junho; na Tabela 15, vê-se os meses de julho até dezembro.

Tabela 14 – Análise dos dados coletados e manipulados da ferramenta Radiasol 2 dos meses de janeiro até junho

Hora	Janeiro		Fevereiro		Março		Abril		Maio		Junho	
	W/m <sup>2</sup>	°N	W/m <sup>2</sup>	°N	W/m <sup>2</sup>	°N	W/m <sup>2</sup>	°N	W/m <sup>2</sup>	°N	W/m <sup>2</sup>	°N
5h	33	5	0	5	0	35	0	50	0	45	0	0
6h	157	15	115	10	68	35	17	50	0	45	0	0
7h	327	10	264	10	240	20	169	45	138	45	104	0
8h	499	10	455	15	420	30	323	50	290	40	280	45
9h	626	10	604	25	574	40	532	40	478	40	394	45
10h	723	15	714	25	696	35	616	50	583	45	491	50
11h	818	15	822	10	807	20	690	35	674	50	538	45
12h	859	15	793	25	791	30	684	30	657	50	528	50
13h	764	15	706	10	716	25	602	30	597	50	518	50
14h	650	20	613	30	585	30	506	50	441	35	417	50
15h	486	10	434	25	394	35	338	45	307	40	251	5
16h	315	10	271	10	233	45	174	30	178	0	163	5
17h	149	10	113	10	72	20	26	5	0	0	0	5
18h	36	5	0	10	0	20	0	45	0	0	0	5
<b>Média</b>	6442		5904		5596		4677		4343		3684	
	<b>Wh/m<sup>2</sup>/dia</b>		<b>Wh/m<sup>2</sup>/dia</b>		<b>Wh/m<sup>2</sup>/dia</b>		<b>Wh/m<sup>2</sup>/dia</b>		<b>Wh/m<sup>2</sup>/dia</b>		<b>Wh/m<sup>2</sup>/dia</b>	

Fonte: Do autor (2017).

Tabela 15 – Análise dos dados coletados e manipulados da ferramenta Radiasol 2 dos meses de julho até dezembro

Hora	Julho		Agosto		Setembro		Outubro		Novembro		Dezembro	
	W/m <sup>2</sup>	°N	W/m <sup>2</sup>	°N	W/m <sup>2</sup>	°N	W/m <sup>2</sup>	°N	W/m <sup>2</sup>	°N	W/m <sup>2</sup>	°N
5h	0	5	0	0	0	5	0	10	21	5	40	5
6h	0	5	0	0	44	5	101	10	153	10	156	10
7h	131	5	159	40	194	45	234	10	293	10	320	10
8h	267	35	314	50	350	35	394	15	459	15	481	10
9h	404	35	443	35	506	40	584	25	642	20	626	20
10h	552	50	605	40	638	30	683	20	730	30	766	10
11h	617	50	657	45	698	45	766	35	814	15	809	25
12h	601	50	653	45	698	30	767	20	816	30	839	10
13h	533	45	584	25	609	30	687	30	749	20	757	10
14h	399	45	463	45	510	35	570	15	634	15	664	15
15h	273	45	311	30	375	15	397	10	461	25	504	10
16h	172	0	156	40	190	45	238	30	310	10	308	15
17h	0	0	0	5	56	5	93	20	135	10	161	10
18h	0	0	0	5	0	10	0	5	18	5	45	5
<b>Média</b>	3949		4345		4868		5514		6235		6476	
	<b>Wh/m<sup>2</sup>/dia</b>		<b>Wh/m<sup>2</sup>/dia</b>		<b>Wh/m<sup>2</sup>/dia</b>		<b>Wh/m<sup>2</sup>/dia</b>		<b>Wh/m<sup>2</sup>/dia</b>		<b>Wh/m<sup>2</sup>/dia</b>	

Fonte: Do autor (2017).

Na Tabela 16 é apresentada a comparação de irradiação média incidente na cidade de Santa Maria, usando um ângulo fixo em 10° ao norte e um ângulo variável de 0° até 50° ao norte. O ganho médio que se obtém com variação do ângulo fica aproximadamente 12,15%, relação ao ângulo fixo em 10°, sendo que no mês de junho, onde se tem uma das menores médias de irradiação, com a variação do ângulo se tem um ganho de 38,35%.

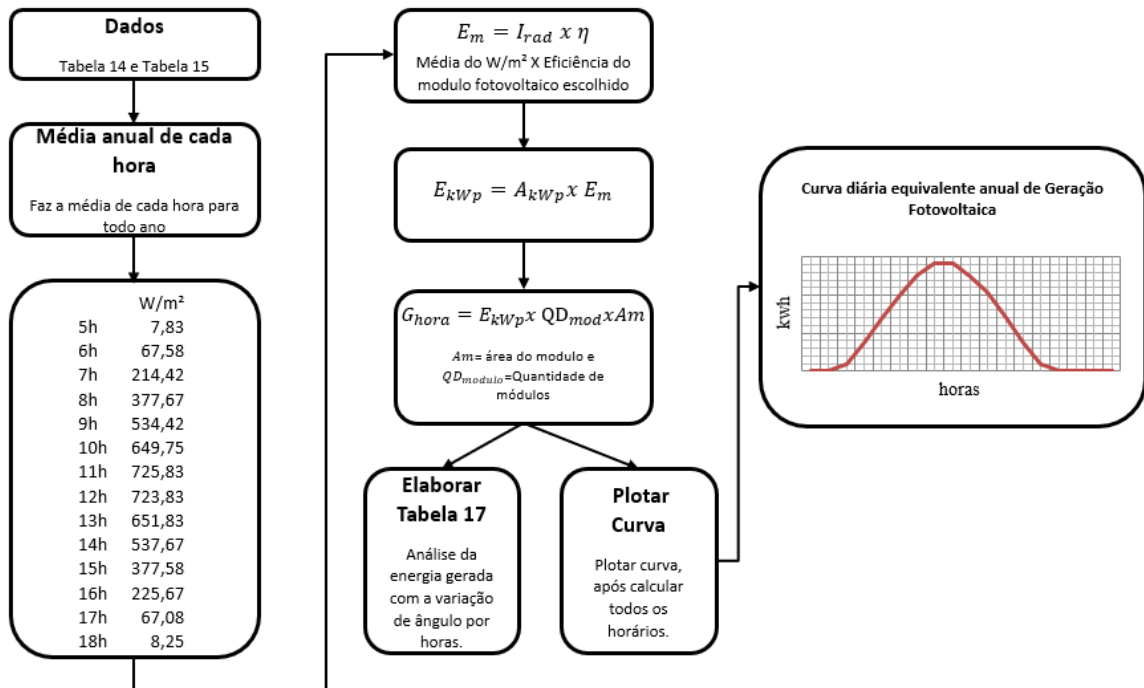
Tabela 16 – Irradiação média incidente ângulo fixo e ângulo variável

MÊS	Ângulo fixo em 10° ao norte (kWh/m <sup>2</sup> /dia)	Ângulo variado de 0° a 50° ao norte (kWh/m <sup>2</sup> /dia)	Ganho (%)
Jan	6,30	6,44	2,22%
Fev	5,67	5,90	4,06%
Mar	5,11	5,60	9,59%
Abr	3,91	4,68	19,69%
Mai	3,33	4,34	30,33%
Jun	2,66	3,68	38,35%
Jul	2,92	3,95	35,27%
Ago	3,54	4,35	22,88%
Set	4,28	4,87	13,79%
Out	5,18	5,51	6,37%
Nov	6,03	6,24	3,48%
Dez	6,36	6,48	1,89%
<b>Média</b>	<b>4,61</b>	<b>5,17</b>	<b>12,15%</b>

Fonte: Do autor (2017).

Para facilitar o entendimento da metodologia no qual se aplica uma variação de hora em hora, começando das 5 horas da manhã até às 18 horas. Na Figura 16 pode se ver um fluxograma para elaboração dos resultados deste estudo que são a Tabela 17 e o Gráfico 5, que é a curva diária equivalente anual de geração fotovoltaica com variação de ângulo em hora a hora.

Figura 16 – Fluxograma para elaboração da Tabela 17 e da curva diária equivalente anual com variação de hora a hora



Fonte: Do autor (2018).



Tabela 17 – Análise da energia gerada através dos dados coletados e manipulados da ferramenta Radiasol 2 comparando variação de ângulo por horas

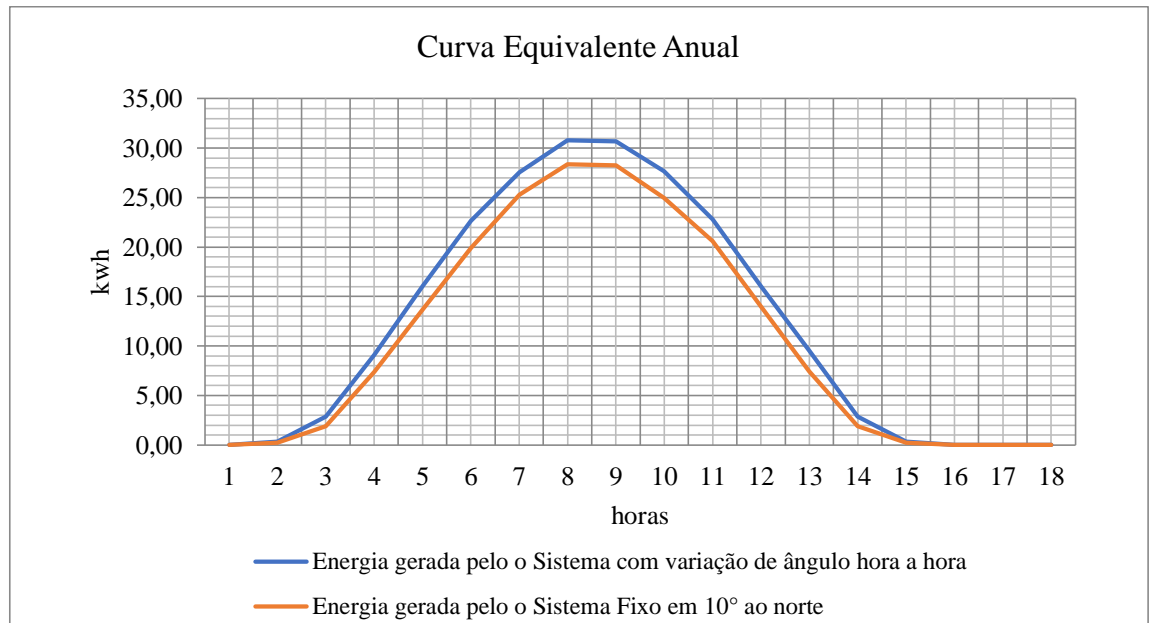
Hora	Ângulo fixo em 10°	Ângulo variando de 0° a 50° ao Norte												
	kWh	kWh	°											
5h	0,23	0,33	Janeiro: 5°	Fevereiro: 5°	Março: 35°	Abril: 50°	Maió: 45°	Junho: 0°	Julho: 5°	Agosto: 0°	Setembro: 5°	Outubro: 10°	Novembro: 5°	Dezembro : 5°
6h	1,87	2,87	Janeiro: 15°	Fevereiro: 10°	Março: 35°	Abril: 50°	Maió: 45°	Junho: 0°	Julho: 5°	Agosto: 0°	Setembro: 5°	Outubro: 10°	Novembro: 10°	Dezembro : 10°
7h	7,38	9,09	Janeiro: 10°	Fevereiro: 10°	Março: 20°	Abril: 45°	Maió: 45°	Junho: 0°	Julho: 5°	Agosto: 40°	Setembro: 45°	Outubro: 10°	Novembro: 10°	Dezembro : 10°
8h	13,62	16	Janeiro: 10°	Fevereiro: 15°	Março: 30°	Abril: 50°	Maió: 40°	Junho: 45°	Julho: 35°	Agosto: 50°	Setembro: 35°	Outubro: 15°	Novembro: 15°	Dezembro : 10°
9h	19,91	22,7	Janeiro: 10°	Fevereiro: 25°	Março: 40°	Abril: 40°	Maió: 40°	Junho: 45°	Julho: 35°	Agosto: 35°	Setembro: 40°	Outubro: 25°	Novembro: 20°	Dezembro : 20°
10h	25,28	27,6	Janeiro: 15°	Fevereiro: 25°	Março: 35°	Abril: 50°	Maió: 45°	Junho: 50°	Julho: 50°	Agosto: 40°	Setembro: 30°	Outubro: 20°	Novembro: 30°	Dezembro : 10°
11h	28,36	30,8	Janeiro: 15°	Fevereiro: 10°	Março: 20°	Abril: 35°	Maió: 50°	Junho: 45°	Julho: 50°	Agosto: 45°	Setembro: 45°	Outubro: 35°	Novembro: 15°	Dezembro : 25°
12h	28,27	30,7	Janeiro: 15°	Fevereiro: 25°	Março: 30°	Abril: 30°	Maió: 50°	Junho: 50°	Julho: 50°	Agosto: 45°	Setembro: 30°	Outubro: 20°	Novembro: 30°	Dezembro : 10°
13h	24,99	27,6	Janeiro: 15°	Fevereiro: 10°	Março: 25°	Abril: 30°	Maió: 50°	Junho: 50°	Julho: 45°	Agosto: 25°	Setembro: 30°	Outubro: 30°	Novembro: 20°	Dezembro : 10°
14h	20,58	22,8	Janeiro: 20°	Fevereiro: 30°	Março: 30°	Abril: 50°	Maió: 35°	Junho: 50°	Julho: 45°	Agosto: 45°	Setembro: 35°	Outubro: 15°	Novembro: 15°	Dezembro : 15°
15h	13,99	16	Janeiro: 10°	Fevereiro: 25°	Março: 35°	Abril: 45°	Maió: 40°	Junho: 5°	Julho: 45°	Agosto: 30°	Setembro: 15°	Outubro: 10°	Novembro: 25°	Dezembro : 10°
16h	7,44	9,57	Janeiro: 10°	Fevereiro: 10°	Março: 45°	Abril: 30°	Maió: 0°	Junho: 5°	Julho: 0°	Agosto: 40°	Setembro: 45°	Outubro: 30°	Novembro: 10°	Dezembro : 15°
17h	1,89	2,84	Janeiro: 10°	Fevereiro: 10°	Março: 20°	Abril: 5°	Maió: 0°	Junho: 5°	Julho: 0°	Agosto: 5°	Setembro: 5°	Outubro: 20°	Novembro: 10°	Dezembro : 10°
18h	0,23	0,35	Janeiro: 5°	Fevereiro: 10°	Março: 20°	Abril: 45°	Maió: 0°	Junho: 5°	Julho: 0°	Agosto: 5°	Setembro: 10°	Outubro: 5°	Novembro: 5°	Dezembro : 5°

Fonte: Do autor (2019).

Na Tabela 17 é apresentada uma comparação da geração de energia esperada para um ângulo fixo em 10° ao norte, e a esperada com um ângulo variando de 0° a 50° ao norte.

O Gráfico 5 apresenta uma comparação de duas curvas equivalentes anuais, a curva em laranja representa o sistema de ângulo fixo e a curva em azul representa o sistema com variação do ângulo por hora.

Gráfico 5 – Comparação entre a Curva Diária Equivalente Anual de Geração Fotovoltaica com variação e sem variação do ângulo



Fonte: Do autor (2018).

#### 4.2.3.3 Curva diária equivalente anual aplicada com a metodologia de variação de ângulo até três vezes ao dia

Esta metodologia de variação de ângulo utiliza a mesma ferramenta utilizada nas metodologias anteriores descritas neste trabalho, o *software* Radiasol 2, no qual obteve-se irradiâncias médias por hora de cada mês e simular com os ângulos desejados.

