

**UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ  
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELÉTRICA  
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**LUCAS RAMOS MENEGOTTO**

**UTILIZAÇÃO DA ENERGIA FOTOVOLTAICA NA ALIMENTAÇÃO DO  
SISTEMA DE CLIMATIZAÇÃO DE AVIÁRIOS**

**TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO**

**PATO BRANCO**

**2018**

LUCAS RAMOS MENEGOTTO

## **UTILIZAÇÃO DA ENERGIA FOTOVOLTAICA NA ALIMENTAÇÃO DO SISTEMA DE CLIMATIZAÇÃO DE AVIÁRIOS**

Trabalho de Conclusão de Curso de graduação, apresentado à disciplina de Trabalho de Conclusão de Curso 2, do Curso de Engenharia Elétrica do Departamento Acadêmico de Elétrica – DAELE – da Universidade Tecnológica Federal do Paraná – UTFPR, Campus Pato Branco, como requisito parcial para obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Dr. Alexandre Batista de Jesus Soares

PATO BRANCO

2018

## **TERMO DE APROVAÇÃO**

O trabalho de Conclusão de Curso intitulado **UTILIZAÇÃO DA ENERGIA FOTOVOLTAICA NA ALIMENTAÇÃO DO SISTEMA DE CLIMATIZAÇÃO DE AVIÁRIOS**, do aluno **LUCAS RAMOS MENEGOTTO** foi considerado **APROVADO** de acordo com a ata da banca examinadora N° 197 de 2018.

Fizeram parte da banca os professores:

**Alexandre Batista de Jesus Soares**

**Andrei Bordgnon**

**Rafael Zamodzki**

**Filomena Barbosa Rodrigues Mendes**

**A Ata de Defesa assinada encontra-se na Coordenação do Curso de Engenharia Elétrica**

## DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho primeiramente a Deus, por ser essencial em minha vida, socorro presente na hora da angústia, ao meu pai Idanir, minha mãe Vera e ao meu irmão Felipe pelo apoio incondicional a mim oferecido.

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço a Deus e a minha família que me deram todo o suporte que precisei para enfrentar mais essa etapa da minha vida.

## RESUMO

MENEGOTTO, Lucas Ramos. **Utilização da Energia Fotovoltaica na Alimentação do Sistema de Climatização de Aviários**. 2018. 69 f. Trabalho de Conclusão de Curso – Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Pato Branco, 2018.

Este trabalho apresenta um estudo técnico-econômico sobre a instalação de um sistema fotovoltaico conectado à rede em uma propriedade rural de criação de aves de corte localizada no município de Viadutos, no Rio Grande do Sul. Inicialmente é feita uma revisão da bibliografia para compreender o funcionamento do sistema, desde a célula fotovoltaica até a conexão com a rede elétrica, levando em consideração as normas estabelecidas pela ANEEL. Em seguida são apresentados os métodos que serão utilizados no decorrer do trabalho para o dimensionamento do sistema, levando em conta as condições climáticas do local escolhido, a demanda a ser atendida e a área disponível de telhado. Também é exibida a metodologia para a análise econômica do sistema fotovoltaico, considerando a demanda a ser atendida pelo sistema e o preço da energia pago para a concessionária. São apresentados orçamentos com três diferentes empresas do setor para comparação de preços. Os resultados mostram a análise econômica do investimento considerando um horizonte de vinte e cinco anos e comparando com outros investimentos.

**Palavras-chave:** Energia Solar Fotovoltaica. Geração Distribuída. Energia Solar em Aviários. Energia Renovável.

## ABSTRACT

MENEGOTTO, Lucas Ramos. **Use of Photovoltaic Energy in the Feeding of the Aviary Air-Conditioning System**. 2018. 69 f. Trabalho de Conclusão de Curso – Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Pato Branco, 2018.

This paper presents a technical-economic study on the installation of a photovoltaic generator connected to the power grid in a rural property with poultry farming located in Viadutos municipality, in Rio Grande do Sul state. Initially, a bibliography review is made to understand the system operation, from the photovoltaic cell to the connection with the power grid, taking into account the rules established by ANEEL. After that, the methods that will be used in the course of the generator sizing work are presented, considering the climatic conditions of the chosen location, the demand to be served and the available roof area. It also shows the methodology for the economic analysis of the photovoltaic system, considering mainly the energy to be generated by the system and the energy price paid to the concessionaire. Budgets are presented with three different companies in the industry for a price comparison. The results show the economic analysis of the investment with a twenty-five year horizon and the comparison with other investments.

**Keywords:** Photovoltaic Solar Energy. Distributed generation. Solar Energy in Poultry. Renewable energy.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Funcionamento da célula fotovoltaica.....	14
Figura 2. Conversão de energia luminosa numa célula de silício .....	15
Figura 3. Mapa da irradiação solar no Brasil.....	17
Figura 4. Célula, módulo e arranjo fotovoltaico.....	21
Figura 5. Circuito equivalente simples de uma célula fotovoltaica.....	21
Figura 6. Corrente de curto-circuito.....	22
Figura 7. Tensão de circuito aberto.....	22
Figura 8. Curva I-V e curva de potência elétrica em função da tensão para uma célula de silício.....	24
Figura 9. Tensão para módulos conectados em série.....	24
Figura 10. Corrente para módulos conectados em paralelo.....	25
Figura 11. Geração mensal esperada do sistema fotovoltaico.....	47



## LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Crescimento da geração distribuída no mundo.....	27
Tabela 2. Taxa de disponibilidade.....	28
Tabela 3. Irradiação solar e temperatura para Viadutos-RS.....	30
Tabela 4. Localização de Viadutos-RS.....	31
Tabela 5. Consumo da UC 1.....	33
Tabela 6. Consumo da UC 2.....	33
Tabela 7. Comparação entre painéis fotovoltaicos.....	42
Tabela 8. Especificações técnicas módulo fotovoltaico CS6U-325P Canadian Solar.....	43
Tabela 9. Dados de entrada do inversor Fronius Primo 8.2-1.....	44
Tabela 10. Dados de saída do inversor Fronius Primo 8.2-1.....	44
Tabela 11. Dados gerais do inversor Fronius Primo 8.2-1.....	44
Tabela 12. Balanço energético anual.....	48
Tabela 13. Orçamento do sistema fotovoltaico.....	49
Tabela 14. Custos com manutenção do sistema fotovoltaico.....	50
Tabela 15. Energia gerada pelo sistema fotovoltaico.....	51
Tabela 16. Tarifa de energia paga à concessionária.....	52
Tabela 17. Economia anual.....	53
Tabela 18. Fluxo de caixa.....	54
Tabela 19. Fluxo de caixa acumulado.....	55

## LISTA DE SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
DPS	Dispositivo de Proteção contra Surtos
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FV	Fotovoltaico
GD	Geração Distribuída
GHI	<i>Global Horizontal Irradiation</i>
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
MPP	<i>Maximum Power Point</i>
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracker</i>
NASA	<i>National Aeronautics and Space Administration</i>
PMP	Ponto De Máxima Potência
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
SPMP	Seguimento do Ponto de Máxima Potência
TEP	Tonelada Equivalente de Petróleo
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
UC	Unidade Consumidora
URSS	União das Repúblicas Socialistas Soviéticas
VPL	Valor Presente Líquido

## SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO .....</b>	<b>10</b>
1.1 MOTIVAÇÃO .....	11
1.2 OBJETIVO.....	11
1.2.1 Objetivo Geral .....	11
1.2.2 Objetivos Específicos .....	12
<b>2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....</b>	<b>13</b>
2.1 HISTÓRIA DA CÉLULA FOTOVOLTAICA.....	13
2.2 EFEITO FOTOVOLTAICO .....	13
2.3 IRRADIAÇÃO SOLAR .....	16
2.4 CLASSIFICAÇÃO DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.....	18
2.4.1 Sistemas Isolados .....	18
2.4.2 Sistemas Híbridos .....	19
2.4.3 Sistemas Conectados à Rede de Distribuição .....	19
2.5 ELEMENTOS QUE COMPÕE A GERAÇÃO DE ENERGIA SOLAR CONECTADA À REDE .....	20
2.5.1 Módulo Fotovoltaico .....	20
2.5.2 Inversores.....	25
2.5.3 Medidores Bidirecionais .....	26
2.5.4 Quadros de Ligação .....	26
2.6 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	26
2.7 RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482/2012.....	27
<b>3 METODOLOGIA .....</b>	<b>29</b>
3.1 IRRADIAÇÃO SOLAR EM VIADUTOS - RS .....	29
3.2 DEFINIÇÃO DOS AVIÁRIOS .....	31
3.3 INCLINAÇÃO DOS PAINÉIS FOTOVOLTAICOS .....	31
3.4 ÁREA DISPONÍVEL .....	32

3.5	DEMANDA A SER ATENDIDA.....	33
3.6	POTÊNCIA DO SISTEMA FOTOVOLTAICO .....	34
3.7	COMPATIBILIDADE ENTRE MÓDULO E INVERSOR FOTOVOLTAICO .....	35
3.7.1	Tensão de entrada do inversor.....	35
3.7.2	Faixa de operação do seguimento de ponto máximo de potência do inversor .	36
3.7.3	Corrente contínua máxima no inversor.....	37
3.8	PROTEÇÃO .....	37
3.9	VIABILIDADE ECONÔMICA .....	38
3.9.1	Custos .....	38
3.9.2	Energia Gerada .....	39
3.9.3	Economia .....	39
3.9.4	Payback.....	40
3.9.5	Valor Presente Líquido .....	41
<b>4</b>	<b>RESULTADOS E DISCUSSÃO .....</b>	<b>42</b>
4.1	DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	42
4.2	ESCOLHA DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS .....	42
4.3	ESCOLHA DO INVERSOR .....	43
4.4	VERIFICAÇÃO DE COMPATIBILIDADE.....	44
4.4.1	Limite de tensão de circuito aberto.....	45
4.4.2	Faixa de operação do seguimento de ponto máximo de potência do inversor .	45
4.4.3	Corrente contínua máxima no inversor.....	46
4.5	PROTEÇÃO .....	46
4.6	RESUMO DO SISTEMA.....	46
4.7	GERAÇÃO DE ENERGIA ESPERADA.....	47
4.8	ORÇAMENTO DO PROJETO .....	48
4.9	ANALISE ECONÔMICA .....	49
<b>5</b>	<b>CONCLUSÃO .....</b>	<b>56</b>

<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>58</b>
<b>ANEXO A - <i>Datasheet</i> do módulo Fotovoltaico CS6U Canadian Solar.....</b>	<b>60</b>
<b>ANEXO B - <i>Datasheet</i> do inversor Fronius Primo .....</b>	<b>62</b>

## 1 INTRODUÇÃO

Desde a menor partícula que compõe um ser vivo - a célula - até as maiores indústrias existentes, todas necessitam de energia para cumprir seu papel. Os tipos de energia são diferentes, porém, é fato que todas são provenientes de uma fonte e que, ao se esgotar, põe em risco o correto funcionamento do que está sendo tratado.

Uma das principais características de nossa sociedade, ao menos sob um ponto de vista prático e material, é o aumento da demanda por abastecimento energético. Esta é a condição para a existência das indústrias, dos meios de transporte e até mesmo da agricultura e da vida urbana. Dentre as várias energias renováveis existentes atualmente, a solar que é uma das alternativas energéticas mais promissoras do novo milênio, sendo inesgotável na escala terrestre de tempo, como fonte de luz e calor (MAGALHÃES, 2010).

Segundo o Balanço Energético Nacional de 2016, divulgado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), no ano de 2015 a produção de energia solar correspondeu a 1,4 mil TEP (tonelada equivalente de petróleo, aproximadamente 16,282 GWh). Se comparada ao ano anterior, 2014, houve um aumento de 97%. No entanto, estes números são pequenos se comparados à geração de energia proveniente de petróleo e derivados que, em 2015, alcançou 111,6 milhões de TEP (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2016). Embora seja de pouca expressividade no cenário atual, a energia solar tem se mostrado promissora e com crescimento elevado.