Será descrito como foi feita a manipulação dos dados para o mês de janeiro, e para os demais meses segue a mesma metodologia adotada. A Tabela 18 apresenta os mesmos valores já mostrados na Tabela 12, porém, as colunas dos ângulos que não possuem os ângulos com o fundo verde mais escuro, foram excluídas.

Tabela 18 – Dados coletados e manipulados da ferramenta Radiasol 2, somente as colunas que possuem maior irradiação

Hora	5°N	10°N	15°N	20°N
5h	33	25	25	26
6h	99	154	157	134
7h	184	327	287	289
8h	175	499	472	464
9h	145	626	611	590
10h	130	722	723	715
11h	103	796	818	802
12h	118	850	859	811
13h	133	721	764	745
14h	147	608	621	650
15h	164	486	435	452
16h	168	315	303	294
17h	113	149	144	141
18h	36	26	25	26

Janeiro

Fonte: Do autor (dados coletados do *software* Radiasol 2, 2017).

Nestes dados coletados e organizados do *software* Radiasol 2, foi determinada nesta metodologia que serão feitas três variações de ângulo para determinar a hora que serão feitas as mudanças de ângulo e qual deverá ser o ângulo. Serão descritas abaixo as manipulações feitas na Tabela 18 (tabela referente ao mês de janeiro). Estas alterações também serão feitas para os demais meses do ano.

Para determinar como seria feita a junção dos horários que manteriam o mesmo ângulo, foi utilizado as 14 horas (5h até 18h) e dividido por três, como o resultado dará um número não inteiro (4,667), através de um análise dos dados, verificou-se que às 5h e às 18h possuem as memores médias em todo os meses, sendo assim, os grupos de horas ficaram da seguinte forma:

- Primeiro grupo das 5 horas até às 9 horas (5h,6h,7h,8h e 9h);
- Segundo grupo das 10 horas até às 13 horas (10h,11h,12h e 13h);
- Terceiro grupo das 14 horas até às 18 horas (14h,15h,16h,17h e 18h);

Para determinar qual é o ângulo do grupo e do seguinte, deve ser feita a média das irradiações de cada grupo. Na Tabela 19 será apresentada a média do grupo 1, o qual representa a média de irradiação das 5 horas até às 9 horas do mês de janeiro.

Tabela 19 – Dados manipulados Grupo 1

Hora	5°N	10°N	15°N	20°N
5h	33	25	25	26
6h	99	154	157	134
7h	184	327	287	289
8h	175	499	472	464
9h	145	626	611	590
	636	1631	1552	1503
Média	Wh/m <sup>2</sup>	Wh/m <sup>2</sup>	Wh/m <sup>2</sup>	Wh/m <sup>2</sup>

Fonte: Do autor (dados coletados do *software* Radasol 2, 2017).

Após análise da Tabela 19, observa-se que a melhor média de irradiação do Grupo 1 foram os da coluna do ângulo de 10° ao norte, sendo assim, este ângulo será adotado para este grupo.

Na Tabela 20 será apresentada a média do Grupo 2, o qual representa a média de irradiação das 10 horas até às 13 horas do mês de janeiro.

Tabela 20 – Dados Manipulados Grupo 2

Hora	5°N	10°N	15°N	20°N
10h	130	722	723	715
11h	103	796	818	802
12h	118	850	859	811
13h	133	721	764	745
	484	3089	3164	3073
Média	Wh/m <sup>2</sup>	Wh/m <sup>2</sup>	Wh/m <sup>2</sup>	Wh/m <sup>2</sup>

Fonte: Do autor (dados coletados do *software* Radasol 2, 2017).

Após análise da Tabela 20, observa-se que a melhor média de irradiação do Grupo 2 foram os da coluna do ângulo de 15° ao norte, sendo assim, este ângulo será adotado para este grupo.

Na Tabela 21 será apresentada a média do grupo 3, o qual representa a média de irradiação das 14 horas até às 18 horas do mês de janeiro.

Tabela 21 – Dados Manipulados Grupo 3

<b>Hora</b>	<b>5°N</b>	<b>10°N</b>	<b>15°N</b>	<b>20°N</b>
<b>14h</b>	147	608	621	650
<b>15h</b>	164	486	435	452
<b>16h</b>	168	315	303	294
<b>17h</b>	113	149	144	141
<b>18h</b>	36	26	25	26
	628	<b>1584</b>	1528	1563
<b>Média</b>	<b>Wh/m<sup>2</sup></b>	<b>Wh/m<sup>2</sup></b>	<b>Wh/m<sup>2</sup></b>	<b>Wh/m<sup>2</sup></b>

Fonte: Do autor (dados coletados do *software* Radasol 2, 2017).

Após análise da Tabela 21, observa-se que a melhor média de irradiação do Grupo 3, foram os da coluna do ângulo de 10° ao norte, sendo assim, este ângulo será adotado para este grupo. Na Tabela 22, serão apresentados os dados do mês de janeiro, com as respectivas variações de ângulos conforme média da hora, bem como o resultado da média diária de irradiação para o mês de janeiro, adotado a variação de ângulo 3 vezes ao dia.

Tabela 22 – Dados manipulados mês de janeiro com a ferramenta Radasol 2, aplicando variação dos ângulos no máximo 3 ao dia

<b>Janeiro</b>		
<b>Hora</b>	<b>W/m<sup>2</sup></b>	<b>°</b>
5h	25	10°N
6h	154	10°N
7h	327	10°N
8h	499	10°N
9h	626	10°N
10h	723	15°N
11h	818	15°N
12h	859	15°N
13h	764	15°N
14h	608	10°N
15h	486	10°N
16h	315	10°N
17h	149	10°N
18h	26	10°N
<b>Média</b>	<b>6379 Wh/m<sup>2</sup>/dia</b>	

Fonte: Do autor (2017).

Na Tabela 22 pode-se observar como ficou a variação dos ângulos três vezes ao dia, conforme a sua hora e as maiores médias de irradiação incidente naquelas determinadas horas, seguindo a mesma lógica aplicada para determinar a média diária do mês de janeiro, os

demais meses são apresentados na Tabela 23, mostrando as radiações solares de janeiro até junho, na Tabela 24 vê-se os meses de julho até dezembro.

Tabela 23 – Análise dados coletados e manipulados da ferramenta Radiasol 2 nos meses de janeiro até junho, para variação até 3 vezes ao dia

Hora	Janeiro		Fevereiro		Março		Abril		Maio		Junho	
	W/m <sup>2</sup>	°N	W/m <sup>2</sup>	°N	W/m <sup>2</sup>	°N	W/m <sup>2</sup>	°N	W/m <sup>2</sup>	°N	W/m <sup>2</sup>	°N
5h	25	10	0	25	0	40	0	40	0	40	0	45
6h	154	10	107	25	64	40	15	40	0	40	0	45
7h	327	10	258	25	239	40	154	40	116	40	85	45
8h	499	10	434	25	407	40	302	40	290	40	280	45
9h	626	10	604	25	574	40	532	40	478	40	394	45
10h	723	15	710	20	696	35	558	30	521	50	491	50
11h	818	15	808	20	783	35	657	30	674	50	520	50
12h	859	15	778	20	783	35	684	30	657	50	528	50
13h	764	15	689	20	697	35	602	30	597	50	518	50
14h	608	10	583	15	568	45	486	35	441	35	417	50
15h	486	10	413	15	365	45	332	35	296	35	242	50
16h	315	10	261	15	233	45	158	35	137	35	118	50
17h	149	10	112	15	68	45	18	35	0	35	0	50
18h	26	10	0	15	0	45	0	35	0	35	0	50
Média	6379		5757		5477		4498		4207		3593	
	Wh/m <sup>2</sup> /dia		Wh/m <sup>2</sup> /dia		Wh/m <sup>2</sup> /dia		Wh/m <sup>2</sup> /dia		Wh/m <sup>2</sup> /dia		Wh/m <sup>2</sup> /dia	

Fonte: Do autor (2017).

Tabela 24 – Análise dados coletados e manipulados da ferramenta Radiasol 2 nos meses de julho até dezembro, para variação até 3 vezes ao dia

Hora	Julho		Agosto		Setembro		Outubro		Novembro		Dezembro	
	W/m <sup>2</sup>	°N	W/m <sup>2</sup>	°N	W/m <sup>2</sup>	°N	W/m <sup>2</sup>	°N	W/m <sup>2</sup>	°N	W/m <sup>2</sup>	°N
5h	0	35	0	40	0	40	0	25	14	10	35	10
6h	0	35	0	40	39	40	81	25	153	10	156	10
7h	100	35	159	40	179	40	222	25	293	10	320	10
8h	267	35	282	40	349	40	376	25	443	10	481	10
9h	404	35	442	40	506	40	584	25	635	10	593	10
10h	552	50	547	45	624	40	630	35	712	15	766	10
11h	617	50	657	45	687	40	766	35	814	15	792	10
12h	601	50	653	45	673	40	743	35	803	15	839	10
13h	500	50	564	45	602	40	657	35	723	15	757	10
14h	399	45	464	45	510	35	570	15	613	10	622	10
15h	273	45	293	45	352	35	392	15	439	10	504	10
16h	107	45	146	45	171	35	230	15	310	10	305	10
17h	0	45	0	45	43	35	86	15	135	10	161	10
18h	0	45	0	45	0	35	0	15	14	10	36	10
Média	3820		4206		4735		5337		6101		6367	
	Wh/m <sup>2</sup> /dia		Wh/m <sup>2</sup> /dia		Wh/m <sup>2</sup> /dia		Wh/m <sup>2</sup> /dia		Wh/m <sup>2</sup> /dia		Wh/m <sup>2</sup> /dia	

Fonte: Do autor (2017).

Na Tabela 25 é apresentada a comparação de irradiação média incidente na cidade de Santa Maria, usando um ângulo fixo em 10° ao norte e um ângulo variável de 0° até 50° ao norte. O ganho médio que se obtém com variação do ângulo, até três vezes ao dia, fica aproximadamente 9,33% em relação ao ângulo fixo em 10°, sendo que no mês de junho, onde se tem uma das menores médias de irradiação com a variação do ângulo, se tem um ganho de 34,96%.

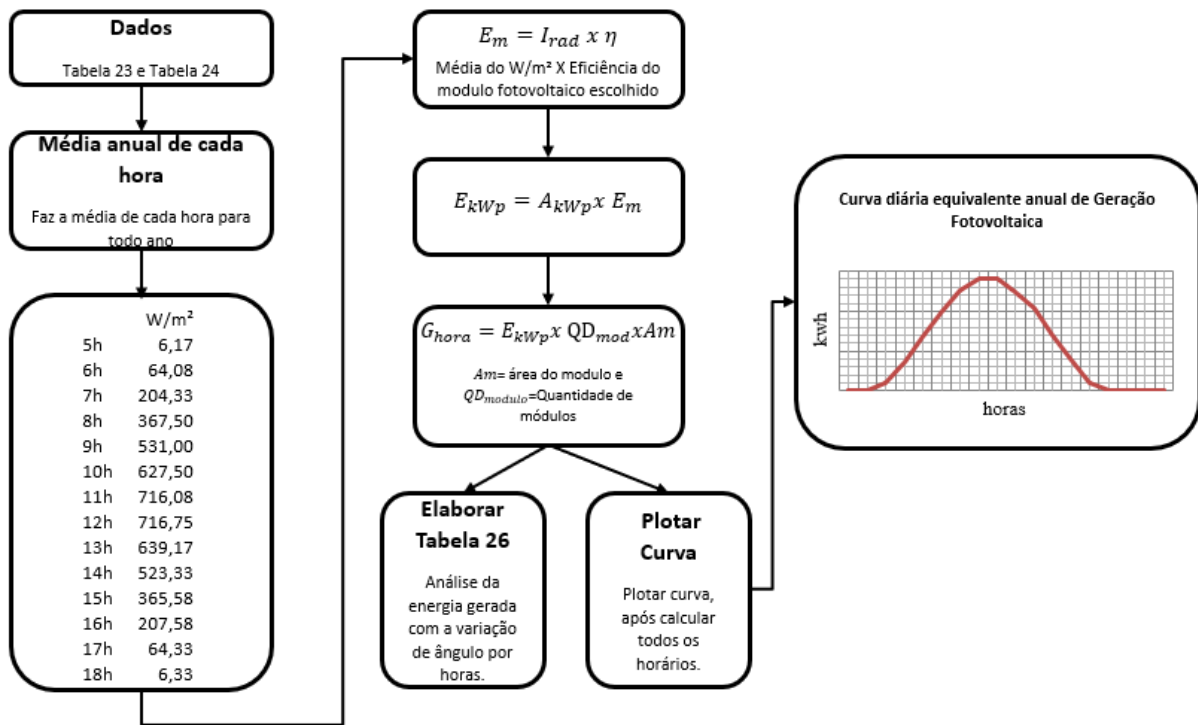
Tabela 25 – Irradiação média incidente ângulo fixo e a metodologia até 3 variações do ângulo durante o dia

Mês	Ângulo fixo em 10° ao norte (kWh/m <sup>2</sup> /dia)	Ângulo variado de 0° a 50° ao norte (kWh/m <sup>2</sup> /dia)	Ganho (%)
Jan	6,30	6,38	1,27%
Fev	5,67	5,76	1,59%
Mar	5,11	5,48	7,24%
Abr	3,91	4,50	15,09%
Mai	3,33	4,21	26,43%
Jun	2,66	3,59	34,96%
Jul	2,92	3,82	30,82%
Ago	3,54	4,21	18,93%
Set	4,28	4,74	10,75%
Out	5,18	5,34	3,09%
Nov	6,03	6,10	1,16%
Dez	6,36	6,37	0,16%
Média	4,61	5,04	9,33%

Fonte: Do autor (2017).

Para facilitar o entendimento da metodologia no qual se aplica uma variação de até três vezes ao dia, na Figura 17 pode-se ver um fluxograma para elaboração dos resultados deste estudo, apresentados na forma da Tabela 26 e no Gráfico 6 da figura de mérito, que é a curva diária equivalente anual de geração fotovoltaica, com aplicação de até três variações de ângulo durante o dia.

Figura 17 – Fluxograma para elaboração da Tabela 26 e da curva diária equivalente anual, com variação de até 3 vezes durante o dia



Fonte: Do autor (2018).

Na próxima (Tabela 26), será apresentado um estudo com variação de ângulo 3 vezes ao dia.



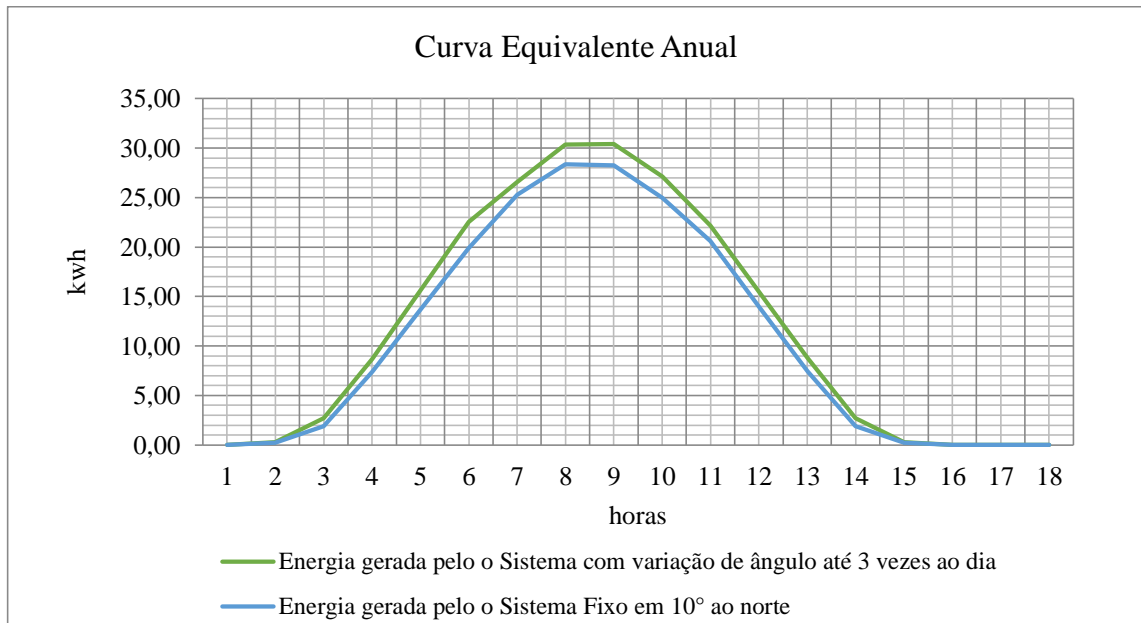
Tabela 26 – Análise da energia gerada através dos dados coletados e manipulados da ferramenta Radiasol 2 comparando a variação de ângulo 3 vezes ao dia

Hora	Ângulo fixo	Ângulo variando												
	kWh	kWh	°											
5h	0,23	0,26	Janeiro: 10°	Fevereiro: 25°	Março: 40°	Abril: 40°	Maio: 40°	Junho: 45°	Julho: 35°	Agosto: 40°	Setembro: 40°	Outubro: 25°	Novembro: 10°	Dezembro: 10°
6h	1,87	2,72	Janeiro: 10°	Fevereiro: 25°	Março: 40°	Abril: 40°	Maio: 40°	Junho: 45°	Julho: 35°	Agosto: 40°	Setembro: 40°	Outubro: 25°	Novembro: 10°	Dezembro: 10°
7h	7,38	8,66	Janeiro: 10°	Fevereiro: 25°	Março: 40°	Abril: 40°	Maio: 40°	Junho: 45°	Julho: 35°	Agosto: 40°	Setembro: 40°	Outubro: 25°	Novembro: 10°	Dezembro: 10°
8h	13,62	15,58	Janeiro: 10°	Fevereiro: 25°	Março: 40°	Abril: 40°	Maio: 40°	Junho: 45°	Julho: 35°	Agosto: 40°	Setembro: 40°	Outubro: 25°	Novembro: 10°	Dezembro: 10°
9h	19,91	22,52	Janeiro: 10°	Fevereiro: 25°	Março: 40°	Abril: 40°	Maio: 40°	Junho: 45°	Julho: 35°	Agosto: 40°	Setembro: 40°	Outubro: 25°	Novembro: 10°	Dezembro: 10°
10h	25,28	26,61	Janeiro: 15°	Fevereiro: 20°	Março: 35°	Abril: 30°	Maio: 50°	Junho: 50°	Julho: 50°	Agosto: 45°	Setembro: 40°	Outubro: 35°	Novembro: 15°	Dezembro: 10°
11h	28,36	30,37	Janeiro: 15°	Fevereiro: 20°	Março: 35°	Abril: 30°	Maio: 50°	Junho: 50°	Julho: 50°	Agosto: 45°	Setembro: 40°	Outubro: 35°	Novembro: 15°	Dezembro: 10°
12h	28,27	30,39	Janeiro: 15°	Fevereiro: 20°	Março: 35°	Abril: 30°	Maio: 50°	Junho: 50°	Julho: 50°	Agosto: 45°	Setembro: 40°	Outubro: 35°	Novembro: 15°	Dezembro: 10°
13h	24,99	27,10	Janeiro: 15°	Fevereiro: 20°	Março: 35°	Abril: 30°	Maio: 50°	Junho: 50°	Julho: 50°	Agosto: 45°	Setembro: 40°	Outubro: 35°	Novembro: 15°	Dezembro: 10°
14h	20,58	22,18	Janeiro: 10°	Fevereiro: 15°	Março: 45°	Abril: 35°	Maio: 35°	Junho: 50°	Julho: 45°	Agosto: 45°	Setembro: 35°	Outubro: 15°	Novembro: 10°	Dezembro: 10°
15h	13,99	15,50	Janeiro: 10°	Fevereiro: 15°	Março: 45°	Abril: 35°	Maio: 35°	Junho: 50°	Julho: 45°	Agosto: 45°	Setembro: 35°	Outubro: 15°	Novembro: 10°	Dezembro: 10°
16h	7,44	8,33	Janeiro: 10°	Fevereiro: 15°	Março: 45°	Abril: 35°	Maio: 35°	Junho: 50°	Julho: 45°	Agosto: 45°	Setembro: 35°	Outubro: 15°	Novembro: 10°	Dezembro: 10°
17h	1,89	2,73	Janeiro: 10°	Fevereiro: 15°	Março: 45°	Abril: 35°	Maio: 35°	Junho: 50°	Julho: 45°	Agosto: 45°	Setembro: 35°	Outubro: 15°	Novembro: 10°	Dezembro: 10°
18h	0,23	0,27	Janeiro: 10°	Fevereiro: 15°	Março: 45°	Abril: 35°	Maio: 35°	Junho: 50°	Julho: 45°	Agosto: 45°	Setembro: 35°	Outubro: 15°	Novembro: 10°	Dezembro: 10°

Fonte: Do autor (2019).

O Gráfico 6 mostra a comparação de duas curvas equivalentes anuais. A curva em azul claro representa o sistema de ângulo fixo, a curva em verde representa o sistema com variação do ângulo 3 vezes ao dia, como pode ser observada, a variação do ângulo influencia na energia gerada.

Gráfico 6 – Comparação entre as Curvas Diárias Equivalente Anual de Geração Fotovoltaica com variação 3 vezes ao dia e com ângulo fixo



Fonte: Do autor (2018).

#### 4.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo, foi apresentado um cenário de uma pequena fábrica de ração com uma potência instalada de 46,04kW. Foi criada, com base na Tabela 3, onde consta os equipamentos que fazem parte da fábrica, uma representação em formato de uma curva diária equivalente anual de consumo de energia elétrica apresentada no Gráfico 2.

Foi dimensionado o sistema fotovoltaico conectado na rede de energia elétrica, foram feitas simulações com os *softwares* Radasol 2 e SunData e coletados os dados para posteriormente utilizá-los na criação da curva diária equivalente. Após aplicar os equacionamentos descrito neste capítulo e no Capítulo 3, obtemos os seguintes resultados: potência de pico instalada foi de 42,4kWp, os módulos escolhidos foram 160 unidades do EG265P60C e 2 inversores de 27kW cada um do modelo ECO 27.0-3-S. Após dimensionar o sistema fotovoltaico, foi elaborada a curva diária equivalente representada no Gráfico 4, no qual os procedimentos para elaboração desta curva foram demonstrados em forma de Fluxograma descrito na Figura 7.

A fim de validar o estudo deste cenário, aplicou-se o mesmo em outras metodologias. A primeira que foi estudada para ser aplicada neste cenário, foi com variação de ângulo duas

vezes ao ano, ou seja, consiste em fazer duas variações, uma no mês de março no ângulo  $10^\circ$  e outra em setembro para o ângulo  $40^\circ$ , estas variações foram escolhidas através da análise estudada no item 4.2.1. Com esta metodologia obteve-se um aumento de 6,94% em relação ao ângulo fixo em  $10^\circ$ .

A segunda metodologia estudada e que verifica a viabilidade de ser implementada no cenário, foi a de rastreadores passivos. Uma metodologia desenvolvida por Castañeda (2011) verificou que o sistema não poderia ser aplicado em nosso cenário, pois a transferência de calor ocorre muito rápido e quanto mais tempo o sistema vai ficando ao sol, maior será a transferência de calor, sendo assim, não pode ser aplicada no nosso cenário.

Outra metodologia que foi estudada para ser aplicada no sistema, foi a de variação de ângulo de inclinação em hora a hora, os ângulos encontrados para cada hora foram apresentados nas Tabela 14 e 15. Nesta metodologia obteve-se um aumento de 12,15% em relação ao ângulo fixo em  $10^\circ$ .

E por fim, a metodologia de variação de ângulos 3 vezes ao longo do dia, uma no início da manhã às 5 horas, no meio da manhã às 10 horas e outra ao meio da tarde às 14 horas. Nesta metodologia obteve-se um aumento de 9,33% em relação ao ângulo fixo em  $10^\circ$ . Sendo assim, a metodologia de variação hora a hora, conforme resultados apresentados, foi a que obteve o maior aumento de irradiação diária.

## 5 RESULTADOS OBTIDOS E CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo tem como objetivo abordar uma revisão dos resultados obtidos neste trabalho e apresentar suas considerações finais.

### 5.1 ANÁLISE DOS RESULTADOS

Após a criação do cenário de uma fábrica de ração, foi desenvolvido um sistema fotovoltaico para o mesmo e, através de estudos computacionais e métodos apresentados neste trabalho, com a validação dos dados através das ferramentas Radasol 2 e SunData, sendo que as simulações utilizadas nesta dissertação e apresentadas neste capítulo e no anterior, foram realizadas no *software Mathcad*® e também através do *Software Excel* para manipulação dos dados coletados, cada etapa deste trabalho foi simulada e validada com as ferramentas citadas acima. Os resultados obtidos foram comparados com as metodologias usadas em outras literaturas e adequadas para este cenário como já mencionado no Capítulo 4.

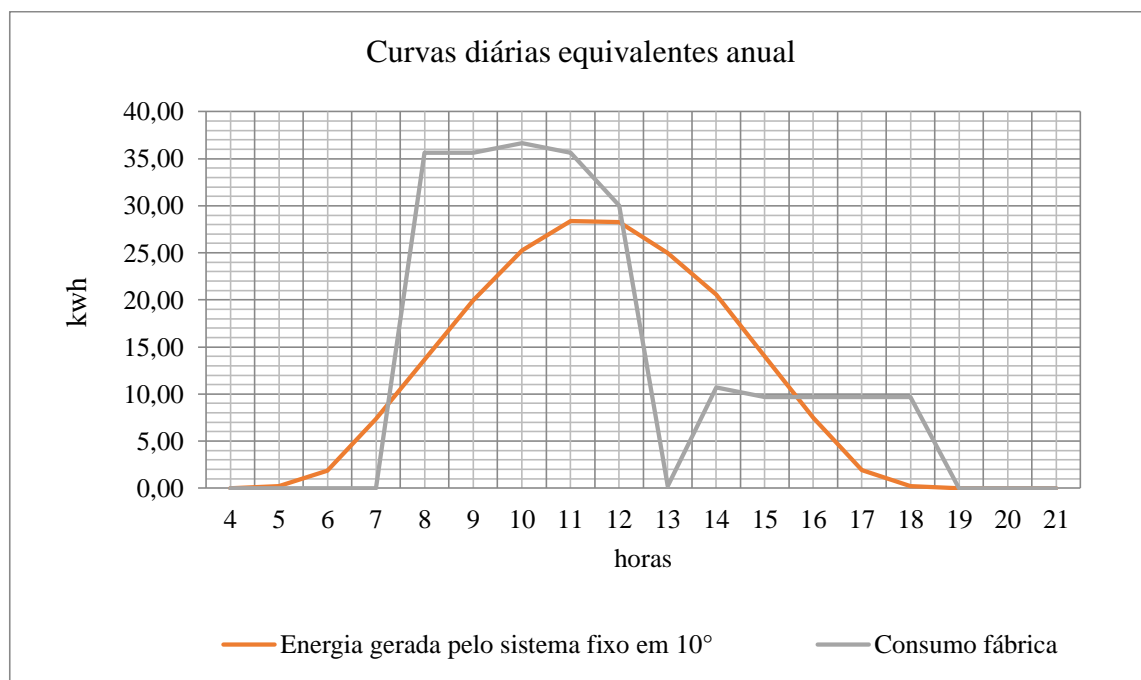
Este capítulo apresenta uma sequência de cálculos e modelagem de dados já descritos, porém, com uma profundidade nos resultados obtidos.

#### 5.1.1 Curva equivalente de consumo

No Gráfico 2 foi apresentado o resultado da curva equivalente anual de consumo da fábrica. Com base neste resultado e outros critérios apresentados no Capítulo 4, foi escolhido um sistema com o plano inclinado em 10° fixo e com a irradiação média de 4,61 kWh/m<sup>2</sup>, formado por 2 inversores de 27kW e 160 placas de 265W, que representa 42,4 kWp instalado.

Com base nestes resultados, pode-se gerar a Gráfico 7, que é uma sobreposição das curvas do Gráfico 2 e do Gráfico 4.

Gráfico 7 – Comparação entre as Curva Diária Equivalente Anual de Geração Fotovoltaica com Curva Equivalente diária de consumo da Fábrica

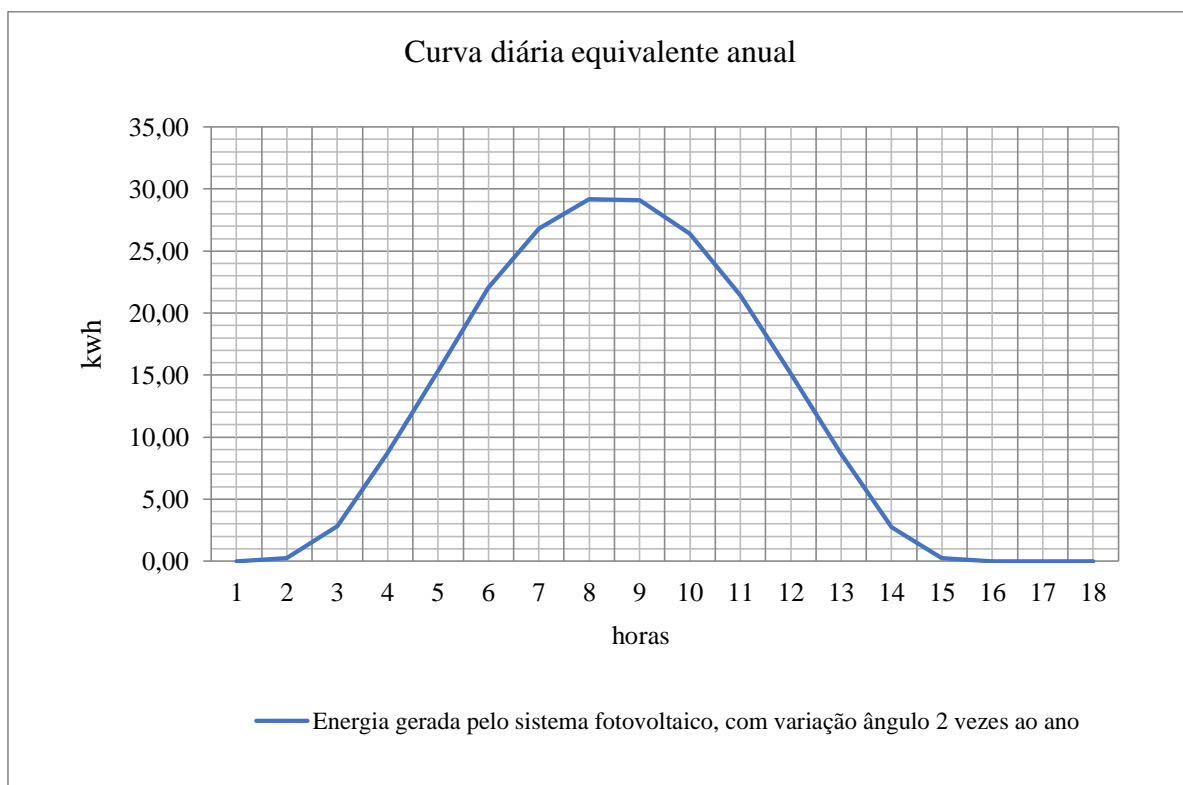


Fonte: Do autor (2018).