De acordo com Nascimento (2011), um dos maiores custos da avicultura de corte é o consumo de energia elétrica, sendo que a sua utilização em larga escala e os constantes reajustes tarifários nas faturas de energia influenciam significativamente nos custos energéticos do avicultor. Por este aspecto, uma alternativa para o abatimento desta despesa seria a geração própria de energia elétrica. Dentre as alternativas atuais, a energia solar vem se mostrando a melhor opção como fonte complementar para a redução de tais despesas.

## 1.1 MOTIVAÇÃO

A avicultura brasileira tem apresentado altos índices de crescimento. O País é o segundo maior produtor mundial de carne de frango e o líder em exportação, apesar de 66% da produção ser destinada ao mercado interno (ABPA, 2017).

Entre produtores, funcionários de empresas e profissionais vinculados direta e indiretamente ao setor, a avicultura reúne mais de 3,5 milhões de trabalhadores. Cerca de 350 mil deles trabalham diretamente nas plantas frigoríficas. No campo, são mais de 130 mil famílias proprietárias de pequenos aviários, que produzem em um sistema totalmente integrado com as agroindústrias exportadoras (ABPA, 2016).

Dentre os estados brasileiros, o Rio Grande do Sul tem grande importância na produção e exportação avícola. Em 2016, foi responsável por 14,11% do abate de frango no Brasil e 17,2% das exportações (ABPA, 2017).

Mesmo consolidando um aumento na produção e nas vendas em 2015, a cadeia da avicultura tem os ganhos minimizados pela alta da energia elétrica. O problema começa nos aviários, que mantêm em operação constante equipamentos para a climatização das granjas e a alimentação dos animais (GAZETA DO POVO, 2015).

Diante do anteposto, espera-se desenvolver um projeto de microgeração solar fotovoltaica que seja viável técnica e economicamente e que atenda às expectativas energéticas para a aplicação em um aviário localizado no estado do Rio Grande do Sul.

## 1.2 OBJETIVO

### 1.2.1 Objetivo Geral

Analisar, do ponto de vista econômico e técnico, a viabilidade da implantação de um sistema fotovoltaico de pequeno porte para suprir a demanda de

uma propriedade rural composta por dois aviários localizados no interior da cidade de Viadutos, no Rio Grande do Sul.

### 1.2.2 Objetivos Específicos

- Realizar um estudo a fim de compreender o funcionamento da energia solar fotovoltaica, bem como seus equipamentos, dispositivos e particularidades;
- Analisar o consumo de energia elétrica de um aviário e suas singularidades com relação ao clima no decorrer do ano;
- Estudar a regulamentação exigida pelos órgãos fiscalizadores para sistemas geradores conectados à rede de distribuição;
- Pesquisar a irradiação solar no local de estudo deste trabalho;
- Propor, com base nos estudos realizados, um sistema gerador fotovoltaico que diminua os gastos com energia elétrica na propriedade escolhida;
- Avaliar a viabilidade técnica e econômica do empreendimento.



## 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

### 2.1 HISTÓRIA DA CÉLULA FOTOVOLTAICA

A conversão da energia solar em energia elétrica é realizada através do efeito fotovoltaico que foi observado pela primeira vez por Edmond Bequerel em 1839 onde foi observada uma diferença de potencial nas extremidades de uma estrutura semicondutora, quando incidia uma luz sobre ela (NASCIMENTO, 2004).

Com o aparecimento de pesquisas e estudos, no ano de 1956, dá-se início à produção industrial, juntamente com o advento da eletrônica e dos semicondutores. Desde o princípio da fabricação em massa, esta tecnologia esteve em constante ascensão, principalmente por motivos políticos e de crises energéticas, tendo por exemplo a chamada “corrida espacial” entre Estados Unidos e a extinta URSS e, também, a crise do petróleo de 1973 (STEFFENS, 2017).

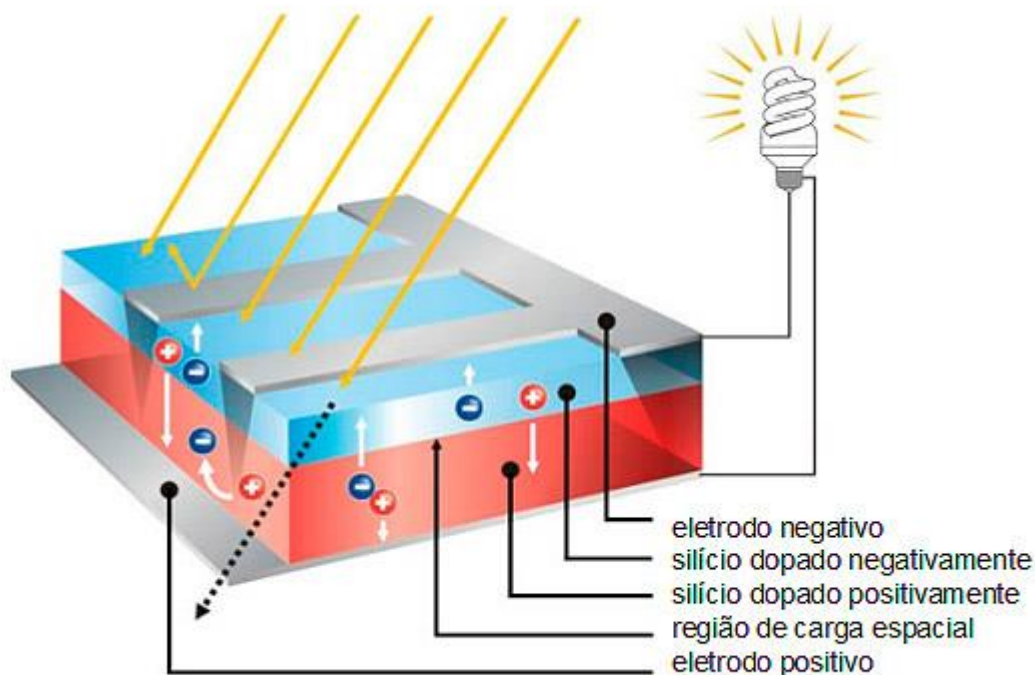
### 2.2 EFEITO FOTOVOLTAICO

O efeito fotovoltaico, responsável pela geração de tensão em células e painéis fotovoltaicos, ocorre devido às características específicas dos materiais semicondutores que são utilizados para fabricação dessas células. Um material semicondutor é um material que tem um nível de condutividade elétrica intermediário entre um material isolante e um condutor. Os materiais semicondutores mais utilizados são o silício (Si) e o germânio (Ge), devido às suas propriedades de alto nível de pureza e modelo de estrutura atômica estável (BOYLESTAD; NASHELSKY, 2013). Outros materiais semicondutores existentes são o arsenieto de gálio, telureto de cádmio, sulfeto de cobre, entre outros.

Os materiais semicondutores podem ter suas propriedades elétricas consideravelmente alteradas de modo a serem utilizados para a fabricação de um dispositivo semicondutor. Esse processo é denominado dopagem, e é responsável pela formação de um material do tipo p e um material do tipo n, posteriormente unidos para formar um dispositivo semicondutor. A dopagem é um processo que consiste na

adição de átomos de impureza a uma base semicondutora (mais comumente silício). O material do tipo n é obtido com a adição de elementos de impureza com cinco elétrons na camada de valência (pentavalente), como o arsênio ou o fósforo, que quando associados com o silício, que é tetravalente, resulta em um elétron livre que fica “solto na estrutura”. Para obtenção do material do tipo p, são introduzidos no silício átomos com três elétrons na camada de valência, como o boro ou o gálio, obtendo-se um espaço vazio chamado de lacuna. A junção de um material do tipo p com um material do tipo n resulta em um material semicondutor, que é utilizado, além de outras aplicações, para fabricação de células fotovoltaicas.

A junção de uma fina camada de Silício tipo N e uma mais espessa do tipo P formam o que é conhecido por Junção PN. Deste modo, elétrons da parte N migram para a P até atingirem o equilíbrio elétrico da junção. Ao serem expostos à luz, absorvem fótons que culminam na passagem de elétrons da camada de valência para a banda de condução dando origem a um campo elétrico interior à junção. Por consequente, uma corrente elétrica tende a atravessar a carga externa conforme a Figura 1. A variação desta corrente em relação à carga depende da intensidade luminosa disponível (TOLMASQUIN, 2003).

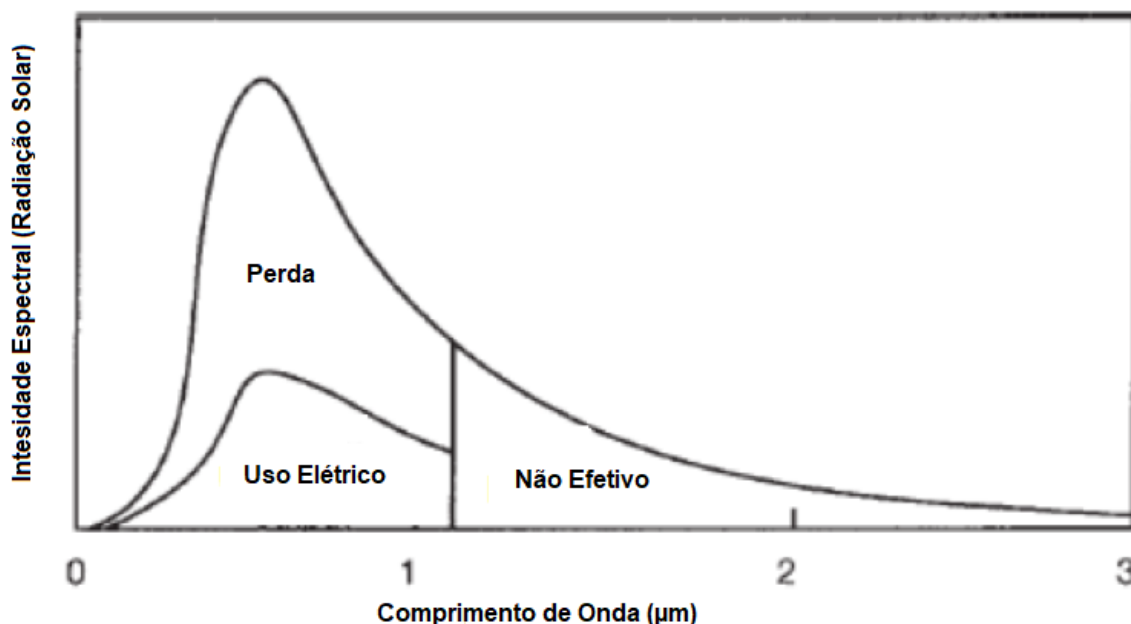


**Figura 1: Funcionamento da célula fotovoltaica**  
Fonte: Fotovoltec (2018).

Para que a reflexão da luz seja reduzida, fazendo com que uma maior quantidade de fótons atinja a junção p-n das células fotovoltaicas, uma película anti-refletores de nitreto de silício é adicionada, sobre a parte frontal do material semiconductor (ABRAÃO, 2011).

A eficiência de cada célula fotovoltaica varia de acordo com sua composição e processos construtivos. A tensão máxima gerada por uma célula de silício em circuito aberto é de aproximadamente 0,6 V. Por isso, são feitas associações série ou paralelo entre as células, para se obter valores maiores de tensão com associação em série e valores maiores de corrente com associação em paralelo (ABRAÃO, 2011).

Um fator limitante é o espectro da radiação solar: todos os fótons com energia abaixo do necessário para excitar um elétron de uma célula fotovoltaica não induzem o efeito fotovoltaico (FV) e a energia associada a estes fótons é perdida em forma de calor. O outro fator é que cada fóton excita somente um elétron e toda energia fornecida extra é também dissipada em forma de calor (MASTERS, 2004).



**Figura 2: Conversão de energia luminosa numa célula de Silício**  
Fonte: Adaptado de Espacios, 2018.

A Figura 2 mostra os fatores limitantes para o caso de uma célula de silício. Fótons com comprimento de onda maior que 1,1  $\mu\text{m}$  são incapazes de excitar elétrons

pois não possuem energia suficiente para superar os 1,12 eV ( $1\text{eV} = 1,6 \times 10^{-19}\text{J}$ ) de energia de gap do silício (energia entre a banda de valência e a banda de condução). Esta limitação é destacada na região denominada “Não efetivo” na Figura 2. Fótons com comprimento de onda menor que 1,1  $\mu\text{m}$  possuem energia além do necessário para excitar elétrons numa célula de silício. Esta energia excedente é mostrada na região “Perda” na Figura 2. (MASTERS, 2004).