### 5.1.2 Curva equivalente com a metodologia de variação do ângulo 2 vezes no ano

Nesta metodologia utiliza-se um suporte manual, o qual está representado na Gráfico 8, no Capítulo 4, o objetivo desta metodologia, como já descrito anteriormente, é fazer o aproveitamento da limpeza dos módulos fotovoltaicos duas vezes ao ano, casando o ajuste dos ângulos dos módulos na região de Santa Maria, que é objeto de estudo de caso neste trabalho, através da utilização da métodos empírico-analíticos com auxílio das ferramentas Radasol 2 e SunData, foram definidos os ângulo de 10° para os mês de janeiro, fevereiro, outubro, novembro e dezembro, sendo que para os mês de março, abril, maio, junho, julho, agosto e setembro o ângulo de 40°. Como o cenário proposto já tem um ângulo fixo de 10°, é necessário ajustar a ângulo do suporte para 30° para poder chegar nos 40°. Na Gráfico 8, será apresentada a curva equivalente anual do sistema proposto.

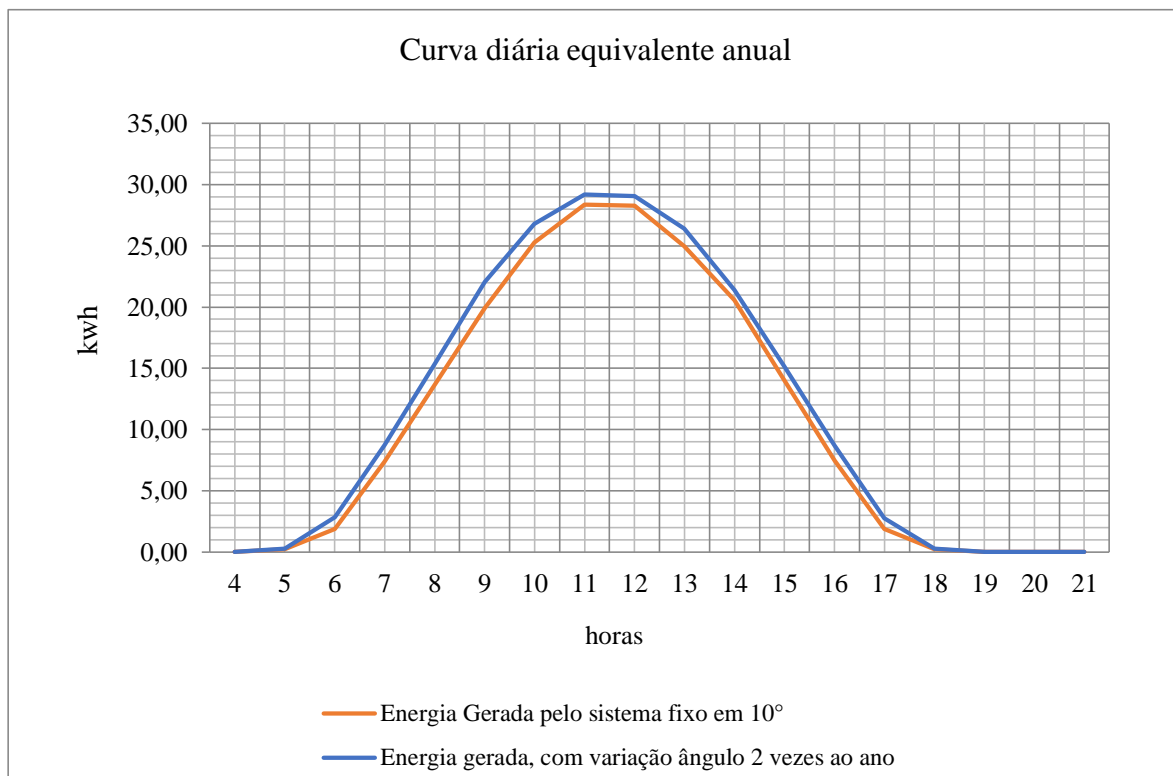
Gráfico 8 – Curva Diária Equivalente anual de Geração Fotovoltaica da metodologia de variação de ângulo 2 vezes ao ano



Fonte: Do autor (2018).

O Gráfico 9 mostra a comparação das curvas diárias equivalentes anuais de geração fotovoltaica com metodologia do ângulo fixo e com variação duas vezes ao ano.

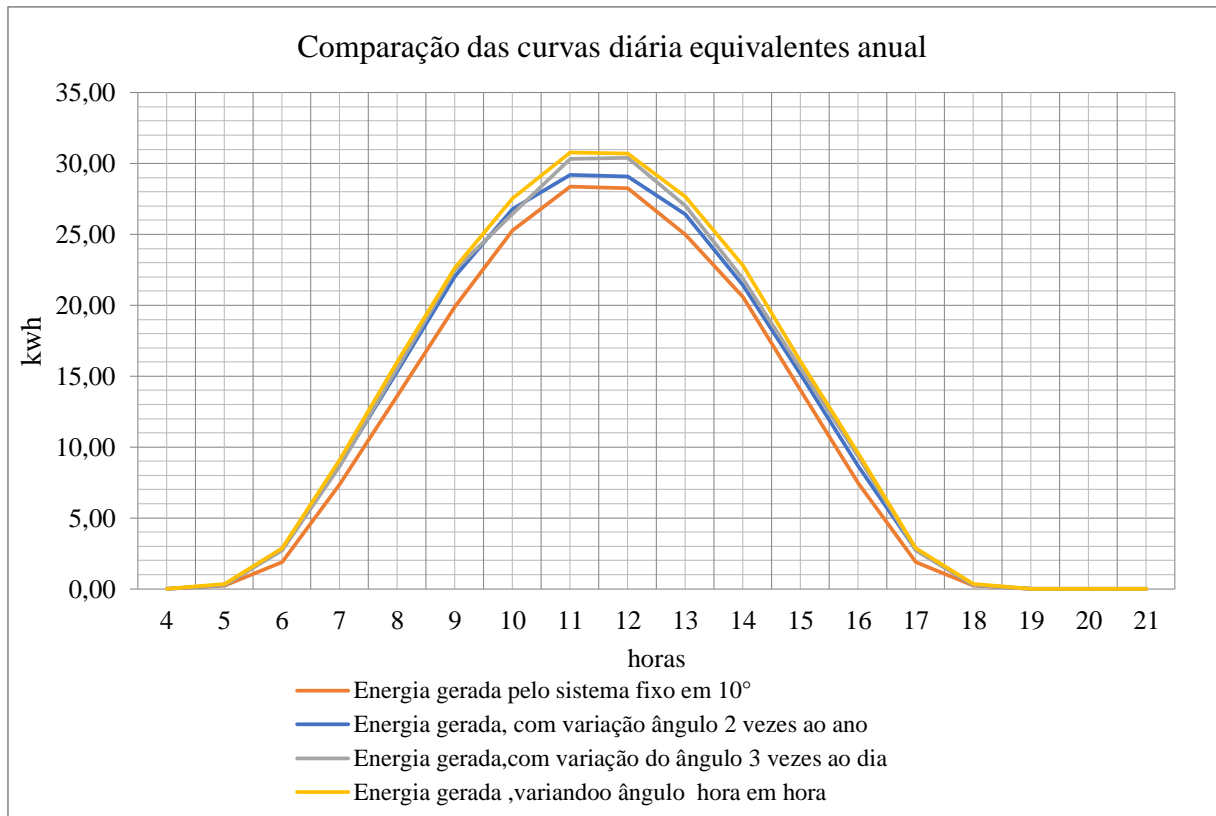
Gráfico 9 – Comparação entre as Curva Diária Equivalente Anual de Geração Fotovoltaica da metodologia de variação de ângulo 2 vezes ao ano



Fonte: Do autor (2018).

O Gráfico 10 apresenta as curvas diárias equivalentes anuais de energia gerada pelo sistema fixo em 10°, com variação de ângulo duas vezes ao ano, três vezes ao logo do dia e variando de hora em hora. Como pode-se observar, as curvas que mais se sobressaem são as de variação de ângulo de hora em hora e a de variação em ângulo três vezes ao dia.

Gráfico 10 – Comparação entre as Curva Diária Equivalente Anual de Geração Fotovoltaica



Fonte: Do autor (2018).

O próximo passo é definir se o ganho que se pode ter com a aplicação da metodologia é viável financeiramente. No Quadro 2 observa-se a irradiação média em Santa Maria, conforme cada metodologia aplicada; outro ponto que será apresentado é o custo estimado da instalação dos suportes para fixação dos módulos fotovoltaicos, um breve resumo da metodologia de aplicação e tipo do sistema e os ângulos adotados conforme a metodologia adotada.

Neste quadro, como nos demais estudados, foi considerada a variação uniforme dos ângulos, sem distinção de estação do ano, foi realizada uma análise linear, com isso, obteve-se a média de irradiação incidente na cidade de Santa Maria, no Rio Grande do Sul. O detalhamento do custo das estruturas se encontra no Anexo B.



Quadro 2 – Irradiação Média Incidente em Santa Maria

Metodologia aplicada	Tipo de sistema	Ângulos adotados	Estimativa de valor do investimento em R\$ para as estruturas dos módulos fotovoltaicos	Média de Irradiação
Ângulo Fixo	Fixo simples	10° existente do telhado	R\$5.600,00	4,61 kWh/m <sup>2</sup>
Ângulo Fixo	Fixo com utilização de triângulos para compensar o ângulo.	24° (10° existente do telhado +14° do sistema de compensação)	R\$12.670,00	4,76 kWh/m <sup>2</sup>
Variação de ângulo em hora a hora.	Rastreador ativo, com uma utilização de um controlador programável, controlando os inversores de frequência no qual acionam um motor que ligar por um determinado tempo até chegar no ângulo projetado	Conforme Tabela 17.	R\$54.506,00	5,17kWh/m <sup>2</sup>
Variação de ângulo 3 vezes ao dia		Conforme Tabela 26.	R\$54.506,00	5,04 kWh/m <sup>2</sup>
Variando duas vezes ao ano.	Feito manualmente a mudança dos ângulos, duas vezes ao ano.	Conforme Tabela 11.	R\$30.800,00.	4,93 kWh/m <sup>2</sup>

Fonte: Do autor (2018).

Como já foi visto no capítulo anterior, se for considerado somente a condição financeira, o sistema com a metodologia de variação de ângulo duas vezes ano, não é viável como em cálculos semelhantes já apresentados nas Equações 14 e 15. Serão exemplificados nas Equações 31 e 32 os cálculos para justificar esta afirmativa de não viabilidade financeira.

$$((4,93 - 4,61)) \frac{kW.h}{dia} \times \frac{365 dia}{1 ano} = 116,80 \frac{kW.h}{ano} \quad (31)$$

Seguindo a tarifação da concessionária RGE Sul referente ao mês de maio de 2018, a tarifa total (Tarifa + impostos + adicional de bandeira) de energia em sistema de baixa tensão é de 0,7421403R\$/kWh, estimando-se uma média aritmética simples dos acréscimos do sistema de bandeiras aplicado no Brasil.

$$(116,80) \frac{kW.h}{ano} \times 0,7421403 \frac{R\$}{kW.h} = 86,68 \frac{R\$}{ano} \quad (32)$$

A estrutura para a compensação angular e a diferença financeira estimada é de R\$25.200,00, sendo assim, se formos considerar somente o investimento específico da estrutura e não do sistema completo para geração de energia elétrica, dá-se em um período

longo, desta forma, julga-se inviável a aplicação de um sistema de modulação do ângulo. Porém, na Tabela 27, será analisado o sistema como um todo, para comparar se realmente não é viável.

Ao analisamos somente a questão da estrutura para que a adequação angular seja viável, a diferença entre a estrutura fixa e a móvel tem que ficar em torno de R\$1.300,00 para que o retorno seja próximo de 15 anos.

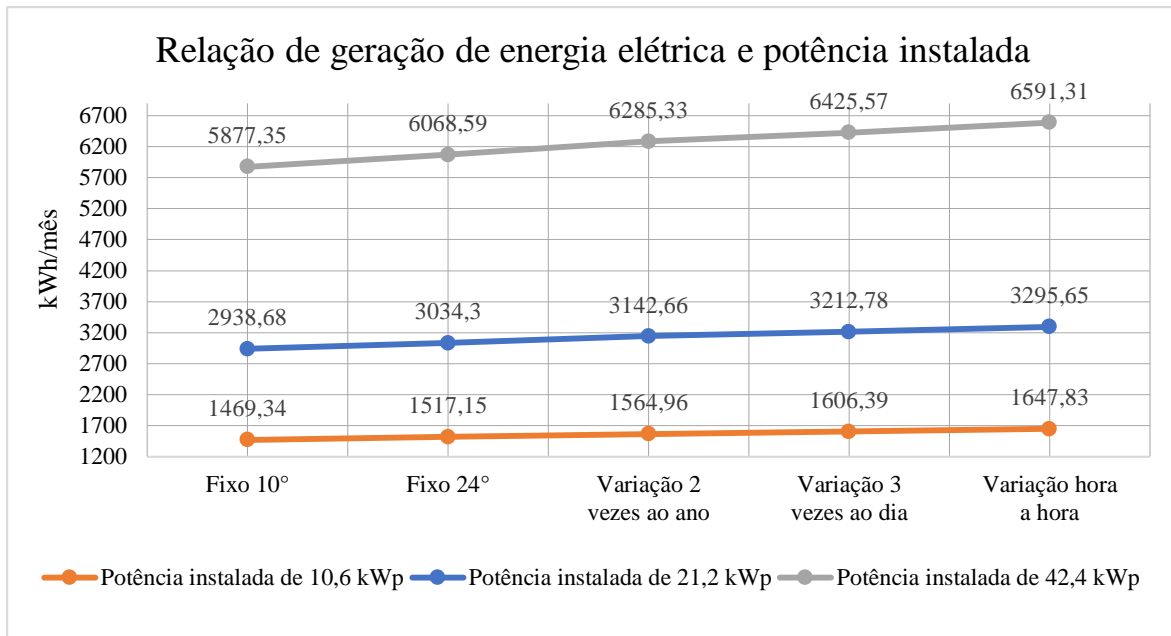
No estudo apresentado até momento, a metodologia de variação angular é inviável para ser adotada comercialmente, para fim de estudo, pode-se ver que é possível melhorar o rendimento, variando somente duas vezes ano, com um sistema simples que posteriormente pode ser adotado com a redução do preço das estruturas, pois atualmente os sistemas de estruturas que são comercializados, estudando somente a estrutura, é inviável economicamente sua aplicação, tanto para inclinação do ângulo como sistema de modulação de posição.

No próximo item, será analisado de outra forma visando, estudar a viabilidade econômica dos sistemas de ângulos e modulações.

### **5.1.3 Estudo de variação de potência para os métodos de ângulo fixo em 10°, 24°, variando em hora a hora, variando 3 vezes ao dia e variando 2 vezes ao ano**

Os resultados apresentados no Gráfico 11 representam a análise da comparação dos valores obtidos na geração de energia elétrica através da variação da metodologia e a potência instalada do sistema fotovoltaico. São apresentados em 3 potências sendo elas: 10,6kWp, 21,2kWp e 42,4 kWp.

Gráfico 11 – Relação de geração de energia elétrica x potência instalada x metodologia



Fonte: Do autor (2019).

Para facilitar a análise do Gráfico 11, foi criada a Tabela 27, na qual é apresentado o retorno do investimento conforme as potências e metodologia já apresentados neste trabalho.

Neste estudo serão considerados apenas os principais equipamentos do sistema, sendo eles os inversos, os módulos, os conectores, as estruturas e o sistema de variação conforme metodologia adotada e Anexo C, o qual apresenta os valores e descrição dos materiais utilizados para cada análise.

Tabela 27 – Tempo de retorno de investimento conforme potência em metodologia

Potência Instalada	Metodologia	Energia Gerada Kwh/mês	Tarifa	Economia de energia	Custo do Investimento	Tempo de retorno em mês	Tempo de retorno em anos
10,6 kWp	Fixo 10°	1469,34	R\$ 0,74214	R\$ 1.090,46	R\$ 42.730,00	39,19	3,27
	Fixo 24°	1517,15	R\$ 0,74214	R\$ 1.125,94	R\$ 44.330,00	39,37	3,28
	Variação 2 vezes ao ano	1564,96	R\$ 0,74214	R\$ 1.161,42	R\$ 49.479,00	42,60	3,55
	Variação 3 vezes ao dia	1606,39	R\$ 0,74214	R\$ 1.192,17	R\$ 57.276,00	48,04	4,00
	Variação hora a hora	1647,83	R\$ 0,74214	R\$ 1.222,92	R\$ 57.276,00	46,84	3,90
21,2 kWp	Fixo 10°	2938,68	R\$ 0,74214	R\$ 2.180,91	R\$ 74.270,00	34,05	2,84
	Fixo 24°	3034,3	R\$ 0,74214	R\$ 2.251,88	R\$ 77.170,00	34,27	2,86
	Variação 2 vezes ao ano	3142,66	R\$ 0,74214	R\$ 2.332,29	R\$ 86.170,00	36,95	3,08
	Variação 3 vezes ao dia	3212,78	R\$ 0,74214	R\$ 2.384,33	R\$ 98.438,00	41,29	3,44
	Variação hora a hora	3295,65	R\$ 0,74214	R\$ 2.445,83	R\$ 98.438,00	40,25	3,35
42,4 kWp	Fixo 10°	5877,35	R\$ 0,74214	R\$ 4.361,82	R\$ 148.280,00	33,99	2,83
	Fixo 24°	6068,59	R\$ 0,74214	R\$ 4.503,75	R\$ 153.880,00	34,17	2,85
	Variação 2 vezes ao ano	6285,33	R\$ 0,74214	R\$ 4.664,60	R\$ 172.340,00	36,95	3,08
	Variação 3 vezes ao dia	6425,57	R\$ 0,74214	R\$ 4.768,67	R\$ 190.306,00	39,91	3,33
	Variação hora a hora	6591,31	R\$ 0,74214	R\$ 4.891,68	R\$ 190.306,00	38,90	3,24

Fonte: Do autor (2019).

Como pode ser visto na Tabela 27, quanto maior for sistema, menor será o tempo de retorno. Outro ponto que também é importante, é a metodologia aplicada, neste caso aquela com ângulo fixo em 10° foi a que obteve melhor retorno, porém, no sistema que teve a potência instalada em 10,6kWp, pode-se dizer que obteve um empate técnico com o sistema fixo 24°.

## 5.2 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo, foram apresentados os resultados obtidos por simulação e suas validações, sendo analisadas a metodologia proposta para análise de geração através das curvas diárias equivalentes anuais e também análise da curva de consumo.

No Gráfico 7 foi projetado a curva diária equivalente de um sistema de ângulo fixo em  $10^\circ$  e sobre o mesmo gráfico foi projetado a curva diária de consumo do nosso cenário, com objetivo de fazer uma análise visual das sobreposições, que percebe, em primeiro momento, que o processo da fábrica começa às 8 horas e finaliza às 19 horas, aproveitando boa parte dos picos de geração fotovoltaica. Neste Gráfico 7 tem-se as duas curvas de representação de mérito de geração e consumo de energia elétrica.

O Gráfico 8 apresenta a curva diária equivalente anual de geração com modulação duas vezes ao ano, esta curva é um dos resultados obtidos no capítulo 4, no item 4.2.1, no qual foi feito um estudo de variação dos ângulos  $10^\circ$  e  $40^\circ$  com a módulos ao norte.

No Gráfico 9 é apresentada uma comparação dos resultados das curvas diárias equivalentes para um ângulo fixo em  $10^\circ$  e a curva do Gráfico 8 que é de modulação duas vezes ao ano.

No Gráfico 10 foram apresentadas as curvas equivalentes de ângulo fixo em  $10^\circ$ , variação duas vezes ao ano, variação três vezes ao dia e variação em hora a hora. Graficamente, pode-se observar que a curva que teve maior pico e um ganho maior foi a de variação hora a hora. No Quadro 2 pode-se analisar os resultados e os custos para aplicação de cada metodologia.

Com objetivo de fazer uma análise comparando cada modelo de metodologia em potências instaladas de geração foi elaborado o Gráfico 11, o qual apresenta projeções de relação de consumo e potência instalada, sendo complementada com a Tabela 27, que apresenta de forma simples os tempos de retorno dos investimentos aplicados na metodologia considerando as potências instaladas.

Os resultados de simulação da proposta de mudança de ângulo obtiveram resultados satisfatórios com a otimização, porém se analisarmos somente o custo de implementação das estruturas se torna inviável, mas se analisamos o sistema como um todo e outros fatores como a diminuição de módulos fotovoltaicos e a possibilidade de trocar o módulo por um de potência menor, a compensação de ângulo e a variação de ângulo tende a ser mais viável.

## 6 CONCLUSÃO

Neste capítulo serão abordadas as principais conclusões desta dissertação e a apresentação dos resultados obtidos juntamente com as técnicas de rastreamento, metodologias de avaliações e dimensionamento de um sistema fotovoltaico. Como um dos resultados deste trabalho, temos a curva diária equivalente anual de geração fotovoltaica, que é uma figura de mérito da energia elétrica gerada pelo sistema representativo de um período anual.

Como já mencionado nesta dissertação, uma das propostas é apresentar uma metodologia para dimensionamento e avaliação de sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica, gerando eletricidade para consumo local e obtendo compensação de créditos, isto foi apresentado no Capítulo 3, tendo como resultado o cenário da pequena fábrica, encaixado em um sistema de microgeração por ter uma carga instalada menor que 75 kW. No Gráfico 2 foi apresentado o resultado da curva diária de consumo equivalente anual da pequena fábrica de ração e na Tabela 4 foram apresentados os resultados extraídos da ferramenta SunData, onde é mostrada a irradiação média incidente na cidade de Santa Maria, sendo que o melhor ângulo para obter maior média de radiação solar anual foi de 24°, que é de 4,94kWh, porém, afim de padronizar os dados, foram utilizados os dados da ferramenta Radiasol 2, no qual radiação solar anual é de 24° foi de 4,76kWh.

Na Tabela 6 foi apresentado o resultado de viabilidade econômica dos módulos fotovoltaicos, onde o módulo EG265P60C da Eging obteve o maior valor líquido presente e, na Tabela 7, o resultado da análise do valor presente líquido do inversor qual foi o modelo ECO 27.0-3-S da Fronius teve o maior valor, sendo apresentado na Figura 6 o diagrama do sistema fotovoltaico, o qual ficou composto por 2 inversores de 27kWp e 160 painéis fotovoltaico de 265Wp.

No Gráfico 4 foi obtida a primeira curva diária equivalente anual de geração fotovoltaica, nesta primeira curva, o sistema fotovoltaico projetado foi estimado para atender quase todo o consumo de energia elétrica da fábrica, resultando em um tempo para retorno de investimento estimado de aproximadamente 4 anos, considerando o investimento capital inicial e tarifas de energia elétrica estimando-se uma média aritmética simples das bandeiras, estabelecidas em maio 2018.

A Figura 7 apresenta um fluxograma de como é criada a curva diária equivalente anual, mostrando as principais etapas de elaboração na maneira prática e de fácil entendimento.

Na Figura 8 foi apresentado o funcionamento de um suporte para painéis fotovoltaicos, com variação de ângulos de  $0^\circ$  até  $50^\circ$ , variando em  $5^\circ$ , com base neste suporte foi estudado o ganho energético, variando o ângulo duas vezes no ano. Através do método de variação de ângulo duas vezes ao ano, foi apresentado na Tabela 11, onde os melhores ângulos seriam  $10^\circ$  ao norte, iniciando em outubro até fevereiro, e de março até setembro o ângulo seria  $40^\circ$ , obtendo-se um ganho de 6,96% comparado ao ângulo fixo em  $10^\circ$  ao norte.

Na Tabela 16 foram apresentados os ganhos de energia gerada, variando ângulo de hora em hora, levando em conta as estações do ano e no Gráfico 5, podemos ver a comparação entre a curva equivalente anual com ângulo fixo e variando o ângulo conforme a hora durante o dia, pode-se obter como resultado um ganho de 12,15%. Na Tabela 13 e o Gráfico 6 foi feito o mesmo estudo, porém, variando-se o ângulo três vezes ao dia, o ganho foi de 9,33 % em relação ao ângulo fixo em  $10^\circ$  ao norte.

No Gráfico 10, observamos os resultados das curvas diárias equivalentes anuais, no qual podemos ver a diferença entre elas, obtendo maior pico de geração, a curva que representa a energia gerada com variação de ângulo conforme a hora durante o dia. No Quadro 2 foram apresentados os custos dos sistemas de variação de ângulo e suas médias de geração aplicadas ao cenário do estudo, o sistema que obteve maior média de irradiação foi a variação de ângulo de hora em hora, porém seu custo de implementação é elevado comparado ao fixo.

Ao analisar o Gráfico 11, observa-se que na medida que vai aumentando a modulação do ângulo, vai aumentando a geração de energia elétrica. Na tabela 27, ao fazer uma análise com os principais equipamentos (inversores, módulos, conectores, estruturas e sistema de variação para ângulo), observa-se que o tempo de retorno diminui e torna viável a modulação.

Com o intuito de analisar o comportamento do sol e determinar sua posição através de equacionamentos, foi estudada a dissertação de Da Silva e Lenz (2015), com objetivo de entender e desenvolver metodologias para aplicações neste cenário estudado neste trabalho.

Portanto, o sistema com ângulo fixo para cidade de Santa Maria, a curto prazo, é o mais viável devido ao custo de implementação de outras estruturas, porém, o sistema com variação se torna viável se estudamos o sistema como um todo como já mencionado anteriormente.

## 6.1 CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO

i. A contribuição desta dissertação é o desenvolvimento de uma metodologia que utiliza curvas equivalentes diárias e mostra um estudo e uma análise minuciosa de geração de energia elétrica, através de painéis fotovoltaicos em condições de rastreo e em montagem no ângulo fixo em  $10^\circ$ , no ângulo fixo  $24^\circ$ , variando de hora em hora, três vezes ao dia e duas vezes ao ano, aplicado em um cenário industrial, visando obter uma curva diária equivalente anual para cada metodologia estudada.

A cada metodologia estudada, buscou-se atender o consumo da fábrica, pois o objetivo maior é de diminuir os valores da energia elétrica gerada, sendo fator de importância para uma pequena indústria, em que os custos com a energia elétrica representam uma soma elevada agregada aos custos com a produção.

ii. Foi determinado que o aumento de ângulo de  $10^\circ$  para  $24^\circ$  ao norte, com a alteração de ângulo anual e com apenas duas variações anuais já se obtém um ganho na produção de energia elétrica, bem como na curva diária equivalente anual de geração fotovoltaica.

iii. Foi apresentada uma proposta de rastreo com 1 eixo com variação de hora em hora, 3 posições diárias, duas posições durante um ano otimizadas, calculadas previamente de acordo com a trajetória solar no local e também com a utilização do *software* Radiosol 2 através de métodos de variações. Para o estudo de validação da metodologia, fez-se uso desta mesma ferramenta computacional, com isso, o cenário de uma pequena fábrica de ração da cidade de Santa Maria, que possui um consumo de energia mensal de 5.807kWh, consegue garantir um aproveitamento energético de case 100% da compensação de crédito.

iv. Desenvolvimento de uma metodologia que apresenta um passo a passo para elaboração de sistema fotovoltaico voltado para pequena indústria, visando mitigar a geração de energia elétrica.

v. Desenvolvimento de um conteúdo de apoio para novos estudos, apresentando informações importantes como modelações em diferentes potências, além de um estudo de caso de mais de 2 anos descrito neste trabalho, com todos os pontos analisados e discutidos em forma de fácil análise e entendimento.



## 6.2 PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS

Este estudo apresentou metodologias e simulações desenvolvidas que consideraram um cenário na cidade de Santa Maria, porém, futuramente, pretende-se desenvolver um algoritmo com maior precisão que possa ser utilizado em qualquer área no globo terrestre, bem como, aperfeiçoar o método de previsão de ângulo e a divisão das etapas de modulação.

Buscar uma alternativa para reduzir o preço das estruturas para painéis fotovoltaicos, com o objetivo de torná-lo ainda mais viável para utilização de estruturas de variação de ângulos, como o estudado nesta dissertação.

Desenvolver uma técnica que associe uma metodologia de manutenção dos painéis fotovoltaicos à uma metodologia de ajuste de ângulo manual.

## REFERÊNCIAS

ABNT – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5410** – Instalações elétricas de baixa tensão, março. 2005.

ABNT – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5419** – Proteção contra descargas atmosféricas- Parte 2: Gerenciamento de risco, 2015.

ALVES, A. F. **Desenvolvimento de um sistema de posicionamento automático para painéis fotovoltaicos**, Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho” Faculdade de Ciências Agrônomicas Campus de Botucatu, Tese, Botucatu-SP, dezembro de 2008.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa Nº687/2015**”. Diretoria Geral, Brasília, Brasil, novembro, 2015.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Disponível em: <<http://www2.ANEEL.gov.br/scg/gd/VerGD.asp>>. Acesso em: 20 novembro de 2017.

BUGS, R. C. **Radiasol 2 – Software para geração de dados horários de radiação solar**. 2010. Disponível em: <<http://hdl.handle.net/10183/45987>>. Acesso em: 05 de maio de 2017.

CARVALHO, D. R. Desenvolvimento de um rastreador solar biaxial, 2011. **Dissertação(mestrado)** – Curso de Programa de Pós-Graduação em Engenharia Agrícola, Universidade Federal de Viçosa, Viçosa, MG, 2011.

CASTAÑEDA, C. E. F. Desenvolvimento de um rastreador solar passivo por transferência de massa, 2011. **Dissertação(mestrado)** – Curso de Programa de Pós-Graduação de desenvolvimento em Tecnologia, PRODETEC, Curitiba, PR, 2011.

CASTRO, R. M. G. **Energias renováveis e produção descentralizada: Introdução à energia fotovoltaica**. 2002. Disponível em: <[http://troquedeenergia.com/Produtos/LogosDocumentos/Introducao\\_a\\_Energia\\_Fotovoltaica.pdf](http://troquedeenergia.com/Produtos/LogosDocumentos/Introducao_a_Energia_Fotovoltaica.pdf)>. Acesso em: 07 de maio de 2017.

CONFESSOR, S. L. De M. **Análise Comparativa de Controladores MPPT Aplicados a um Sistema Fotovoltaico**. Universidade Federal Rural do Semiárido, Dissertação de mestrado, Mossoró-RN, 2014.

DA SILVA, J. M.; LENZ V. Maximização do aproveitamento energético de painéis fotovoltaicos usando rastreadores mecânicos. 2015. 103 f. **Dissertação (Mestrado)** – Curso Mestrado em Engenharia Elétrica, Centro de Tecnologia, Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2015.

DOMINGUES, P. C. M. Departamento de Planejamento Energético Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético Ministério de Minas e Energia. **O Plano de Expansão da Oferta de Energia Elétrica**. Brasília, 2015.