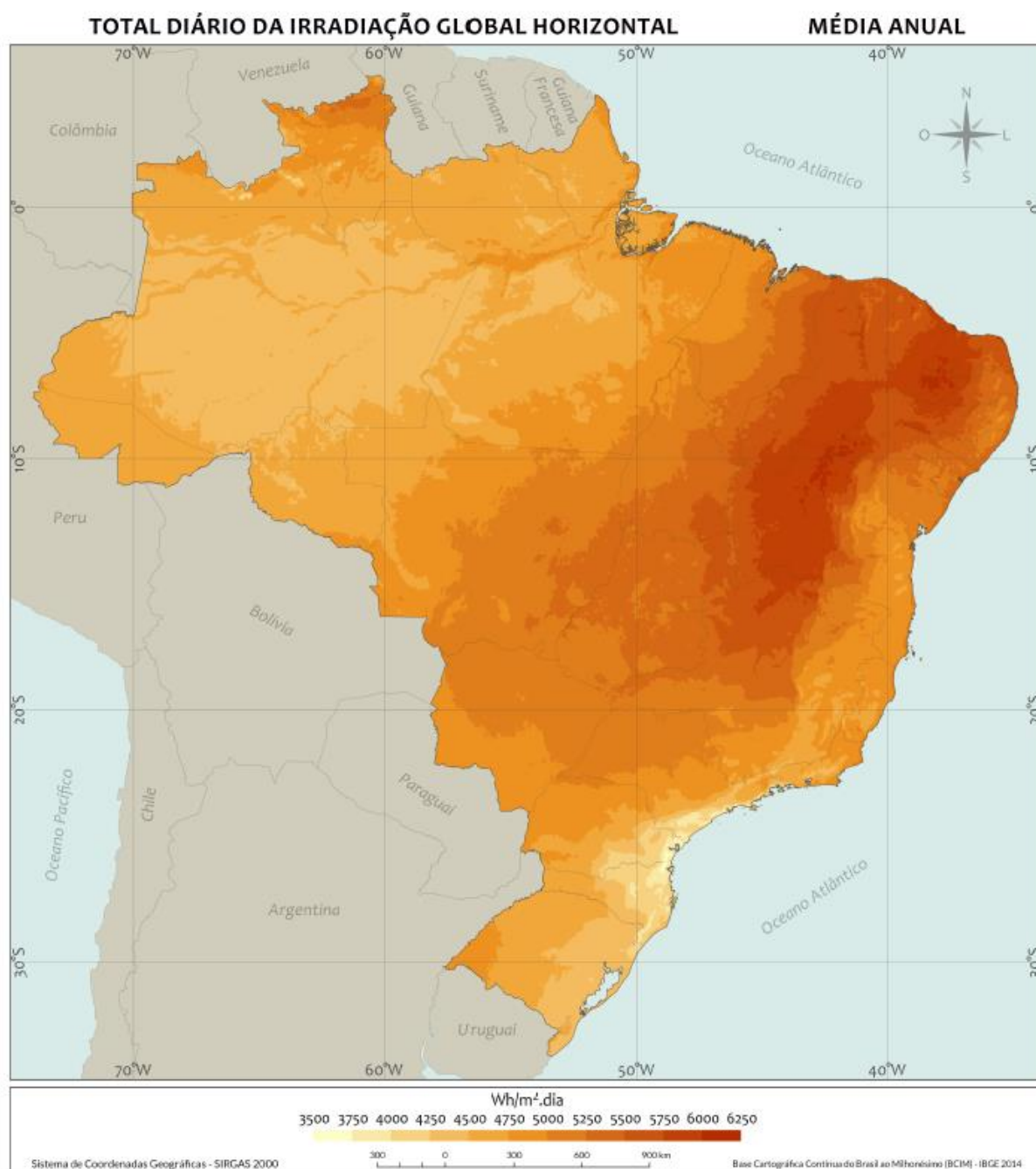
### 2.3 IRRADIAÇÃO SOLAR

O Sol fornece energia em forma de radiação que é proveniente de uma fusão atômica, que transforma os núcleos de hidrogênio em núcleos de hélio e parte da massa é transformada em energia durante esse processo. Como a distância entre a Terra e o Sol é de aproximadamente 150 milhões de quilômetros, apenas uma pequena parcela da radiação atinge a superfície terrestre e essa radiação corresponde a uma quantidade de energia de  $1 \times 10^{18}$  kWh/ano. Se toda a radiação que atinge a superfície terrestre fosse utilizada para a geração de energia elétrica, a energia gerada seria dez mil vezes superior ao consumo anual de energia mundial.

Para o aproveitamento fotovoltaico, a radiação solar que atinge a superfície terrestre pode ser decomposta em duas diferentes formas, sendo a Irradiação Global Horizontal, que é a quantidade de radiação recebida por uma superfície plana horizontal e a Irradiação Normal Direta, que é a parcela que atinge o solo diretamente, sem sofrer o efeito de reflexões (PINHO; GALDINO, 2014).

A geração de energia solar tem sua produção estreitamente relacionada à quantidade de energia que chega à superfície dos painéis fotovoltaicos. A quantidade de energia por unidade de área pode ser definida pelos termos incidência ou radiação solar.

A Figura 3 mostra o mapa do Brasil e sua respectiva Irradiação Global Horizontal diária.



**Figura 3: Mapa da irradiação solar no Brasil**  
**Fonte: Atlas Brasileiro de Energia Solar, 2017.**

A forma com que os raios solares chegam à Terra, após sofrerem reflexões e absorções na atmosfera, e a forma em que são distribuídos ao redor do globo terrestre são fatores determinantes na quantidade de energia a ser gerada. A radiação solar está correlacionada a fatores físicos do local. Conforme Steffens (2017), alguns fatores importantes são:

- Latitude: determina que a proximidade à linha do Equador garantirá maior incidência dos raios solares, haja vista que o ângulo de incidência será maior do que nos polos;
- Época do ano: devido ao movimento de translação da Terra, no inverno a inclinação do eixo terrestre não favorece o ângulo de incidência dos raios solares, mas no verão ocorre o oposto;
- Hora do dia: atrelada ao movimento de rotação, responsável pela determinação dos dias e noites, sendo que no meio dia solar é máxima a potência transferida;
- Nebulosidade: a presença de nuvens restringe a chegada de parte dos raios solares à superfície terrestre, pois causa a reflexão das ondas que incidem sobre a nuvem;
- Poluição: influencia o processo de reflexão e dispersão dos raios solares;
- Sombras: criadas pelos elementos externos que não dependem de variáveis naturais, como por exemplo os edifícios que limitam a chegada de raios solares nos painéis.

## 2.4 CLASSIFICAÇÃO DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Os sistemas fotovoltaicos podem ser classificados em três categorias principais: isolados, híbridos ou conectados à rede. A utilização de cada uma dessas opções, dependerá da aplicação ou da disponibilidade de recursos energéticos. Cada um deles poderá ser de complexidade variável, dependendo da aplicação e das restrições específicas de cada projeto (EPE, 2014).

### 2.4.1 Sistemas Isolados

Sistemas isolados, também chamados de autônomos ou independentes, não são conectados à rede elétrica de distribuição de energia das concessionárias. Por isso torna-se necessário o uso de baterias, para acumular a energia elétrica gerada. O banco de baterias, permite uma certa autonomia do sistema, em relação a

dias nublados ou com pouca produção de energia elétrica. Para o melhor funcionamento desse tipo de sistema, é necessário a instalação de controladores de carga, que garantem uma otimização do uso das baterias. No Brasil, este sistema é mais utilizado em áreas distantes, nas quais o local de consumo ou o custo para ampliação da rede de distribuição impossibilitem o fornecimento de energia elétrica da forma convencional (APOLÔNIO, 2014).

#### 2.4.2 Sistemas Híbridos

Os sistemas híbridos são formados pela combinação de várias fontes de geração de energia, como por exemplo: painéis solares, geradores eólicos, biomassa, diesel entre outros. Assim, na falta de geração de um dos sistemas, o outro complementa e assegura energia elétrica para o consumidor. Normalmente é utilizado em sistemas que atendam um maior número de usuários, e para os quais se tem a necessidade de maior garantia de fornecimento (APOLÔNIO, 2014).

#### 2.4.3 Sistemas Conectados à Rede de Distribuição

Para os sistemas distribuídos conectados à rede elétrica, diferente dos isolados, não há necessidade de elementos de armazenamento de energia. Toda a geração é entregue à carga ou à rede elétrica de distribuição (MIRANDA, 2013).

O sistema fotovoltaico conectado à rede (SFCR) é composto basicamente por duas partes: a primeira é o arranjo dos módulos fotovoltaicos, e a segunda é o sistema de conversão de energia elétrica. Este sistema de condicionamento realiza a conversão da energia de entrada que está em corrente contínua (CC), que é gerada pelos módulos, em energia de saída em corrente alternada (CA), adequada para interligação na rede elétrica de distribuição (MIRANDA, 2013).

## 2.5 ELEMENTOS QUE COMPÕEM O SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE

Desde a captação da energia radiante solar até a conversão em energia elétrica em corrente alternada, tem-se o emprego de diversas tecnologias, com as funções de captar, converter, garantir a segurança ou medir a quantidade de energia elétrica gerada.

### 2.5.1 Módulo Fotovoltaico

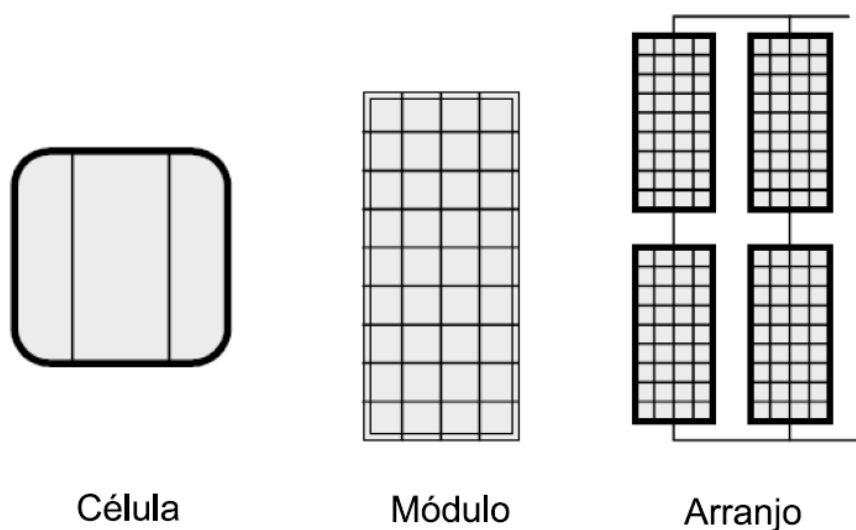
De acordo com a NBR 10899, a célula fotovoltaica é a unidade de conversão elementar de um sistema fotovoltaico, responsável por realizar a conversão de energia solar em energia elétrica. As células fotovoltaicas individualmente geram energia em tensões muito baixas, o que torna necessário a conexão delas em série para produzir uma tensão equivalente à soma das tensões individuais de cada célula.

O módulo fotovoltaico é o agrupamento de células fotovoltaicas, conectadas de forma que os módulos sejam compatíveis com a aplicação, seja um sistema fotovoltaico *on-grid* (conectado à rede) ou *off-grid* (desconectado da rede) (CRESESB, 2014).

O arranjo fotovoltaico é a associação de vários módulos em série ou paralelo. Os módulos são conectados em série para aumentar a tensão e em paralelo para aumentar a corrente, análogo ao caso da associação de células. Arranjos fotovoltaicos são compostos por combinações de módulos em série e paralelo com o objetivo de ajustar a potência fornecida à carga e podem ser vistos na Figura 4 (MASTERS, 2004).