DUPONT, F. H. Estudo, análise e implementação de uma metodologia para otimização de rendimento em sistemas compostos por conversores em paralelo. 2014. **TESE(Doutorado)** - Curso de Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, RS, 2014.

FARRET, F. A. **Aproveitamentos de pequenas fontes de energia elétrica**, 2010.

KVASZNICZA, Z.; ELMER, G. Optimizing solar tracking systems for solar cells. In: **The 4th Serbian-Hungarian joint symposium on intelligent systems**. 2006.

LIRA, J. R. V. Desenvolvimento de um rastreador solar do tipo com ajuste do ângulo de inclinação. 2014. **Dissertação(mestrado)** – Curso de Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Computação, UFRN, Natal, RN, 2014.

LOPES, D. D. D. Desenvolvimento e implementação de um Sistema de Seguimento Solar Ativo para sistemas fotovoltaicos, **Mestrado Integrado em Engenharia da Energia e do Ambiente**, Universidade de Lisboa Faculdade de Ciências Departamento de Engenharia Geográfica, Geofísica e Energia, 2016.

MICHELS, L. **Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos**. 02 de maio de 2017. p. 76 Notas de Aula (2014).

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), Centro de Referência para Energia Solar e Eólica (CRESESB), pp.95-96,2014.

SOLAR CHOICE. **Solar trackers**. Disponível em :<  
<https://www.solarchoice.net.au/blog/solar-trackers/>>, Acessado em: 20 de outubro de 2018.

TAVARES, C. A. P. Estudo Comparativo de Controladores Fuzzy aplicados a um Sistema Solar Fotovoltaico.2009. 131 f. **Dissertação(mestrado)** – Curso de Programa de Pós-Graduação em Engenharia Eletrônica, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2009.

VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R. **Energia Solar Fotovoltaica: Conceitos e Aplicação**. São Paulo: Érica, 2013.

## **APÊNDICES**

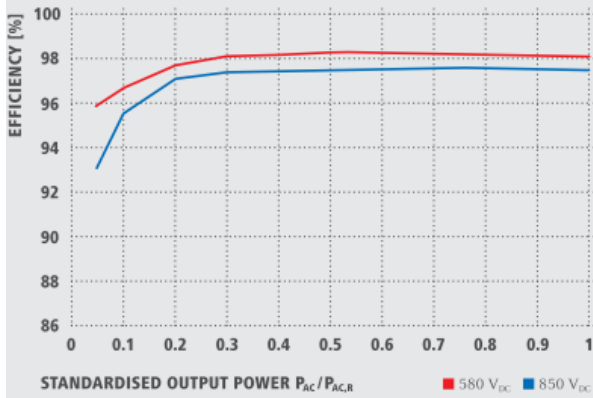


## APÊNDICE A – INFORMAÇÕES DO INVERSORES UTILIZADOS

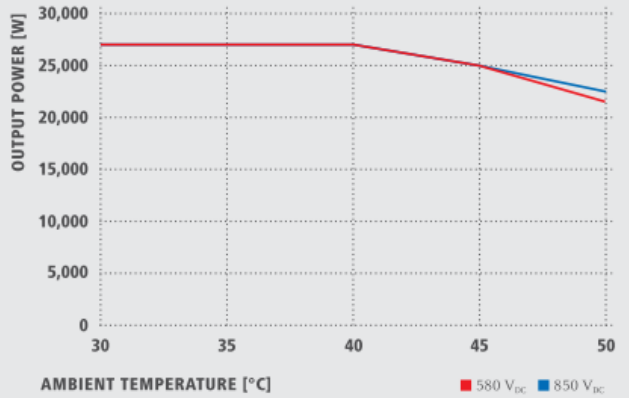
O inversor da marca Fronius foi utilizado no estudo para essa dissertação modelo Eco 27-0.-3-S de 27kW. Abaixo seguem imagens retiradas diretamente do datasheet fornecido pelo fabricante

<b>DADOS TÉCNICOS FRONIUS ECO</b>		
<b>DADOS DE ENTRADA</b>	<b>FRONIUS ECO 25.0-3-S</b>	<b>FRONIUS ECO 27.0-3-S</b>
Max. corrente de entrada ( $I_{dc\ max}$ )	44.2 A	47.7 A
Max. conjunto corrente curto-circuito	66.3 A	71.6 A
Min. tensão de entrada ( $U_{dc\ min}$ )	580 V	
Feed-in tensão de entrada ( $U_{dc\ start}$ )	650 V	
Tensão nominal de entrada ( $U_{dc\ r}$ )	580 V	
Max. tensão de entrada ( $U_{dc\ max}$ )	1,000 V	
Faixa de tensão MPP ( $U_{mpp\ min} - U_{mpp\ max}$ )	580 - 850 V	
Numero de rastreadores MPP	1	
Numero de conexões CC	6	
<b>DADOS DE SAÍDA</b>	<b>FRONIUS ECO 25.0-3-S</b>	<b>FRONIUS ECO 27.0-3-S</b>
Tensão nominal de saída ( $P_{ac,r}$ )	25,000 W	27,000 W
Max.potência de saída	25,000 VA	27,000 VA
Max. corrente de saída ( $I_{ac\ nom}$ )	36.1 A	39.0 A
Conexão a rede (faixa de tensão)	3-NPE 380 V / 220 V or 3-NPE 400 V / 230 V (+20 % / - 30 %)	
Frequencia	50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)	
Distorção harmônica total	< 2.0 %	
Fator de potência ( $\cos \phi_{ac,r}$ )	0 - 1 ind. / cap.	
<b>DADOS GERAIS</b>	<b>FRONIUS ECO 25.0-3-S</b>	<b>FRONIUS ECO 27.0-3-S</b>
Dimensões (height x width x depth)	725 x 510 x 225 mm	
Peso	35.7 kg	
Grau de proteção	IP 66	
Classe de proteção	1	
Categoria de sobrecarga (CC/CA) <sup>2)</sup>	2 / 3	
Consumo noturno	< 1 W	
Design do inversor	Sem transformador	
Resfriamento	Refrigeração de ar comprimido	
Instalação	Montagem interna e externa	
Faixa de temperatura ambiente	-25 - +60 °C	
Umidade relativa permitida	0 to 100 %	
Max. altitude	2,000 m	
Tecnologia de conexão	6x DC+ e 6x DC- parafusos terminais 2.5 - 16 mm <sup>2</sup>	
Tecnologia de conexão rede	5-pole CA de parafusos terminais 2.5 - 16 mm <sup>2</sup>	
Certificados	ÖVE / ÖNORM E 8001-4-712, DIN V VDE 0126-1-1/A1, VDE AR N 4105, IEC 62109-1/-2, IEC 62116, IEC 61727, AS 3100, AS 4777-2, AS 4777-3, CER 06-190, G83/2, G59/3, UNE 206007-1, SI 4777, CEI 0-16, CEI 0-2, ABNT NR 16149	

**FRONIUS ECO 27.0.3-S CURVA DE EFICIÊNCIA**



**FRONIUS ECO 27.0.3-S REDUÇÃO DE TEMPERATURA**



**DADOS TÉCNICOS FRONIUS ECO**

EFICIÊNCIA	FRONIUS ECO 25.0-3-S	FRONIUS ECO 27.0-3-S
Max. eficiência	98.2 %	98.3 %
Efi ciência Europeia(ηEU)	98.0 %	98.0 %
η at 5 % P <sub>ac,r</sub> <sup>1)</sup>	95.1 / 91.5 %	95.9 / 93.1 %
η at 10 % P <sub>ac,r</sub> <sup>1)</sup>	97.0 / 95.2 %	96.8 / 95.7 %
η at 20 % P <sub>ac,r</sub> <sup>1)</sup>	97.8 / 96.9 %	97.7 / 97.1 %
η at 25 % P <sub>ac,r</sub> <sup>1)</sup>	98.0 / 97.0 %	98.1 / 97.3 %
η at 30 % P <sub>ac,r</sub> <sup>1)</sup>	98.1 / 97.2 %	98.1 / 97.4 %
η at 50 % P <sub>ac,r</sub> <sup>1)</sup>	98.2 / 97.5 %	98.3 / 97.5 %
η at 75 % P <sub>ac,r</sub> <sup>1)</sup>	98.2 / 97.5 %	98.2 / 97.6 %
η at 100 % P <sub>ac,r</sub> <sup>1)</sup>	98.2 / 97.5 %	98.1 / 97.5 %
MPP adaptação eficiente	> 99.9 %	
DISPOSITIVO DE PROTEÇÃO	FRONIUS ECO 25.0-3-S	FRONIUS ECO 27.0-3-S
Medição de isolamento CC	Sim	
Comportamento de sobrecarga	Mudança de ponto de operação, limitação de potência	
Disjuntor CC	Sim	
Porta-fusíveis de suporte integrado <sup>2)</sup>	Sim	
INTERFACES	FRONIUS ECO 25.0-3-S	FRONIUS ECO 27.0-3-S
WLAN / Ethernet LAN	Fronius Solarweb, Modbus TCP SunSpec, Fronius Solar API (JSON)	
6 entradas ou 4 digital in/out	Interface com receptor de telecomando	
USB (A socket) <sup>3)</sup>	Datalogging, para entradas USB	
2x RS422 (RJ45 socket) <sup>3)</sup>	Fronius Solar Net	
Saída de sinal <sup>3)</sup>	Gerenciamento de energia (saída de relé livre de potencial)	
Datalogger e Webserver	Integrado	
Entrada externa <sup>3)</sup>	Medidor de conexão S0 / Avaliação da proteção da sobretensão	
RS485	Modbus RTU SunSpec ou medidor de conexão	

<sup>1)</sup> E no  $U_{mpp\ min} = U_{dc,r} / U_{mpp\ max}$ . <sup>2)</sup> Optionally fitted with 6 fuses 15 A / 1,000 V on the plus side. <sup>3)</sup> Também disponível na versão simples.

## APÊNDICE B – INFORMAÇÕES DO PAINEL PV UTILIZADO

O painel utilizado para estudo desta dissertação foi o módulo **EG-265P60-C**, da **EGING PV**, com potência nominal de 265 Wp em 25°C e 1000 W/m<sup>2</sup>. Abaixo seguem imagens retiradas diretamente do *Datasheet*, fornecidas pelo fabricante.

### ELECTRICAL CHARACTERISTICS

	260	265	270	275	280
Maximum Power(W)	260	265	270	275	280
Power Tolerance(%)	0~+3	0~+3	0~+3	0~+3	0~+3
Maximum Power Voltage(V)	30.88	31.14	31.40	31.66	31.90
Maximum Power Current(A)	8.42	8.51	8.6	8.69	8.78
Open Circuit Voltage(V)	37.75	38.08	38.41	38.74	39.01
Short Circuit Current(A)	8.98	9.05	9.12	9.19	9.27
Module Efficiency(%)	15.90	16.20	16.50	16.80	17.10
Maximum System Voltage(V)	1000	1000	1000	1000 </td <td>1000</td>	1000
Maximum Reverse Current(A)	20	20	20	20	20
Temperature Coefficient	Pmax	%/°C	-(0.43±0.05)		
	Isc	%/°C	0.04±0.015		
	Voc	%/°C	-(0.325±0.1)		

**Standard Test Condition:**

Irradiance 1000W/m<sup>2</sup>, module temperature 25°C, AM1.5

### MECHANICAL CHARACTERISTICS

Number of Cells	pcs	60
Size of Cell	mm	156X156
Size of Module	mm	1650X990X35
Weight	kg	18.6
Connector		MC4 compatible

### IV CURVES

### ABSOLUTE MAXIMUM RATINGS

Temperature Range (°C)	-40°C~+85°C
Surface Maximum Load Capacity(Pa)	5400
Allowable Hail Load	25mm ice-ball with velocity of 23m/s





**ANEXOS**



## ANEXO A – EXEMPLO DOS CÁLCULOS UTILIZADOS PARA DIMENSIONAR UM SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO NA REDE

Abaixo segue a sequência de informações e cálculos a seguir.

Dados Cidade:

**CIDADE: SANTA MARIA RS**

<b>LATITUDE:</b>	29,70°S
<b>LONGITUDE</b>	53,81°O
<b>DATA DE COLETA DOS DADOS DA IRRADIAÇÃO SOLAR:</b>	Abril/2014
<b>IRRADIAÇÃO MÉDIA DIÁRIA INCIDENTE:</b>	4,61 kWh/m <sup>2</sup>
<b>INCLINAÇÃO CONSIDERADA:</b>	10°

Quadro do consumo mensal

Janeiro:	5807 kWh	Julho:	5807 kWh
Fevereiro:	5807 kWh	Agosto:	5807 kWh
Março:	5807 kWh	Setembro:	5807 kWh
Abril:	5807 kWh	Outubro:	5807 kWh
Maior:	5807 kWh	Novembro:	5807 kWh
Junho:	5807 kWh	Dezembro:	5807 kWh

Para fins de cálculos foi considerado valor fixo de consumo em todos os meses, porém, na prática, tem uma variação no consumo conforme o mês.

- Calcular a média mensal em kWh/mês:

$$E_d = \frac{\text{Janeiro} + \text{Fevereiro} + \text{Março} + \text{Abril} + \text{Maio} + \text{Junho} + \text{Julho} + \text{Agosto} + \text{Setembro} + \text{Outubro} + \text{Novembro} + \text{Dezembro}}{12} \quad (33)$$

$$E_d = \frac{5807 + 5807 + 5807 + 5807 + 5807 + 5807 + 5807 + 5807 + 5807 + 5807 + 5807 + 5807}{12}$$

$$E_d = 5807 \text{ kWh}$$

- Quadro dos dados do Painel Fotovoltaico Considerado:

Modelo:	EG-265P60-C
Potência máxima (Pmax):	265 Wp
Fabricante:	EGING PV
Dimensões painel:	1,65 X0,99x0,04 m
Área do Módulo (Am)	1,63 m <sup>2</sup>
Área do módulo versus irradiação máxima de referência pela potência do módulo fotovoltaico AkWp(m <sup>2</sup> )	6,16 m <sup>2</sup> /kWp
Peso	18,6 kg
Eficiência ( $\eta$ ):	16,26%
Tensão de Pico (Vmpp):	30,43 V
Corrente de Pico (Impp):	8,71 A
Tensão de Circuito Aberto (Voc):	38,4 V
Corrente de Curto Circuito (Isc):	9,17 A
Tipo de Célula:	Silício Policristalino
Valor (conforme cotação 04/2017)	R\$ 599,00

- Roteiro de cálculos:

1. Geração média mensal por m<sup>2</sup> (Em):

$$E_m = I_{rad} \times n_{dias} \times \eta \quad (34)$$

$$E_m = 4,61 \times 30 \times 0,1626$$

$$E_m = 22,488 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{mês}$$

2. Energia gerada por 1kWp de módulo instalado ( $E_{kWp}$ ):

$$E_{kWp} = A_{kWp} \times E_m \quad (35)$$

$$E_{kWp} = 6,16 \times 22,488$$

$$E_{kWp} = 138,523 \text{ kWh/kWp mês.}$$

3. Potência máxima de pico ( $P_m$ ):

$$P_m = \frac{E_d}{E_{kWp}} \quad (36)$$

$$P_m = \frac{5807}{138,523}$$

$$P_m = 41,92 \text{ kWp}$$

4. Quantidade de módulos ( $Q_m$ ):

$$Q_m = \frac{P_m}{\text{Potência do módulo}} \quad (37)$$

$$Q_m = \frac{41,92}{0,265}$$

$$Q_m = 158,18, \text{ Adotado } 160 \text{ módulos fotovoltaicos}$$

5. Potência Instalada ( $P_{ins}$ ):

$$P_{ins} = Q_m \times \text{Potência do módulo} \quad (38)$$

$$P_{ins} = 160 \times 26$$

$$P_{ins} = 42400 \text{ Wp}$$

6. Geração de Energia Esperada por mês ( $G_{mês}$ ):

$$G_{mês} = \frac{E_{kWp} \times Q_m \times A_m}{A_{kWp}} \quad (39)$$

$$G_{mês} = \frac{138,523 \times 160 \times 1,63}{6,16}$$

$$G_{mês} = 5864,74 \text{ kWh/mês}$$

7. Geração de Energia Esperada por ano ( $G_{ano}$ ):

$$G_{ano} = G_{mês} \times 12 \quad (40)$$

$$G_{ano} = 5864,74 \times 12$$

$$G_{ano} = 70376,88 \text{ kWh/ano}$$

## 8. Cálculo do Valor Presente Líquida (VLP):

$$I(\text{investimento inicial}) = \text{Preço unitario do painel} \times Qm$$

$$I(\text{investimento inicial}) = R\$599,00 \times 160$$

$$I(\text{investimento inicial}) = R\$95.840,00$$

$$I(\text{investimento inicial}) = R\$95.840,00$$

$$E(\text{Economia}) = 70376,88 \times 0,7421403$$

$$E(\text{Economia}) = R\$52.229,52$$

$$i(\text{Taxa}) = 13\% \text{ ao ano}$$

$$n(\text{vida útil}) = 20 \text{ anos}$$

$$VLP = -I + E * \left( \frac{(1+i)^n - 1}{i * (1+i)^n} \right) \quad (41)$$

$$VLP = -95840 + 52.229,52 * \left( \frac{(1 + 0,13)^{20} - 1}{0,13 * (1 + 0,13)^{20}} \right)$$

$$VLP = R\$271.059,40$$

## 9. Escolher o inversor, para escolher o Inversor deve-se validar as seguintes informações:

- Ele deve suportar o arranjo das placas fotovoltaicas, com relação à potência, corrente, tensão.
- Aplicar VLP nas configurações que atendem o sistema, neste caso, foi escolhido o modelo ECO 27.0-3-S (2 unidades) portanto, será representado somente o cálculo desta configuração. Os resultados demais foram apresentados na Tabela 7.