Dentre tudo que é utilizado na geração solar fotovoltaica, os painéis solares são os integrantes principais para a conversão por efeito fotovoltaico, portanto, os componentes que recebem o maior aporte financeiro em pesquisa e desenvolvimento, tendo em vista que a eficiência destes painéis é baixa se comparada aos demais componentes de um sistema de geração solar fotovoltaico. O melhor módulo acreditado pelo INMETRO em abril de 2017, possuía 21% de eficiência energética (STEFFENS, 2017).

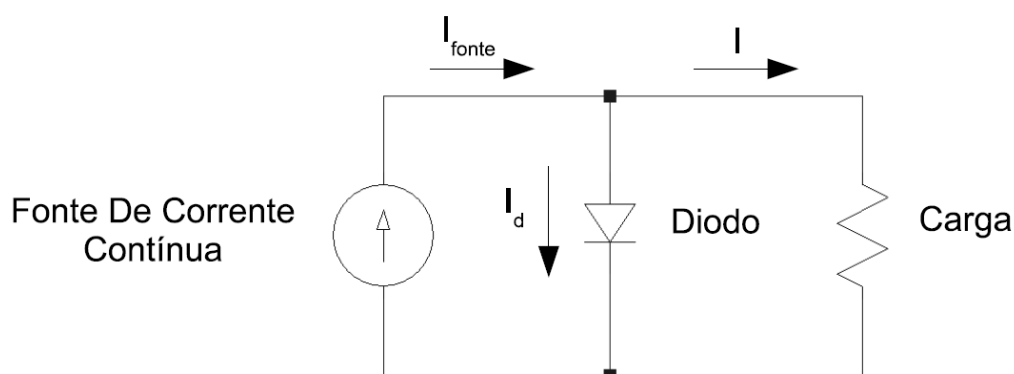




**Figura 4: Célula, módulo e arranjo fotovoltaico**  
**Fonte: Adaptado de Masters (2004).**

Dentre os painéis solares atualmente disponíveis no mercado, os módulos fotovoltaicos de Silício Policristalino, por serem mais baratos, são dominantes em número de vendas, no entanto apresentam eficiência menor (STEFFENS, 2017).

O estudo do funcionamento de uma célula fotovoltaica é realizado a partir da curva corrente-tensão ( $I$ - $V$ ). O modelo mais simples de uma célula fotovoltaica consiste em uma fonte de corrente ideal em paralelo com um diodo real (resultante da junção p-n), conforme ilustra a Figura 5.

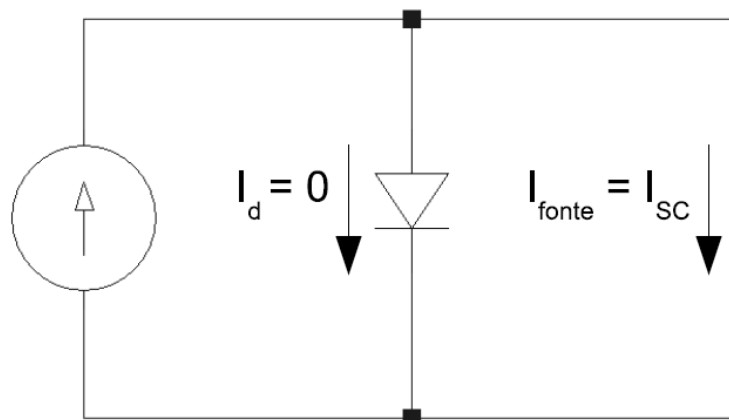


**Figura 5: Circuito equivalente simples de uma célula fotovoltaica**  
**Fonte: Adaptado de Masters (2004).**

A corrente fornecida pela fonte de corrente é proporcional à energia solar recebida pela célula. É importante obter a corrente de curto-circuito  $I_{SC}$  e a tensão de circuito aberto  $V_{OC}$  para traçar a curva  $I$ - $V$ .

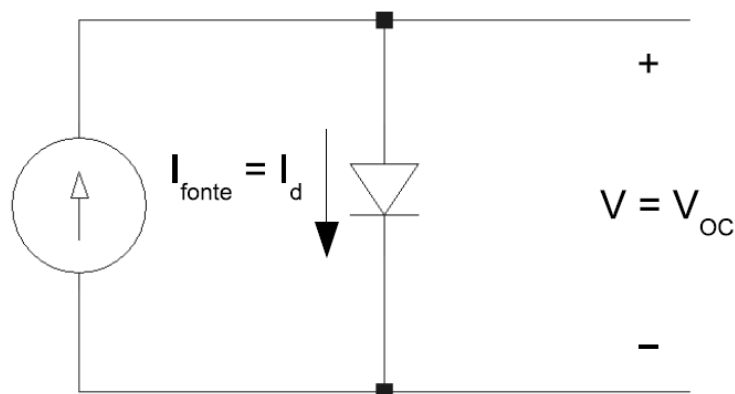
Quando os terminais da célula FV são curto-circuitados, nenhuma corrente flui através do diodo, o que implica que toda a corrente fornecida pela fonte de corrente

passa pelo curto-circuito. Sendo assim, a magnitude da corrente fornecida pela fonte de corrente deve ser igual à  $I_{SC}$ , como indicado na Figura 6.



**Figura 6: Corrente de curto-circuito**  
Fonte: Adaptado de Masters (2004).

Por outro lado, quando os terminais da célula fotovoltaica estão abertos, toda a corrente passará pelo diodo, implicado numa tensão de circuito aberto  $V_{OC}$  igual à queda de tensão causada pelo diodo, conforme ilustrado na Figura 7.



**Figura 7: Tensão de circuito aberto**  
Fonte: Adaptado de Masters (2004).

Utilizando-se a lei de Kirchhoff das correntes e a partir do circuito mostrado na Figura 5, obtém-se a equação (1):

$$I = I_{SC} - I_d \quad (1)$$

Em que  $I$  é a corrente fornecida pela célula fotovoltaica,  $I_{SC}$  é a corrente de curto circuito e  $I_d$  é a corrente do diodo.

Sabe-se que a corrente característica do diodo é descrita pela Equação (2):

$$I_d = I_0 \left( e^{\frac{qV_d}{kT}} - 1 \right) \quad (2)$$

Em que  $I_0$  é a corrente de saturação reversa,  $q$  é a carga de um elétron ( $1,602 \times 10^{-19}$  C),  $V_d$  é a tensão sobre o diodo,  $k$  é a constante de Boltzmann ( $1,381 \times 10^{-23}$  J/K) e  $T$  é a temperatura da junção p-n do diodo (MASTERS, 2004, p. 458-459). Logo, substituindo (2) em (1) obtém-se a Equação (3):

$$I = I_{SC} - I_0 \left( e^{\frac{qV_d}{kT}} - 1 \right) \quad (3)$$

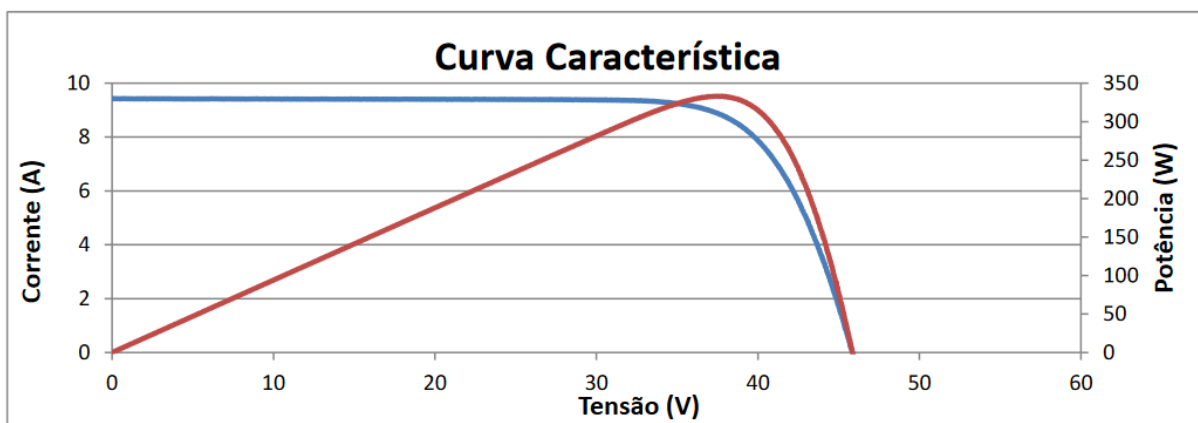
De acordo com a Equação (3), quando os terminais da célula fotovoltaica estão abertos, a corrente  $I$  se torna zero e a tensão de circuito aberto  $V_{OC}$  é obtida isolando-se  $V$  conforme mostra a Equação (4).

$$V_{OC} = \frac{kT}{q} \ln \left( \frac{I_{SC}}{I_0} + 1 \right) \quad (4)$$

A partir da Equação (3) e (4) e lembrando que  $I_{sc}$  é proporcional ao fluxo de energia solar, é possível traçar a curva  $I$ - $V$  para diferentes intensidades de luz solar recebida pela célula fotovoltaica.

A curva  $I$ - $V$  é essencial para prever o funcionamento de uma célula fotovoltaica durante o dia e para determinar o Ponto de Máxima Potência (PMP). O PMP ocorre quando o produto entre a corrente e a tensão na célula alcança o seu máximo (MASTERS, 2004).

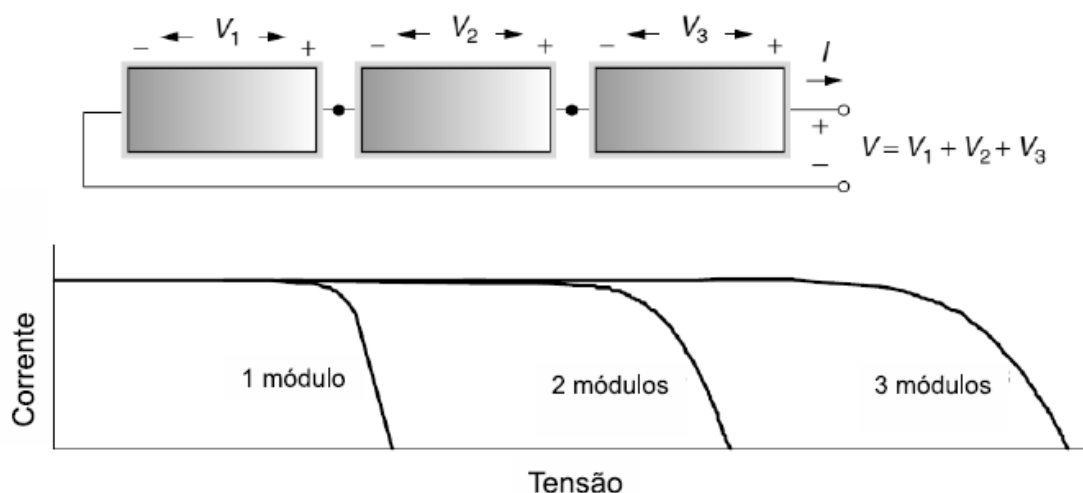
A Figura 8 mostra a curva da corrente em função da tensão (em azul) e a curva da potência elétrica (em vermelho) em função da tensão de uma célula FV de silício.



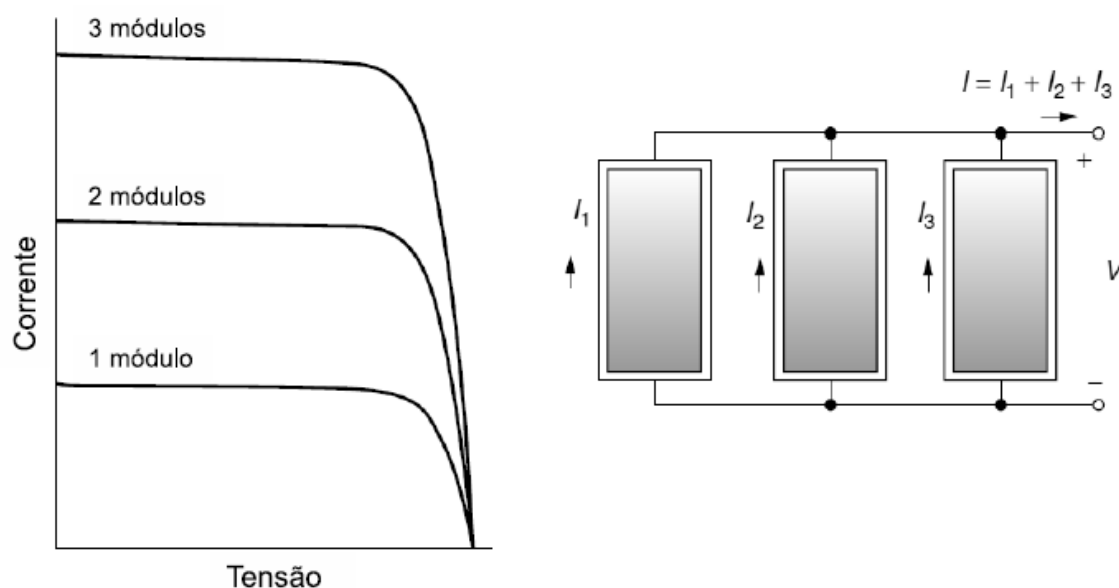
**Figura 8: Curva I-V e curva de potência elétrica em função da tensão para uma célula de silício**  
 Fonte: Aldo Componentes Eletrônicos, 2018.

Uma vez que módulos FV são o conjunto de células fotovoltaicas, a curva da corrente pela tensão de módulos é o resultado da associação em paralelo ou série de células fotovoltaicas. Assim, o traçado da curva corrente-tensão de módulos é semelhante ao de células, alterando-se somente os intervalos de corrente e tensão de acordo com o tipo de ligação. O mesmo ocorre para os arranjos que são formados por ligações de módulos em paralelo ou em série.

A Figura 9 mostra a curva I-V quando a ligação entre os módulos é feita em série (tensão aumenta) e a Figura 10 quando a ligação é em paralelo (corrente aumenta).



**Figura 9: Tensão para módulos conectados em série**  
 Fonte: Adaptado de Masters (2004).



**Figura 10: Corrente para módulos conectados em paralelo**  
**Fonte: Adaptado de Masters (2004).**

A diminuição da taxa de radiação recebida pelo módulo pode ser causada por sombreamento das células, sujeira depositada sobre os módulos entre outros fatores. Além de perda de potência do módulo fotovoltaico, ainda existe o risco de danos aos módulos parcialmente sombreados, uma vez que a potência elétrica gerada não está sendo entregue para o consumo e é dissipada no módulo afetado. Esse problema pode causar um intenso calor sobre a célula afetada, podendo causar a ruptura do vidro e fusão de polímeros e metais. Esse problema também é conhecido como ponto quente da célula fotovoltaica.

### 2.5.2 Inversores

Os inversores são dispositivos utilizados para conversão de energia elétrica em corrente contínua (CC) em energia elétrica em corrente alternada (CA), possibilitando assim a alimentação de cargas CA. De um modo geral, inversores para conexão com a rede elétrica, com potências individuais de até cerca de 5 kW têm saída monofásica. A partir dessa potência, é mais comum utilizar inversores com saída trifásica (CRESESB, 2014).

Uma função de grande importância para inversores de sistemas FV é o Seguimento do Ponto de Máxima Potência (SPMP), também conhecido como

*Maximum Power Point Tracker (MPPT)*. A variação de irradiação durante o dia e ocasionais sombreamentos causados por nuvens fazem com que o PMP da curva  $I-V$  se desloque ao longo do dia. O SPMP permite que, por meio de conversores estáticos CC-CC instalados no inversor, o arranjo FV sempre opere na tensão de máxima potência e conseqüentemente maximize a transferência de potência do sistema FV (CRESESB, 2014).

### 2.5.3 Medidores Bidirecionais

Os medidores bidirecionais não fazem parte e não são essenciais para o funcionamento de sistemas fotovoltaicos. Porém são exigidos por norma e possibilitam a visualização do fluxo da energia que está sendo consumida pela carga e produzida pelo SFCR. Estes medidores são instalados apenas em sistemas conectados à rede (FIGUEIRA, 2014).

### 2.5.4 Quadros de Ligação

Para arranjos com mais de uma fileira (do inglês, *string*), as conexões em paralelo entre os circuitos destas *strings*, devem ser feitas dentro de um quadro de conexões, juntamente com as proteções em CC, por exemplo, dispositivo de proteção contra surtos, seccionadores, fusíveis de fileira. Esses quadros devem possuir índice de proteção adequado ao ambiente, e conexão ao equipotencial ou condutor de terra ligado à carcaça do quadro (FIGUEIRA, 2014).

## 2.6 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A Geração Distribuída (GD), é um conceito relativamente novo. Diferencia-se da geração centralizada por entregar a energia diretamente à rede de distribuição, ou onde o consumidor final está localizado. A GD não está associada a uma única fonte de energia primária ou a uma única tecnologia. O Brasil seguiu a tendência

mundial, reestruturando o setor elétrico e as instituições envolvidas com geração, transmissão e distribuição de energia (ANEEL, 2012).

O art. 14 do decreto Nº 5.163 de 30 de julho de 2004, que regula a comercialização de energia elétrica no Brasil, define Geração Distribuída como “a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários permissionários ou autorizados, [...], conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador” (CASA CIVIL, 2018).

Globalmente, a GD tem crescido constantemente. De acordo com Owens (2014), 30 bilhões de dólares foram investidos mundialmente em GD no ano de 2000 e a GD estava crescendo numa taxa de 47 GW por ano. Em 2012, 150 bilhões foram investidos e a GD crescia numa taxa de 142 GW por ano. Em 2020 espera-se que 205 bilhões de dólares sejam investidos mundialmente em GD e que a taxa de crescimento seja de 200 GW por ano. A Tabela 1 mostra os dados citados comparados com o crescimento da geração de energia convencional.

**Tabela 1: Crescimento da geração distribuída no mundo**

	2000	2012	2020	Taxa de Crescimento Média 2012 – 2020 (%)
<b>Acréscimo de Potência Geração Convencional (GW/ano)</b>	180	272	272	2,8
<b>Acréscimo de Potência Geração Distribuída (GW/ano)</b>	47	142	200	4,4
<b>Porção Geração Distribuída no Acréscimo de Potência (%)</b>	21	39	42	-
<b>Investimento em Geração Distribuída (Bilhão USD)</b>	\$30	\$150	\$205	4,0

Fonte: Owens, 2014.

## 2.7 RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482/2012

A Resolução Normativa Nº 482/2012 na ANEEL, alterada pela Resolução Normativa ANEEL Nº 687/2015, regulamenta a conexão de sistemas de GD à rede de distribuição de energia elétrica e estabelece o sistema de compensação de energia elétrica.

Dois tipos de GD são definidos: A microgeração distribuída e a minigeração distribuída. Ambos são sistemas de geração que estão conectados à rede de

distribuição através de unidades consumidoras (UC). Microgeração distribuída é uma unidade geradora de energia elétrica com potência instalada menor ou igual a 75 kW que utiliza cogeração qualificada ou fontes renováveis na geração de energia. A definição de minigeração distribuída é similar à definição de microgeração distribuída, alterando-se somente a faixa de potência da unidade geradora, a qual é de potência instalada superior que 75 kW e menor ou igual a 3 MW, no caso de fontes hídricas, e potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada e demais fontes de energia renovável.

As distribuidoras de cada estado são responsabilizadas na resolução por elaborar e revisar normas técnicas. Estas normas técnicas devem adequar a conexão dos sistemas de micro e minigeração à rede de distribuição, assim como definir as responsabilidades dos utilitários desta modalidade de geração e das próprias distribuidoras, obedecendo os prazos e condições delineadas na resolução.

Toda energia gerada pelos sistemas de micro e minigeração que não é consumida pela unidade consumidora é injetada na rede de distribuição. Os créditos então são gerados tendo como base o excedente de energia, o qual é equivalente à diferença positiva entre a energia injetada e a energia consumida (ou seja, caso a unidade consumidora tenha consumido mais energia do que tenha injetado, não haverá excedente de energia). Estes créditos tem validade de até 60 meses depois da data em que foram gerados e podem ser utilizados para abater faturas dos meses seguintes. No entanto, os créditos não podem ser utilizados para abater o custo de disponibilidade de energia, fazendo com que o valor mínimo da fatura seja sempre equivalente a este custo.

O custo de disponibilidade de energia é cobrado toda vez que a unidade consumidora consome, da concessionária, um valor de energia abaixo de um mínimo estabelecido pela Resolução Normativa Nº 414 da ANEEL, conforme Tabela 2.

**Tabela 2: Taxa de disponibilidade**

<b>Entrada de Energia</b>	<b>Taxa de disponibilidade (kWh/mês)</b>
Monofásica	30
Bifásica	50
Trifásica	100

**Fonte: Elco Solar, 2017**



### 3 METODOLOGIA

O dimensionamento de um sistema FV envolve diversas variáveis, tais como orientação e inclinação dos módulos, área disponível para a instalação do sistema, níveis de irradiação do local de instalação ao decorrer do ano e demanda que o sistema FV irá atender (CRESESB, 2014).

#### 3.1 IRRADIAÇÃO SOLAR EM VIADUTOS - RS

O levantamento solarimétrico é de extrema importância para o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos, pelo fato de indicar a disponibilidade de irradiação solar no local em análise. O valor de irradiação solar depende da localidade onde se deseja instalar o sistema, de modo que para a avaliação do potencial de energia solar fotovoltaica disponível, é necessário quantificar a radiação solar incidente. Para tal procedimento pode ser utilizado o piranômetro, que é um sensor utilizado para aferir a irradiação solar que atinge a superfície terrestre. Entretanto, no caso de instalação de GD de baixa potência a utilização de sensores não é viável, devido ao tempo necessário para realizar as medidas, visto que o perfil de irradiação solar varia no decorrer do ano, e uma análise por meio de sensor deve reunir informações de no mínimo um ano. Desse modo, normalmente para sistemas de baixa potência, utilizam-se informações de sites ou *softwares* específicos para estimar os valores de irradiação solar no local de análise.

A localização dos aviários deste trabalho é no interior do município de Viadutos no Rio Grande do Sul, e os dados sobre a irradiação global horizontal do local são apresentados na Tabela 3.

**Tabela 3: Irradiação solar e temperatura média para Viadutos – RS.**

<b>Mês</b>	<b>Radiação Global Horizontal (kWh/m<sup>2</sup>/dia)</b>	<b>Temperatura Ambiente (°C)</b>
Janeiro	6,18	23,35
Fevereiro	5,61	22,72
Março	5,05	21,94
Abril	3,92	19,39
Mai	3,26	15,74
Junho	2,78	14,41
Julho	3,06	14,14
Agosto	3,81	16,49
Setembro	4,30	18,05
Outubro	5,22	20,28
Novembro	6,20	21,55
Dezembro	6,37	23,09
<b>Média</b>	<b>4,65</b>	<b>19,26</b>

**Fonte: Adaptado de NASA, 2018**

Outra fonte utilizada para analisar a irradiação solar na localidade dos aviários é a Global Solar Atlas, que está disponível no endereço <http://globalsolaratlas.info/> e informa a irradiação global horizontal por dia baseado no endereço informado. Para o município de Viadutos, a GHI (*Global Horizontal Irradiation*) é de 4,849 kWh/m<sup>2</sup> por dia, valor compatível com o fornecido pela NASA (*National Aeronautics and Space Administration*) que é de 4,65 kWh/m<sup>2</sup>. Para fins de dimensionamento do sistema será utilizado como fonte a NASA por informar a irradiação média de cada mês, possibilitando prever a variação da geração no decorrer do ano.

Para se obter a máxima geração de energia ao longo de um ano, o arranjo FV deve estar orientado em direção à linha do equador. No caso do hemisfério sul, o arranjo deve estar orientado para o norte. Além disso, o ângulo de inclinação do arranjo deve corresponder à latitude do local onde o sistema FV será instalado. No entanto, variações pequenas no ângulo de inclinação não influenciam significativamente a geração de energia do arranjo fotovoltaico, admitindo-se uma variação no ângulo de até 10° (CRESESB, 2014).