- $I(\text{investimento inicial}) = R\$41.580,00$

- $E(\text{Economia}) = R\$51.267,20$

- $i(\text{Taxa}) = 13\% \text{ ao ano}$

- $n(\text{vida útil}) = 15 \text{ anos}$

$$VLP = -41580 + 51.257,20 * \left( \frac{(1+0,13)^{15} - 1}{0,13 * (1+0,13)^{15}} \right) \quad (42)$$

$$VLP = R\$289.663,44$$

## 10. Dimensionamento dos Condutores:

- Dimensionamento do condutor do módulo até o inversor:
  - Perda considerada: 1%;
  - Número de módulos em série: 16 unidades;

- Tensão dos módulos= Números de módulos em série X Vmpp;
  - Tensão dos módulos=16 X 30,43=486,88V
- $\Delta V = \text{Tensão dos módulos} \times \frac{\text{Perda considerada}}{100}$ ; (43)
  - $\Delta V = 486,88 \times \frac{1}{100} = 4,869 \text{ V}$
- Número de módulos em paralelos: 5 unidades;
- Corrente do circuito = Números de módulos em paralelo X Isc;
  - Corrente do circuito = 5 x 9,17= 45,85 A (44)
- Constante do Cobre= 0,0162;
- $RC = \frac{\Delta V}{\text{Corrente do Circuito}}$ ; (45)
  - $RC = \frac{4,869}{45,85} = 0,106 \Omega$
- Distância do módulo até o inversor: 5 metros;
  - $\text{Bitola} = \frac{(\text{constante do cobre} \times (\text{distância do Modulo} \times 2))}{RC}$  (46)
  - $\text{Bitola} = \frac{(0,0162 \times (5 \times 2))}{0,106} = 1,526 \text{ mm}^2$ 
    - adotado 2,5mm<sup>2</sup>
- Dimensionamento do condutor do inversor até o Quadro de Distribuição:
  - Perda considerada: 1%;
  - Tensão do Inversor: 380V;
  - $\Delta V = \text{Tensão do Inversor} (F - N) \times \frac{\text{Perda considerada}}{100}$ ; (47)
    - $\Delta V = 220 \times \frac{1}{100} = 2,2 \text{ V}$
    - Corrente de Saída = 39 A
  - Constante do Cobre= 0,0162;
  - $RC2 = \frac{\Delta V}{\text{Corrente de Saída}}$ ; (48)
    - $RC2 = \frac{2,2}{39} = 0,056 \Omega$
  - Distância do inversor até Quadro de Distribuição: 10 metros;
  - $\text{Bitola} = \frac{(\text{constante do cobre} \times (\text{distância do Quad. Dist.} \times 2))}{RC2}$  (49)
    - $\text{Bitola} = \frac{(0,0162 \times (10 \times 2))}{0,056} = 5,7857 \text{ mm}^2$ 
      - adotado 6 mm<sup>2</sup>



## 11. Dimensionamento DPS:

$$U_{CDPS} \geq 1,2xNx \quad (50)$$

$$U_{CDPS} \geq 1,2x16x38,4$$

$$U_{CDPS} \geq 737,28V$$

Após calcular, deve ir ao catálogo de um fabricante e buscar um DPS que tem:

$$U_{CDPS} \geq 737,28V$$

Neste exemplo vamos utilizar o catálogo da GE Energy.

Part Numbers & Specifications				
Product Configurations				
Assembly System Part Number	Nominal Voltage (50/60Hz)	No. of Wires	Max. Discharge Current (Imax, 8/20µs, kA)	Wiring Configuration*
TD2304025RMS	230	5-Wire / 4 Pole	25kA	TN-S
TD2304040RMS			40kA	
TD2304025RMT			25kA	TT
TD2304040RMT			40kA	
TD2303025RMC	230	4-Wire / 3 Pole	25kA	TN-C
TD2303040RMC			40kA	
TD2302025RMN	230	3-Wire / 2 Pole	25kA	TN / IT
TD2302040RMN			40kA	
TD2302025RMT			25kA	TT
TD2302040RMT			40kA	
TD2301025RMN	230	2-Wire / 1 Pole	25kA	TN / IT
TD2301040RMN			40kA	
TD4001025RMN	400		25kA	
TD4001040RMN			40kA	
TD600V2025RMDC	600VDC	3-Wire / 2 Pole	25kA	DC / Photovoltaic 2
TD600V2040RMDC			40kA	
TD1000V3025RMDC	1000VDC	3-Wire / 3 Pole	25kA	DC / Photovoltaic 3
TD1000V3040RMDC			40kA	

## ANEXO B – EXEMPLO DE LISTAS DOS PRINCIPAIS MATERIAS PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Quadro com valores referentes a cotação 05/2018

<b>RELAÇÃO DE MATERIAL PARA UM SISTEMA COMPLETO FOTOVOLTAICO</b>					
<b>C/ SISTEMA FIXO NO NIVEL DO TELHADO</b>					
Item	Unid.	Qtde.	Descrição do Material	Valor Unit.	Valor Total
1.1	pç	2	Inversor modelo ECO 27.0-3-S, potência 27kW, Marca: Fronius	R\$ 20.790,00	R\$ 41.580,00
1.2	pç	160	Painel EGING EG-265P60-C	R\$ 599,00	R\$ 95.840,00
1.3	m	350	Cabo Fotovoltaico 2,5mm <sup>2</sup>	R\$ 9,40	R\$ 3.290,00
1.4	m	85	Cabo de cobre 4# 2,5 mm <sup>2</sup>	R\$ 12,00	R\$ 1020,00
1.5	pç	2	DPS-TD1000V3040RMDC	R\$ 239,90	R\$ 479,80
1.6	pç	10	Porta fusível gPV para fusível	R\$ 40,00	R\$ 400,00
1.7	pç	10	Fusível gPV p/CC 100	R\$ 35,00	R\$ 350,00
1.8	pç	10	disjunto CC bipolar40A	R\$ 120,00	R\$ 1.200,00
1.9	pç	2	Disjuntor Curva B40A CA	R\$ 52,79	R\$ 105,58
1.10	pacote	27	Kit para fixar Painel (6 módulos por kit)	R\$ 260,00	R\$ 7.070,00
1.11	pç	42	Diodo, mínima Tensão:851,328V	R\$ 25,00	R\$ 1050,00
1.12	pç	2	Caixa Stribox CC	R\$ 150,00	R\$ 300,00
1.13	pç	1	Caixa Stribox CA	R\$ 150,00	R\$ 150,00
1.14	pç	10	Bornes verdes	R\$ 1,00	R\$ 10,00
1.15	pç	50	bornes Vermelho	R\$ 1,00	R\$ 50,00
1.16	pç	50	borne Preto	R\$ 1,00	R\$ 50,00
1.17	m	100	Cabo verde amarelo 10mm	R\$ 9,40	R\$ 940,00
1.18	pç	15	Barra de conexão terra	R\$ 18,26	R\$ 273,9
1.19	pç	1	Placa	R\$ 15,00	R\$ 15,00
1.20	pç	320	Conector MC4 (1 Macho e 1 Fêmea)	R\$ 12,00	R\$ 3.840,00
				TOTAL	R\$ 157.964,28
				Mão de obra (25% dos materiais)	R\$ 39.491,07
				Total Geral	R\$ 197.455,38

## Quadro com valores referentes a cotação 05/2018

<b>RELAÇÃO DE MATERIAL</b>					
<b>SISTEMA FIXO COM INCLINAÇÃO</b>					
Item	Unid.	Qtde.	Descrição do Material	Valor Unit.	Valor Total
1.1	pacote	27	Kit para fixar Painei (6 módulos por kit)	R\$260,00	R\$7.070,00
				<b>TOTAL</b>	<b>R\$7.070,00</b>

<b>RELAÇÃO DE MATERIAL</b>					
<b>SISTEMA FIXO COM INCLINAÇÃO</b>					
Item	Unid.	Qtde.	Descrição do Material	Valor Unit.	Valor Total
1.1	pacote	27	Kit para fixar Painei (6 módulos por kit)	R\$ 260,00	R\$ 7.070,00
1.2	peç	56	Triângulos de inclinação	R\$ 100,00	R\$ 5.600,00
				<b>TOTAL</b>	<b>R\$ 12.670,00</b>

<b>RELAÇÃO DE MATERIAL</b>					
<b>SISTEMA FIXO COM AJUSTE DE INCLINAÇÃO MANUAL</b>					
Item	Unid.	Qtde.	Descrição do Material	Valor Unit.	Valor Total
1.1	pacote	14	Kit para fixar Painei (12 módulos por kit)	R\$ 2.220,00	R\$ 30.800,00
				<b>TOTAL</b>	<b>R\$ 30.800,00</b>

<b>RELAÇÃO DE MATERIAL</b>					
<b>SISTEMA FIXO COM AJUSTE DE INCLINAÇÃO AUTOMÁTICO</b>					
Item	Unid.	Qtde.	Descrição do Material	Valor Unit.	Valor Total
1.1	pacote	14	Kit para fixar Painei (12 módulos por kit)	R\$2.220,00	R\$ 31.080,00
1.2	unidade	14	Motor 0,5 cv	R\$ 659,00	R\$ 9.226,00
1.3	unidade	14	Inversor de frequência pra acionar o motor	R\$ 780,00	R\$ 10.920,00
1.4	unidade	14	Disjuntor de motor	R\$ 80,00	R\$ 1.120,00
1.5	unidade	14	Rele de interfase	R\$ 75,00	R\$ 1.050,00
1.6	unidade	1	Logo 230rc 115/230vac 6di/4do	R\$ 310,00	R\$ 310,00
1.7	unidade	1	Fonte 24VCC	R\$ 200,00	R\$ 200,00
1.8	unidade	1	caixa montagem e outros acessórios	R\$ 600,00	R\$ 600,00
				<b>TOTAL</b>	<b>R\$54.506,00</b>

**ANEXO C – LISTAS DOS PRINCIPAIS MATERIAS PARA POTENCIAS INSTALADAS DE 10,6 KWP, 21,2KWP E 42,4KWP E SEUS RESPECTIVAS GERAÇÕES DE ENERGIA ELÉTRICA**

Valores referente cotação 05/2018.

<b>RELAÇÃO DE MATERIAL</b>					
<b>c/ sistema fixo no nível do telhado 10° ao norte</b>					
<b>Consumo estimado de geração ao mês:</b>			<b>1469,34 kWh/mês</b>	<b>Potência instalada:</b>	<b>10,6 kWp</b>
Item	Unid.	Qtde.	Descrição do Material	Valor Unit.	Valor Total
1.1	pç	1	Inversor modelo SYMO 12.5KW, potência 12,5kW, Marca: Fronius	R\$ 15.990,00	R\$ 15.990,00
1.2	pç	40	Painel EGING EG-265P60-C	R\$ 599,00	R\$ 23.960,00
1.3	pacote	7	Kit para fixar Painel (6 módulos por kit)	R\$ 260,00	R\$ 1.820,00
1.4	pç	80	Conector MC4 (1 Macho e 1 Fêmea)	R\$ 12,00	R\$ 960,00
				<b>TOTAL</b>	<b>R\$ 42.730,00</b>

<b>RELAÇÃO DE MATERIAL</b>					
<b>c/ sistema fixo em 24°</b>					
<b>Consumo estimado de geração ao mês:</b>			<b>1517,15kWh/mês</b>	<b>Potência instalada:</b>	<b>10,6 kWp</b>
Item	Unid.	Qtde.	Descrição do Material	Valor Unit.	Valor Total
1.1	pç	1	Inversor modelo SYMO 12.5KW, potência 12,5kW, Marca: Fronius	R\$ 15.990,00	R\$ 15.990,00
1.2	pç	40	Painel EGING EG-265P60-C	R\$ 599,00	R\$ 23.960,00
1.3	pacote	7	Kit para fixar Painel (6 módulos por kit)	R\$ 260,00	R\$ 1.820,00
1.2	pç	16	Triângulos de inclinação	R\$ 100,00	R\$ 1.600,00
1.4	pç	80	Conector MC4 (1 Macho e 1 Fêmea)	R\$ 12,00	R\$ 960,00
				<b>TOTAL</b>	<b>R\$ 44.330,00</b>

<b>RELAÇÃO DE MATERIAL</b>					
<b>c/ sistema inclinação manual 2 variações anual</b>					
<b>Consumo estimado de geração ao mês:</b>		<b>1564,96 kWh/mês</b>	<b>Potência instalada:</b>		<b>10,6 kWp</b>
Item	Unid.	Qtde.	Descrição do Material	Valor Unit.	Valor Total
1.1	pç	1	Inversor modelo SYMO 12.5KW, potência 12,5kW, Marca: Fronius	R\$ 15.990,00	R\$ 15.990,00
1.2	pç	40	Painel EGING EG-265P60-C	R\$ 599,00	R\$ 23.960,00
1.3	pacote	4	Kit para fixar Painel (12 módulos por kit)	R\$ 2.220,00	R\$ 8.880,00
1.4	pç	80	Conector MC4 (1 Macho e 1 Fêmea)	R\$ 12,00	R\$ 960,00
				<b>TOTAL</b>	<b>R\$ 49.479,00</b>