### 3.2 DEFINIÇÃO DOS AVIÁRIOS

Neste trabalho serão utilizados como localidade para o estudo de dois aviários localizados na mesma propriedade no interior do município de Viadutos no Rio Grande do Sul. Apesar de estarem em mesma propriedade e serem ambos do tipo convencional, eles diferem entre si em tamanho e orientação.

O aviário 1, localizado próximo à casa, possui 80 metros de comprimento e 12 metros de largura e está disposto de forma que seu telhado, com inclinação de aproximadamente  $25^\circ$ , tenha orientação norte/sul, ou seja, uma face é voltada em direção ao norte, enquanto a outra face do telhado possui inclinação para o sul. O aviário 2 possui 120 metros de comprimento e 12 metros de largura e seu telhado tem orientação noroeste/sudeste com a mesma inclinação do aviário 1.

Conforme citado em 3.1, a orientação dos painéis solares deve ser em direção ao norte e o aviário 1 possui uma face do telhado que atende este requisito para maximizar a geração do sistema fotovoltaico, e por isso será o local escolhido para a instalação do sistema.

### 3.3 INCLINAÇÃO DOS PAINÉIS FOTOVOLTAICOS

A inclinação ideal para um sistema fotovoltaico depende da localização geográfica pois corresponde à latitude do local de instalação, conforme visto em 3.1. Admite-se ainda pequenas variações positivas ou negativas nesse ângulo, sendo que o grau mínimo de inclinação é de  $10^\circ$  para que impurezas não se acumulem na superfície do painel fotovoltaico. A localização de Viadutos é exibida na Tabela 4:

**Tabela 4: Localização de Viadutos - RS**

Cidade	Latitude	Longitude
Viadutos – RS	$-27,62^\circ$	$-52,00^\circ$

**Fonte: Autoria própria.**

Como a inclinação ideal para o sistema corresponde à latitude de  $27,62^\circ$  e admite-se pequenas variações nesse valor, a inclinação de instalação dos painéis irá acompanhar a inclinação do telhado que é de aproximadamente  $25^\circ$ .

### 3.4 ÁREA DISPONÍVEL

Para calcular a área total disponível em cada aviário, dividiu-se o telhado em duas abas de igual tamanho. Em cada aba a área corresponde à multiplicação do comprimento do aviário pela largura do telhado. A largura de cada telhado, levando em consideração a inclinação, é dada pela Equação (5):

$$L = \frac{X}{\cos(\theta)} \quad (5)$$

Onde L é a largura da aba do telhado, X é a metade da largura do aviário e  $\theta$  é o ângulo de inclinação da cobertura. Aplicando a Equação 5 para os valores do aviário 1, encontra-se a largura de 6,62 metros para cada aba do telhado. Logo, multiplicando o comprimento do aviário 1 que é de 80 metros pela largura de cada aba 6,62 metros, encontra-se a área de cada aba sendo 529,60 m<sup>2</sup>. Sendo assim, a área total disponível de telhado do aviário 1 é duas vezes o valor de cada aba, pois o telhado é simétrico, ou seja, 1059,20 m<sup>2</sup>.

Para o aviário 2 a largura do telhado é a mesma do aviário 1, visto que a largura do aviário e a inclinação do telhado são os mesmos. A área total de cada aba do aviário 2 é encontrada pela multiplicação do comprimento de 120 metros pela largura de cada aba de 6,62 metros, que resulta num valor de 794,40 m<sup>2</sup>, ou seja, a área total disponível do aviário 2 é de 1588,80 m<sup>2</sup> visto que o telhado é simétrico.

Por fim, a área total disponível de telhado para a instalação das placas solares é dada pela soma das áreas disponíveis em cada aviário. O valor encontrado é de 2648 m<sup>2</sup> desconsiderando ainda a área de telhado da residência existente na propriedade. Conforme citado em 3.2, a preferência da instalação das placas será na aba norte do aviário 1 por motivo de otimização da irradiação solar recebida ao longo do dia. Caso seja necessário maior área, as outras abas podem ser utilizadas.

### 3.5 DEMANDA A SER ATENDIDA

Para dimensionar a potência do sistema a ser instalado é necessário fazer o levantamento do consumo do local, e para isso o histórico de consumo de 12 meses é utilizado.

Na propriedade em questão, existem duas Unidades Consumidoras (UC), uma mais antiga que atende a casa e o aviário 1 e que será chamada de Unidade Consumidora 1 (UC1), e outra mais recente que foi instalada junto com o aviário 2 que atende exclusivamente o aviário 2 e será chamada de Unidade Consumidora 2 (UC2). Ambas as entradas são monofásicas 220V. O consumo em kWh de cada UC é exibido nas Tabelas 5 e 6.

**Tabela 5: Consumo da UC 1**

<b>Mês</b>	<b>Consumo (kWh)</b>
Agosto/2018	1071
Julho/2018	1072
Junho/2018	235
Mai/2018	1126
Abril/2018	1124
Março/2018	2289
Fevereiro/2018	1108
Janeiro/2018	1105
Dezembro/2017	1162
Novembro/2017	1089
Outubro/2017	1084
Setembro/2017	363
<b>Média</b>	<b>1104</b>

Fonte: Aatoria própria.

**Tabela 6: Consumo da UC 2**

<b>Mês</b>	<b>Consumo (kWh)</b>
Agosto/2018	640
Julho/2018	633
Junho/2018	0
Mai/2018	641
Abril/2018	637
Março/2018	2082
Fevereiro/2018	623
Janeiro/2018	791
Dezembro/2017	626
Novembro/2017	551
Outubro/2017	550
Setembro/2017	0
<b>Média</b>	<b>632</b>

Fonte: Aatoria própria.

Analisando os dados das Tabelas 5 e 6, nota-se que o consumo diminuiu consideravelmente nos meses de julho/2018 e setembro/2017 para ambas as UCs, vindo a zerar na UC onde só existe o aviário 2. Em ambos os períodos, o motivo foi que os aviários estavam vazios e foram situações que não costumam ocorrer normalmente. O mês de março/2018 teve um consumo muito maior que o normal, e em conversa com a proprietária dos aviários o motivo apresentado foi o excesso de calor durante o período e a ventilação do aviário foi acionada durante períodos noturnos também. Nos três períodos apresentados ocorreram situações incomuns e que por isso são desconsiderados no cálculo da média de consumo mensal.

### 3.6 POTÊNCIA DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

Para encontrar a potência de pico do gerador fotovoltaico será utilizada a Equação (6):

$$P = \frac{C_{at}}{R * PR * 30} \quad (6)$$

Onde P representa a potência de pico do sistema a ser encontrada,  $C_{at}$  o consumo a ser atendido em kWh por mês, R a irradiação para a localidade e PR a constante *Performance Ratio* que representa o desempenho global do sistema, descontando as perdas nos componentes dos inversores, nos condutores, entre outros e 30 é o número de dias do mês (ELCO SOLAR, 2017).

O número de módulos necessários para o sistema fotovoltaico é determinado dividindo-se a potência total do arranjo pela potência individual do módulo FV, uma vez que a potência resultante da conexão entre vários módulos será a soma das potências de cada módulo. Logo, obtém-se o número de módulos através da Equação (7):

$$N^{\circ} \text{ de módulos} = \frac{P_{FV}}{\text{Potência do módulo}} \quad (7)$$

### 3.7 COMPATIBILIDADE ENTRE MÓDULO E INVERSOR FOTOVOLTAICO

Para garantir que a operação do arranjo fotovoltaico não danifique o inversor, é necessário que alguns critérios relacionados à corrente, tensão e temperatura sejam atendidos.

#### 3.7.1 Tensão de entrada do inversor

A tensão de entrada do inversor não pode ultrapassar o valor especificado pelo fabricante em nenhuma circunstância, pois a sobretensão na entrada do equipamento pode danificá-lo.

A tensão de entrada é equivalente à soma da tensão dos módulos conectados em série. A máxima tensão na entrada do inversor é verificada quando os módulos se encontram em circuito aberto, a qual é denominada de tensão de circuito aberto ( $V_{OC}$ ). Deve-se também levar em consideração que a tensão de circuito aberto sobre uma célula fotovoltaica é inversamente proporcional à variação de temperatura (CRESESB, 2014). A Equação (8) mostra a relação entre a temperatura e a tensão de circuito aberto numa célula fotovoltaica:

$$V_{OC}(T) = V_{OC_{STC}} * (1 + \beta_{V_{OC}} * (T - 25)) \quad (8)$$

Em que  $V_{OC}(T)$  é a tensão de circuito aberto em uma determinada temperatura,  $V_{OC_{STC}}$  é a tensão de circuito aberto da célula fotovoltaica em condições padrão de ensaio,  $\beta_{V_{OC}}$  é o coeficiente de variação de tensão de circuito aberto com a temperatura e  $T$  é a temperatura da célula fotovoltaica (CRESESB, 2014). A tensão  $V_{OC_{STC}}$  e o coeficiente  $\beta_{V_{OC}}$  são fornecidos na folha de dados (*datasheet*) do módulo.

### 3.7.2 Faixa de operação do seguimento de ponto máximo de potência do inversor

Para a geração de máxima potência, os módulos operam em uma tensão de máxima potência  $V_{MP}$ . Quando conectados em série, a soma das tensões deve se encontrar na faixa de operação do SPMP do inversor, caso contrário, a eficiência do sistema diminuirá (CRESESB, 2014). Deve-se enfatizar também que a tensão de máxima potência dos módulos está sujeita a variações de acordo com a temperatura. Portanto, deve-se determinar o número mínimo de módulos que podem ser conectados em série com o inversor, assim como o número máximo, de acordo com a Equação (9):

$$\frac{V_{min_{SPMP}}}{V_{mp_{TMáx}}} < N^{\circ} \text{ de módulos em série} < \frac{V_{max_{SPMP}}}{V_{mp_{Tmin}}} \quad (9)$$

Em que  $V_{min_{SPMP}}$  é a tensão mínima de SPMP,  $V_{max_{SPMP}}$  é a tensão máxima de SPMP,  $V_{mp_{TMáx}}$  é a tensão de máxima potência na maior temperatura de operação prevista e  $V_{mp_{Tmin}}$  é a tensão de máxima potência na menor temperatura de operação prevista (CRESESB, 2014). As tensões  $V_{min_{SPMP}}$  e  $V_{max_{SPMP}}$  são fornecidas pelo fabricante do inversor. Já as tensões  $V_{mp_{TMáx}}$  e  $V_{mp_{Tmin}}$  podem ser obtidas de maneiras similar a  $V_{OC}(T)$ , através da Equação (10):

$$V_{mp}(T) = V_{mp_{STC}} * \left( 1 + \beta_{Vmp} * (T - 25) \right) \quad (10)$$

Em que  $V_{mp}(T)$  é a tensão de máxima potência em uma determinada temperatura,  $V_{mp_{STC}}$  é a tensão de máxima potência em condições padrão de ensaio,  $\beta_{Vmp}$  é o coeficiente de variação de tensão de máxima potência com a temperatura e  $T$  é a temperatura da célula. Utilizando as máximas e mínimas temperaturas registradas no local de operação, obtém-se  $V_{mp_{TMáx}}$  e  $V_{mp_{Tmin}}$ , respectivamente (CRESESB, 2014). A tensão  $V_{mp_{STC}}$  e o coeficiente  $\beta_{Vmp}$  são fornecidos na folha de dados (*datasheet*) do módulo.



### 3.7.3 Corrente contínua máxima no inversor

Semelhante ao caso da tensão de entrada do inversor, a corrente contínua que flui pela entrada do inversor deve respeitar o valor estabelecido pelo fabricante para garantir que o equipamento não seja danificado. O valor de máxima corrente contínua de entrada se verifica ao somar as correntes provenientes de cada *string*. O módulo FV fornece a máxima corrente possível ao inversor quando os terminais do módulo se encontram em curto-circuito. O número máximo de *strings* é verificado através da Equação (11):

$$N^{\circ} \text{ de strings} = \frac{I_{iMAX}}{I_{SC}} \quad (11)$$

Em que  $I_{iMAX}$  é a corrente contínua máxima de entrada e  $I_{SC}$  é a corrente de curto-circuito do módulo nas condições padrão de ensaio.