<b>RELAÇÃO DE MATERIAL</b>					
<b>c/ sistema inclinação automático 3 variações ao dia</b>					
<b>Consumo estimado de geração ao mês:</b>		<b>1606,39 kWh/mês</b>	<b>Potência instalada:</b>		<b>10,6 kWp</b>
Item	Unid.	Qtde.	Descrição do Material	Valor Unit.	Valor Total
1.1	pç	1	Inversor modelo SYMO 12.5KW, potência 12,5kW, Marca: Fronius	R\$ 15.990,00	R\$ 15.990,00
1.2	pç	40	Painel EGING EG-265P60-C	R\$ 599,00	R\$ 23.960,00
1.3	pacote	4	Kit para fixar Painel (12 módulos por kit)	R\$ 2.220,00	R\$ 8.880,00
1.4	unidade	4	Motor 0,5 cv	R\$ 659,00	R\$ 2.636,00
1.5	unidade	4	Inversor de frequência pra acionar o motor	R\$ 780,00	R\$ 3.120,00
1.6	unidade	4	Disjuntor de motor	R\$ 80,00	R\$ 320,00
1.7	unidade	4	Rele de interfase	R\$ 75,00	R\$ 300,00
1.8	unidade	1	Logo 230rc 115/230vac 6di/4do	R\$ 310,00	R\$ 310,00
1.9	unidade	1	Fonte 24VCC	R\$ 200,00	R\$ 200,00
1.10	unidade	1	caixa montagem e outros acessórios	R\$ 600,00	R\$ 600,00
1.11	pç	80	Conector MC4 (1 Macho e 1 Fêmea)	R\$ 12,00	R\$ 960,00
				<b>TOTAL</b>	<b>R\$ 57.276,00</b>

<b>RELAÇÃO DE MATERIAL</b>					
<b>c/ sistema inclinação automático variações hora a hora</b>					
<b>Consumo estimado de geração ao mês:</b>		<b>1647,83 kWh/mês</b>	<b>Potência instalada:</b>		<b>10,6 kWp</b>
Item	Unid.	Qtde.	Descrição do Material	Valor Unit.	Valor Total
1.1	pç	1	Inversor modelo SYMO 12.5KW, potência 12,5kW, Marca: Fronius	R\$ 15.990,00	R\$ 15.990,00
1.2	pç	40	Painel EGING EG-265P60-C	R\$ 599,00	R\$ 23.960,00
1.3	pacote	4	Kit para fixar Painel (12 módulos por kit)	R\$ 2.220,00	R\$ 8.880,00
1.4	unidade	4	Motor 0,5 cv	R\$ 659,00	R\$ 2.636,00
1.5	unidade	4	Inversor de frequência pra acionar o motor	R\$ 780,00	R\$ 3.120,00
1.6	unidade	4	Disjuntor de motor	R\$ 80,00	R\$ 320,00
1.7	unidade	4	Rele de interfase	R\$ 75,00	R\$ 300,00
1.8	unidade	1	Logo 230rc 115/230vac 6di/4do	R\$ 310,00	R\$ 310,00
1.9	unidade	1	Fonte 24VCC	R\$ 200,00	R\$ 200,00
1.10	unidade	1	caixa montagem e outros acessórios	R\$ 600,00	R\$ 600,00
1.11	pç	80	Conector MC4 (1 Macho e 1 Fêmea)	R\$ 12,00	R\$ 960,00
				<b>TOTAL</b>	<b>R\$ 57.276,00</b>

<b>RELAÇÃO DE MATERIAL</b>					
<b>c/ sistema fixo no nível do telhado 10° ao norte</b>					
<b>Consumo estimado de geração ao mês:</b>		<b>2938,68 kWh/mês</b>	<b>Potência instalada:</b>		<b>21,2kWp</b>
Item	Unid.	Qtde.	Descrição do Material	Valor Unit.	Valor Total
1.1	pç	1	Inversor modelo ECO 27.0-3-S, potência 27kW, Marca: Fronius	R\$ 20.790,00	R\$ 20.790,00
1.2	pç	80	Painel EGING EG-265P60-C	R\$ 599,00	R\$ 47.920,00
1.3	pacote	14	Kit para fixar Painel (6 módulos por kit)	R\$ 260,00	R\$ 3.640,00
1.4	pç	160	Conector MC4 (1 Macho e 1 Fêmea)	R\$ 12,00	R\$ 1.920,00
				<b>TOTAL</b>	<b>R\$ 74.270,00</b>

<b>RELAÇÃO DE MATERIAL</b>					
<b>c/ sistema fixo em 24°</b>					
<b>Consumo estimado de geração ao mês:</b>		<b>3034,30 kWh/mês</b>		<b>Potência instalada: 21,2kWp</b>	
Item	Unid.	Qtde.	Descrição do Material	Valor Unit.	Valor Total
1.1	pç	1	Inversor modelo ECO 27.0-3-S, potência 27kW, Marca: Fronius	R\$ 20.790,00	R\$ 20.790,00
1.2	pç	80	Painel EGING EG-265P60-C	R\$ 599,00	R\$ 47.920,00
1.3	pacote	14	Kit para fixar Painel (6 módulos por kit)	R\$ 260,00	R\$ 3.640,00
1.2	pç	29	Triângulos de inclinação	R\$ 100,00	R\$ 2.900,00
1.4	pç	160	Conector MC4 (1 Macho e 1 Fêmea)	R\$ 12,00	R\$ 1.920,00
				<b>TOTAL</b>	<b>R\$ 77.170,00</b>

<b>RELAÇÃO DE MATERIAL</b>					
<b>c/ sistema inclinação manual 2 variações anual</b>					
<b>Consumo estimado de geração ao mês:</b>		<b>3142,66 kWh/mês</b>		<b>Potência instalada: 21,2kWp</b>	
Item	Unid.	Qtde.	Descrição do Material	Valor Unit.	Valor Total
1.1	pç	1	Inversor modelo ECO 27.0-3-S, potência 27kW, Marca: Fronius	R\$ 20.790,00	R\$ 20.790,00
1.2	pç	80	Painel EGING EG-265P60-C	R\$ 599,00	R\$ 47.920,00
1.3	pacote	7	Kit para fixar Painel (12 módulos por kit)	R\$ 2.220,00	R\$ 15.540,00
1.4	pç	160	Conector MC4 (1 Macho e 1 Fêmea)	R\$ 12,00	R\$ 1.920,00
				<b>TOTAL</b>	<b>R\$ 86.170,00</b>

<b>RELAÇÃO DE MATERIAL</b>					
<b>c/ sistema inclinação automático 3 variações ao dia</b>					
<b>Consumo estimado de geração ao mês:</b>		<b>3212,78 kWh/mês</b>		<b>Potência instalada:</b>	<b>21,2kWp</b>
Item	Unid.	Qtde.	Descrição do Material	Valor Unit.	Valor Total
1.1	pç	1	Inversor modelo ECO 27.0-3-S, potência 27kW, Marca: Fronius	R\$ 20.790,00	R\$ 20.790,00
1.2	pç	80	Painel EGING EG-265P60-C	R\$ 599,00	R\$ 47.920,00
1.3	pacote	7	Kit para fixar Painel (12 módulos por kit)	R\$ 2.220,00	R\$15.540,00
1.4	unidade	7	Motor 0,5 cv	R\$ 659,00	R\$ 4.613,00
1.5	unidade	7	Inversor de frequência pra acionar o motor	R\$ 780,00	R\$ 5.460,00
1.6	unidade	7	Disjuntor de motor	R\$ 80,00	R\$ 560,00
1.7	unidade	7	Rele de interfase	R\$ 75,00	R\$ 525,00
1.8	unidade	1	Logo 230rc 115/230vac 6di/4do	R\$ 310,00	R\$ 310,00
1.9	unidade	1	Fonte 24VCC	R\$ 200,00	R\$ 200,00
1.10	unidade	1	caixa montagem e outros acessórios	R\$ 600,00	R\$ 600,00
1.11	pç	160	Conector MC4 (1 Macho e 1 Fêmea)	R\$ 12,00	R\$ 1.920,00
				<b>TOTAL</b>	<b>R\$ 98.438,00</b>

<b>RELAÇÃO DE MATERIAL</b>					
<b>c/ sistema inclinação automático variações hora a hora</b>					
<b>Consumo estimado de geração ao mês:</b>		<b>3295,65 kWh/mês</b>		<b>Potência instalada:</b>	<b>21,2kWp</b>
Item	Unid.	Qtde.	Descrição do Material	Valor Unit.	Valor Total
1.1	pç	1	Inversor modelo ECO 27.0-3-S, potência 27kW, Marca: Fronius	R\$ 20.790,00	R\$ 20.790,00
1.2	pç	80	Painel EGING EG-265P60-C	R\$ 599,00	R\$ 47.920,00
1.3	pacote	7	Kit para fixar Painel (12 módulos por kit)	R\$2.220,00	R\$ 15.540,00
1.4	unidade	7	Motor 0,5 cv	R\$ 659,00	R\$ 4.613,00
1.5	unidade	7	Inversor de frequência pra acionar o motor	R\$ 780,00	R\$ 5.460,00
1.6	unidade	7	Disjuntor de motor	R\$ 80,00	R\$ 560,00
1.7	unidade	7	Rele de interfase	R\$ 75,00	R\$ 525,00
1.8	unidade	1	Logo 230rc 115/230vac 6di/4do	R\$ 310,00	R\$ 310,00
1.9	unidade	1	Fonte 24VCC	R\$ 200,00	R\$ 200,00
1.10	unidade	1	caixa montagem e outros acessórios	R\$ 600,00	R\$ 600,00
1.11	pç	160	Conector MC4 (1 Macho e 1 Fêmea)	R\$ 12,00	R\$ 1.920,00
				<b>TOTAL</b>	<b>R\$ 98.438,00</b>



<b>RELAÇÃO DE MATERIAL</b>					
<b>c/ sistema fixo no nível do telhado 10° ao norte</b>					
<b>Consumo estimado de geração ao mês:</b>		<b>5877,35 kWh/mês</b>	<b>Potência instalada:</b>		<b>42,4 kWp</b>
Item	Unid.	Qtde.	Descrição do Material	Valor Unit.	Valor Total
1.1	pç	2	Inversor modelo ECO 27.0-3-S, potência 27kW, Marca: Fronius	R\$ 20.790,00	R\$ 41.580,00
1.2	pç	160	Painel EGING EG-265P60-C	R\$ 599,00	R\$ 95.840,00
1.3	pacote	27	Kit para fixar Painel (6 módulos por kit)	R\$ 260,00	R\$ 7.020,00
1.4	pç	320	Conector MC4 (1 Macho e 1 Fêmea)	R\$ 12,00	R\$ 3.840,00
				<b>TOTAL</b>	<b>R\$ 148.280,00</b>

<b>RELAÇÃO DE MATERIAL</b>					
<b>c/ sistema fixo em 24°</b>					
<b>Consumo estimado de geração ao mês:</b>		<b>6068,59 kWh/mês</b>	<b>Potência instalada:</b>		<b>42,4 kWp</b>
Item	Unid.	Qtde.	Descrição do Material	Valor Unit.	Valor Total
1.1	pç	2	Inversor modelo ECO 27.0-3-S, potência 27kW, Marca: Fronius	R\$ 20.790,00	R\$ 41.580,00
1.2	pç	160	Painel EGING EG-265P60-C	R\$ 599,00	R\$ 95.840,00
1.3	pacote	27	Kit para fixar Painel (6 módulos por kit)	R\$ 260,00	R\$ 7.020,00
1.2	pç	56	Triângulos de inclinação	R\$ 100,00	R\$ 5.600,00
1.4	pç	320	Conector MC4 (1 Macho e 1 Fêmea)	R\$ 12,00	R\$ 3.840,00
				<b>TOTAL</b>	<b>R\$ 153.880,00</b>

<b>RELAÇÃO DE MATERIAL</b>					
<b>c/ sistema inclinação manual 2 variações anual</b>					
<b>Consumo estimado de geração ao mês:</b>		<b>6285,33 kWh/mês</b>		<b>Potência instalada:</b>	<b>42,4 kWp</b>
Item	Unid.	Qtde.	Descrição do Material	Valor Unit.	Valor Total
1.1	pç	2	Inversor modelo ECO 27.0-3-S, potência 27kW, Marca: Fronius	R\$ 20.790,00	R\$ 41.580,00
1.2	pç	160	Painel EGING EG-265P60-C	R\$ 599,00	R\$ 95.840,00
1.3	pacote	14	Kit para fixar Painel (12 módulos por kit)	R\$ 2.220,00	R\$ 31.080,00
1.4	pç	320	Conector MC4 (1 Macho e 1 Fêmea)	R\$12,00	R\$ 3.840,00
				<b>TOTAL</b>	<b>R\$ 172.340,00</b>

<b>RELAÇÃO DE MATERIAL</b>					
<b>c/ sistema inclinação automático 3 variações ao dia</b>					
<b>Consumo estimado de geração ao mês:</b>		<b>6425,57 kWh/mês</b>		<b>Potência instalada:</b>	<b>42,4 kWp</b>
Item	Unid.	Qtde.	Descrição do Material	Valor Unit.	Valor Total
1.1	pç	2	Inversor modelo ECO 27.0-3-S, potência 27kW, Marca: Fronius	R\$ 20.790,00	R\$ 41.580,00
1.2	pç	160	Painel EGING EG-265P60-C	R\$ 599,00	R\$ 95.840,00
1.3	pacote	14	Kit para fixar Painel (12 módulos por kit)	R\$ 2.220,00	R\$ 31.080,00
1.4	unidade	14	Motor 0,5 cv	R\$ 659,00	R\$ 9.226,00
1.5	unidade	14	Inversor de frequência pra acionar o motor	R\$ 780,00	R\$ 5.460,00
1.6	unidade	14	Disjuntor de motor	R\$ 80,00	R\$ 1.120,00
1.7	unidade	14	Rele de interfase	R\$ 75,00	R\$ 1050,00
1.8	unidade	1	Logo 230rc 115/230vac 6di/4do	R\$ 310,00	R\$ 310,00
1.9	unidade	1	Fonte 24VCC	R\$ 200,00	R\$ 200,00
1.10	unidade	1	caixa montagem e outros acessórios	R\$ 600,00	R\$ 600,00
1.11	pç	320	Conector MC4 (1 Macho e 1 Fêmea)	R\$ 12,00	R\$ 3.840,00
				<b>TOTAL</b>	<b>R\$ 190.306,00</b>

<b>RELAÇÃO DE MATERIAL</b>					
<b>c/ sistema inclinação automático variações hora a hora</b>					
<b>Consumo estimado de geração ao mês:</b>		<b>6591,31 kWh/mês</b>	<b>Potência instalada:</b>		<b>42,4 kWp</b>
Item	Unid.	Qtde.	Descrição do Material	Valor Unit.	Valor Total
1.1	pç	2	Inversor modelo ECO 27.0-3-S, potência 27kW, Marca: Fronius	R\$ 20.790,00	R\$ 41.580,00
1.2	pç	160	Painel EGING EG-265P60-C	R\$ 599,00	R\$ 95.840,00
1.3	pacote	14	Kit para fixar Painel (12 módulos por kit)	R\$ 2.220,00	R\$ 31.080,00
1.4	unidade	14	Motor 0,5 cv	R\$ 659,00	R\$ 9.226,00
1.5	unidade	14	Inversor de frequência pra acionar o motor	R\$ 780,00	R\$ 5.460,00
1.6	unidade	14	Disjuntor de motor	R\$ 80,00	R\$ 1.120,00
1.7	unidade	14	Rele de interfase	R\$ 75,00	R\$ 1050,00
1.8	unidade	1	Logo 230rc 115/230vac 6di/4do	R\$ 310,00	R\$ 310,00
1.9	unidade	1	Fonte 24VCC	R\$ 200,00	R\$ 200,00
1.10	unidade	1	caixa montagem e outros acessórios	R\$ 600,00	R\$ 600,00
1.11	pç	320	Conector MC4 (1 Macho e 1 Fêmea)	R\$ 12,00	R\$ 3.840,00
				<b>TOTAL</b>	<b>R\$ 190.306,00</b>