## 3.8 PROTEÇÃO

Pelo fato dos sistemas fotovoltaicos gerarem energia em corrente contínua CC e injetarem essa energia na rede em corrente alternada CA por meio do inversor, existem dois tipos de proteção, a proteção CC e a CA.

A proteção CC fica localizada entre as *strings* e a entrada do inversor, e é composta por disjuntor CC que protege contra sobrecargas e para que seja possível desconectar o sistema para eventuais manutenções, e por Dispositivos De Proteção contra Surto, também conhecidos por DPS, que tem como função a proteção do sistema contra sobretensões transitórias provenientes de descargas atmosféricas. Muitos inversores no mercado possuem proteção contra surto e sobrecarga, eliminando a necessidade de instalar a proteção CC.

A proteção em CA está localizada após a saída do inversor e antes do quadro de distribuição e é composta geralmente por disjuntor CA e DPS.

### 3.9 VIABILIDADE ECONÔMICA

Um dos principais estudos a serem feitos após o dimensionamento do sistema fotovoltaico é o estudo de viabilidade econômica. Nesse estudo se faz uma relação entre os custos com o sistema e os ganhos. Geralmente se faz a análise com um intervalo de tempo de 25 anos (ELCO SOLAR, 2017).

#### 3.9.1 Custos

Entre os custos considerados em uma instalação de um sistema fotovoltaico estão:

- Investimento do sistema (I): valor em reais destinado à compra de equipamentos, materiais e acessórios e contratação de projeto, serviço de instalação e comissionamento.
- Manutenção ( $M_n$ ): valor estimado para limpeza anual dos módulos. Como geralmente os módulos são instalados sobre o telhado, é importante contratar um serviço especializado de limpeza que aja conforme as normas de segurança para trabalhos em altura. Para o primeiro ano tem-se somente a taxa relativa ao investimento (geralmente 0,5%). Porém, para os anos seguintes utiliza-se a manutenção do ano anterior com o reajuste da inflação.

O cálculo do custo com manutenção do primeiro ano é calculado conforme mostra a Equação (12):

$$M_1 = I * \frac{T_m}{100\%} \quad (12)$$

Onde  $M_1$  representa o custo com manutenção do ano 1, I representa o investimento inicial e  $T_m$  representa a taxa de manutenção anual. Para o cálculo do custo com manutenção para os anos seguintes é utilizada a Equação (13):

$$M_{2,3,\dots,25} = \frac{100 + T_i}{100} * M_{n-1} \quad (13)$$

Em que  $T_i$  representa a taxa de inflação anual. O cálculo é feito para 25 anos considerando que o inversor é o equipamento com menor vida útil do sistema e deve ser trocado após esse período (ELCO SOLAR, 2017).

### 3.9.2 Energia Gerada

O cálculo da energia gerada pelo sistema fotovoltaico remete ao somatório da geração de cada ano considerando as perdas de eficiência do módulo fotovoltaico. Para encontrar a geração de energia do primeiro ano será utilizada a Equação (14):

$$E_1 = P * R * PR * 30 * 12 \quad (14)$$

Em que P representa a potência de pico do sistema, R a irradiação solar do local e PR o coeficiente de perdas (geralmente 0,75). Para o cálculo da energia gerada nos anos seguintes é considerada uma taxa de degradação  $T_d$  de 2,5% para o final do primeiro ano e 0,7% para os anos seguintes. A Equação (15) representa como é feito o cálculo:

$$E_{2,3,\dots,25} = \frac{100 - T_d}{100} * E_{n-1} \quad (15)$$

### 3.9.3 Economia

A economia obtida é vista como quanto o proprietário iria pagar caso a energia gerada fosse comprada da concessionária, ou seja, é quanto ele vai deixar de pagar para a concessionária quando instalar o sistema fotovoltaico. A economia obtida no primeiro ano é representada pela Equação (16):

$$V_{e1} = T_{Cn} * E_1 \quad (16)$$

Em que  $V_{e1}$  é o valor economizado em reais e  $T_{Cn}$  é a tarifa de consumo de energia cobrada pela concessionária no ano  $n$ . Para encontrar a tarifa paga nos anos seguintes é utilizada a Equação (17):

$$T_{Cn} = \frac{100 + T_i}{100} * T_{Cn-1} \quad (17)$$

Sendo  $T_i$  a taxa de inflação anual. A economia obtida a partir do segundo ano leva em consideração a taxa de depreciação dos módulos e a taxa de inflação anual da tarifa e é calculada como mostra a Equação (18):

$$V_{e2,3,\dots,25} = T_{Cn} * E_n \quad (18)$$

Onde  $E_n$  é dado pela Equação (15).

### 3.9.4 Payback

O cálculo de tempo de retorno do investimento, também chamado de *payback*, representa quanto tempo o sistema demora para se pagar e é feito considerando as economias obtidas com o sistema e os gastos envolvidos. Para calcular o tempo de retorno do investimento é necessário utilizar o fluxo de caixa e o fluxo de caixa acumulado. O fluxo de caixa é dado pela Equação (19):

$$F_n = V_e - M_n \quad (19)$$

Sendo  $V_e$  dado pela Equação (18) e  $M_n$  pela Equação (13). A Equação (20) representa o fluxo de caixa acumulado:

$$F_{AC} = \sum_{n=1}^n F_n - I \quad (20)$$

Deve-se fazer este cálculo ano a ano, até que o valor do fluxo de caixa acumulado se torne positivo. O ano em que ele ficar positivo é o ano no qual o sistema se pagou (ELCO SOLAR, 2017).

### 3.9.5 Valor Presente Líquido

O Valor Presente Líquido (VPL) é um dos indicadores de viabilidade econômica mais utilizados, o qual subsidia a decisão de aceitar ou recusar a execução do projeto.

O VPL determina o retorno do investimento convertendo os fluxos de caixa a valores presentes menos o valor do investimento, após comparar com a taxa de outro investimento alternativo. Esse investimento alternativo possui uma taxa de retorno chamada de Taxa Mínima de Atratividade (TMA).

A TMA pode ser a taxa de remuneração de outro projeto que uma empresa ou pessoa física possa investir, definido por custo de oportunidade, ou também como a taxa de remuneração de investimentos como caderneta de poupança ou fundo de investimento. O cálculo é feito com a Equação (21):

$$VPL = -I + \sum_{n=1}^n \frac{F_n}{(1 + TMA)^t} \quad (21)$$

## 4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

### 4.1 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

O sistema que será dimensionado tem objetivo de atender toda a demanda da propriedade e por isso as médias de consumo das duas UCs apresentadas na seção 3.5 são somadas resultando num consumo médio da propriedade de 1736 kWh.

Como as duas UCs são monofásicas, desconta-se a taxa mínima de 30 kWh de cada UC, conforme citado na seção 2.7, totalizando uma redução de 60 kWh na média de consumo, resultando num valor de 1676 kWh a ser gerado pelo sistema fotovoltaico.

Para encontrar a potência de pico do sistema necessária para gerar esse montante de energia foi utilizada a Equação (6) que leva em consideração o consumo a ser atendido de 1676 kWh e a irradiação R do local de 4,65 kWh/m<sup>2</sup> resultando em 16,02 kWp de potência nominal.

### 4.2 ESCOLHA DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Com a potência total do sistema já definida, o próximo passo é definir qual tipo de módulo fotovoltaico será utilizado. Para isso foi feita uma comparação com cinco diferentes modelos que são exibidos na Tabela 7.

**Tabela 7: Comparação entre painéis fotovoltaicos**

Fabricante	Yingli	Canadian	BYD	Q Cells	Risen
<b>Potência (Wp)</b>	320 Wp	325 Wp	330 Wp	330 Wp	330 Wp
<b>Eficiência (%)</b>	16,5%	16,72%	16,7%	16,9%	17,10%
<b>Preço (R\$)</b>	R\$729,00	R\$ 729,00	R\$ 869,00	R\$ 879,00	R\$ 870,00
<b>Preço Específico (R\$/W)</b>	2,27	2,24	2,63	2,66	2,63
<b>Referência</b>	Neosolar	Minha Casa Solar	Aldo	Aldo	Renovigi

Fonte: Autoria própria, 2018

Levando em consideração o menor preço específico e a confiança na marca, os módulos fotovoltaicos escolhidos para este trabalho serão os da Canadian Solar de modelo CS6U-325P com potência de 325 Wp. Eles possuem certificação INMETRO com nota A e 10 anos de garantia contra defeitos de fabricação. As especificações técnicas do módulo escolhido são exibidas na Tabela 8.

**Tabela 8: Especificações técnicas módulo fotovoltaico CS6U-325P Canadian Solar.**

Potência Máxima ( $P_{MÁX}$ )	325 W
Tensão ótima de operação ( $V_{MP}$ )	37,0 V
Corrente ótima de operação ( $I_{MP}$ )	8,78 A
Tensão de circuito aberto ( $V_{OC}$ )	45,5 V
Corrente de curto-circuito ( $I_{SC}$ )	9,34 A
Eficiência do módulo	16,72 %
Temperatura de operação	-40°C ~ + 85°C
Tensão máxima do sistema	1000 V
Tolerância de potência	0 ~ + 5 W
Tipo da célula	Silício Policristalino
Dimensões	1960 x 992 x 40 (mm)
Peso	22,4 kg
Proteção frontal	3,2 mm de vidro temperado

Fonte: Adaptado de Canadian Solar, 2018

Todas as informações da Tabela 8 foram encontradas sob condições padrões de teste conforme manual técnico do módulo presente no Anexo A deste trabalho.

Em posse das informações de potência total do sistema e potência individual de cada placa, é possível determinar o número de módulos que devem ser utilizados por meio da Equação (7), resultando em 49,29 painéis fotovoltaicos. Como é um item que não pode ser fracionado, o resultado é arredondado para cima resultando em uma potência de 16,25 kWp com 50 módulos fotovoltaicos.

### 4.3 ESCOLHA DO INVERSOR

Sabendo a potência total do sistema, é possível encontrar um inversor que atenda aos requisitos de projeto. Como a rede é monofásica e a grande maioria dos inversores de 15 kW de potência são trifásicos, foi optado por dividir o sistema em dois inversores monofásicos de menor potência. O inversor escolhido foi o Fronius

Primo 8.2-1 de 8,2 kW de potência. As especificações técnicas de entrada, saída e gerais são exibidas nas Tabelas 9, 10 e 11, respectivamente:

**Tabela 9: Dados de entrada do inversor Fronius Primo 8.2-1.**

Dados de entrada (CC)	Fronius Primo 8.2-1
Número de rastreadores MPP	2
Número de conexões CC	2+2
Máxima corrente de entrada (IDC max1 / IDC max2)	18,0 A / 18,0 A
Máxima corrente de curto circuito (MPP1 / MPP2)	27,0 A / 27,0 A
Tensão mínima de entrada	80 V
Tensão nominal de entrada	710 V
Tensão máxima de entrada	1000 V
Faixa de tensão MPP	270 – 800 V

**Fonte: Adaptado de Fronius, 2018.**

**Tabela 10: Dados de saída do inversor Fronius Primo 8.2-1.**

Dados de saída (CA)	Fronius Primo 8.2-1
Tensão nominal de saída	220 V
Máxima potência de saída	8200 VA
Máxima corrente de saída	35,7 A
Conexão à rede (faixa de tensão)	180 V – 270 V
Frequência	50 hz / 60 hz (45 – 65 hz)

**Fonte: Adaptado de Fronius, 2018.**

**Tabela 11: Dados gerais do inversor Fronius Primo 8.2-1.**

Dados gerais	Fronius Primo 8.2-1
Dimensões	645 x 431 x 204 mm
Peso	21,5 kg
Grau de proteção	IP 65
Consumo noturno	< 1 W
Faixa de temperatura ambiente	- 40°C ~ + 55°C
Umidade relativa permitida	0 – 100 %
Máxima eficiência	97,8 %

**Fonte: Adaptado de Fronius, 2018.**

Mais informações a respeito do inversor escolhido estão disponíveis no Anexo B deste trabalho.

#### 4.4 VERIFICAÇÃO DE COMPATIBILIDADE

Uma vez escolhido o inversor e os módulos fotovoltaicos a serem utilizados, é necessário realizar os cálculos para garantir que os equipamentos possam trabalhar em conjunto respeitando os valores especificados pelo fabricante.



#### 4.4.1 Limite de tensão de circuito aberto

Para verificar a compatibilidade entre os módulos fotovoltaicos e o inversor, é necessário saber as temperaturas mínima e máxima às quais o sistema estará sujeito, visto que as características são alteradas de acordo com mudanças no clima. A temperatura mínima utilizada será de  $-10^{\circ}\text{C}$ , e a máxima será de  $85^{\circ}\text{C}$ .

Conforme Anexo A, o coeficiente  $\beta_{V_{oc}}$  é  $-0,31\%/^{\circ}\text{C}$  e a tensão de circuito aberto padrão de teste  $V_{oc_{STC}}$  é  $45,5\text{ V}$ . Aplicando esses valores na Equação (8), tem-se o resultado de  $50,43\text{ V}$  para a menor temperatura, ou seja,  $V_{oc}(-10) = 50,43\text{ V}$  e de  $37,03\text{ V}$  para a maior temperatura, ou seja,  $V_{oc}(85) = 37,03\text{ V}$ .

Conforme a Tabela 9, a máxima tensão de entrada do inversor escolhido é de  $1000\text{ V}$ , o que implica que o número máximo de módulos conectados em série deve ser de 19, que resultam em  $958,17\text{ V}$  na temperatura de  $-10^{\circ}\text{C}$ , visto que a tensão resultante é a soma das tensões individuais de cada módulo.

#### 4.4.2 Faixa de operação do seguimento de ponto máximo de potência do inversor

A faixa de tensão para SPMP do inversor Fronius Primo 8.2-1 está entre  $270\text{ V} \sim 800\text{ V}$ , ou seja,  $V_{min_{SPMP}}$  é  $270\text{ V}$  e  $V_{max_{SPMP}}$  é  $800\text{ V}$ . Para utilizar a Equação (9) e encontrar o número ideal de módulos em série por *string* é necessário encontrar os valores de  $V_{mp_{Tmin}}$  e  $V_{mp_{Tmax}}$  dados pela Equação (10).

Utilizando  $V_{mp_{STC}}$  de  $37\text{ V}$ ,  $\beta_{V_{mp}}$  de  $-0,31\%/^{\circ}\text{C}$  e aplicando as temperaturas mínima e máxima de  $-10^{\circ}\text{C}$  e  $85^{\circ}\text{C}$  respectivamente, obtém-se  $V_{mp}(-10)$  igual a  $41,01\text{ V}$  e  $V_{mp}(85)$  igual a  $30,12\text{ V}$ . Aplicando esses valores na Equação (9), chega-se ao resultado de:

$$8,96 < N^{\circ} \text{ de módulos em série} < 19,5$$

Ou seja, o número ideal de módulos por *string* está entre 9 e 19 painéis fotovoltaicos.

#### 4.4.3 Corrente contínua máxima no inversor

A máxima corrente de cada *string* é dada pelo valor de máxima corrente da placa, visto que elas estão ligadas em série e isso acarreta que a corrente da *string* é igual a corrente do módulo. Esse valor é dado por  $I_{sc}$  que para o modelo CS6U-325P corresponde a 9,34 A.

A corrente máxima de curto-circuito do inversor, de acordo com a Tabela 9, é de 27 A, o que implica, segundo a Equação (11) em um número máximo de 2,89 *strings* por entrada, ou seja, só é possível conectar duas *strings* em cada entrada MPP (*maximum power point*).

Também é possível verificar que a corrente nominal de operação do inversor dada pelo fabricante é de 18 A, enquanto que a corrente nominal de operação dos módulos é de 8,78 A, o que garante que duas *strings* conectadas na mesma entrada MPP não ultrapassem o valor estabelecido pelo inversor.

#### 4.5 PROTEÇÃO

Os inversores utilizados neste trabalho já possuem disjuntor CC e por este motivo, apenas se faz necessário o uso de DPS na parte de proteção CC. Os DPS utilizados serão os do modelo Acti 9 iPRD-DC do fabricante Schneider que são específicos para aplicações fotovoltaicas.

Para a proteção CA, será necessário utilizar DPS e disjuntor. Cada inversor terá uma proteção CA composta por um DPS do modelo Acti 9 iPRD da Schneider e um disjuntor modular Easy9 de dois polos e 40 A.

#### 4.6 RESUMO DO SISTEMA

Após analisada a compatibilidade entre o número de módulos fotovoltaicos e os inversores, é possível especificar detalhadamente como serão feitas as ligações do sistema.

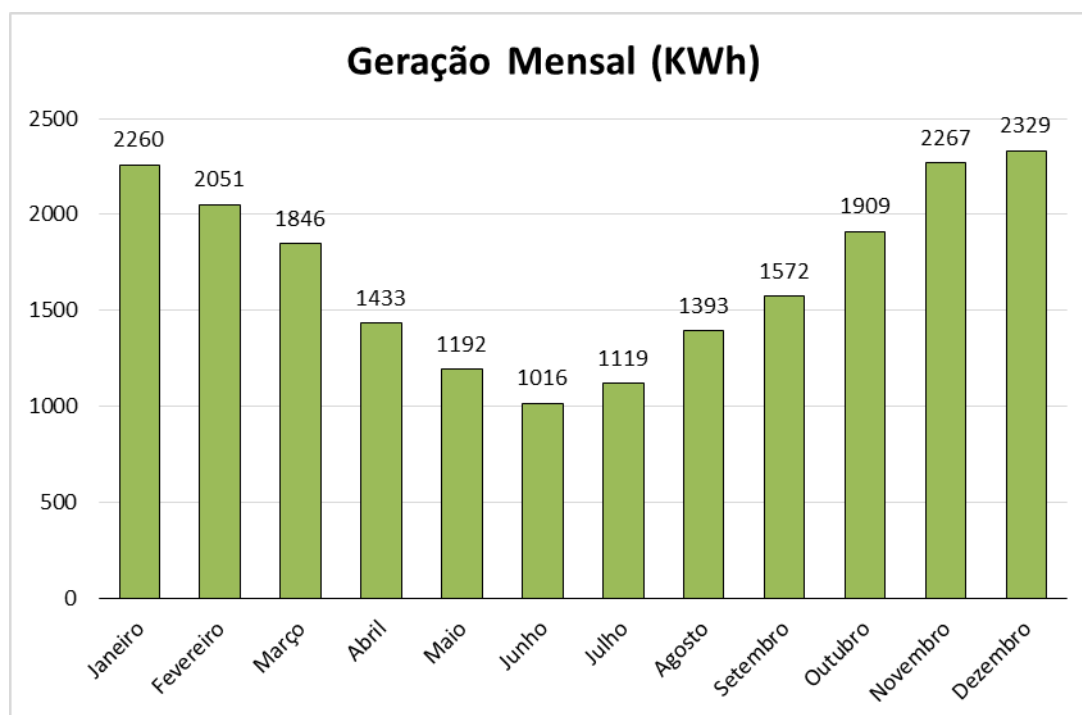
Como o número total de módulos é 50, o sistema será dividido em 25 painéis fotovoltaicos para cada inversor. Esses 25 módulos serão divididos em duas *strings* de 12 e 13 módulos respectivamente, ou seja, serão duas *strings* por inversor.

O sistema completo será composto por dois pares de *strings*, um com 12 e outro com 13 módulos, totalizando os 50 módulos do sistema. Como cada inversor possui duas entradas MPP, cada *string* será conectada em um MPP diferente.

Cada MPP terá uma proteção CC entre o arranjo e o inversor composta por itens descritos na seção 4.5. Na saída de cada inversor haverá a proteção CA também descrita na seção anterior.

#### 4.7 GERAÇÃO DE ENERGIA ESPERADA

Reorganizando a Equação (6) para isolar o consumo a ser atendido, é possível prever a quantidade de energia que será gerada mensalmente pelo sistema utilizando os dados de irradiação mensal de Viadutos da Tabela 3. Para facilitar a visualização, os dados estão dispostos em formato de gráfico na Figura 11:



**Figura 11: Geração mensal esperada do sistema fotovoltaico**  
Fonte: Autoria própria.

Analisando a Figura 11 é possível ver que a geração diminuiu consideravelmente durante o inverno, visto que a irradiação solar é menor nessa época, mas nos meses de verão, o montante gerado chega a ser duas vezes maior que no mês de junho.

Levando em conta os dados de consumo dos últimos doze meses, é possível analisar mês a mês o balanço de energia conforme Tabela 12.

**Tabela 12: Balanço energético anual**

Mês	Energia Gerada (kWh)	Energia Consumida (kWh)	Créditos Gerados (kWh)	Energia Faturada (kWh)	Acumulado de Créditos (kWh)
Janeiro	2260	1896	362	60	362
Fevereiro	2051	1731	320	60	682
Março	1846	4371	0	1843	0
Abril	1433	1761	0	328	0
Mai	1192	1767	0	575	0
Junho	1016	235	781	60	781
Julho	1119	1705	0	60	195
Agosto	1393	1711	0	123	0
Setembro	1572	363	1209	60	1209
Outubro	1909	1634	275	60	1484
Novembro	2267	1640	627	60	2111
Dezembro	2329	1788	541	60	2652

Fonte: Autoria própria

É possível perceber que o acumulado de créditos no final do ano é bastante significativo, porém isso se deve ao fato de que nos meses de junho e setembro o consumo foi muito menor que o habitual, gerando excedentes que podem ser utilizados dentro de 60 meses, ou então serem utilizados para abater outras contas de energia do mesmo titular.

A quantidade de energia faturada no mês de março foi grande por causa do alto consumo do mês, mas se fosse o segundo ano do sistema instalado, haveria excedente de créditos de períodos anteriores para diminuir a fatura de energia.

#### 4.8 ORÇAMENTO DO PROJETO

Para ter uma base de comparação de preços, o sistema foi orçado com três empresas, uma do Paraná e duas do Rio Grande do Sul, sendo chamadas a partir de agora de Empresa 1, Empresa 2 e Empresa 3 respectivamente.

Os orçamentos foram feitos levando em conta a mão de obra da região, ou seja, como a propriedade está localizada no Rio Grande do Sul, foram desconsiderados gastos com deslocamento por parte da Empresa 1, para que ocorra uma melhor comparação de preços.

Os orçamentos incluem os módulos fotovoltaicos, inversores, proteção CC e CA, conectores, cabos e estruturas, bem como mão de obra de instalação e de projeto. O investimento total correspondente ao orçamento de cada empresa pode ser visto na Tabela 13.

**Tabela 13: Orçamento do sistema fotovoltaico**

Empresa	Investimento (R\$)
Empresa 1	R\$ 65.700,00
Empresa 2	R\$ 64.800,00
Empresa 3	R\$ 66.500,00

Fonte: A autoria própria.

#### 4.9 ANÁLISE ECONÔMICA

Comparando os valores de investimento exibidos na Tabela 13, é possível perceber que o menor valor é o da Empresa 2 e por isso será o orçamento escolhido para prosseguir com a análise econômica do sistema fotovoltaico.

A análise econômica será feita considerando um período de 25 anos. Como descrito em 3.9.1, os custos envolvidos na análise são o investimento ( $I$ ) e a manutenção anual ( $M_n$ ). O investimento já é dado pela Tabela 13, mas a manutenção anual precisa ser calculada por meio das equações 12 e 13. A taxa de manutenção  $T_m$  utilizada é de 0,5%, e a taxa de inflação anual  $T_i$  de 8%.

A Tabela 14 mostra os custos com a manutenção anual do sistema.

**Tabela 14: Custos com manutenção do sistema fotovoltaico**

<b>Ano</b>	<b>Custo de Manutenção</b>
M1	R\$ 324,00
M2	R\$ 349,92
M3	R\$ 377,91
M4	R\$ 408,15
M5	R\$ 440,80
M6	R\$ 476,06
M7	R\$ 514,15
M8	R\$ 555,28
M9	R\$ 599,70
M10	R\$ 647,68
M11	R\$ 699,49
M12	R\$ 755,45
M13	R\$ 815,89
M14	R\$ 881,16
M15	R\$ 951,65
M16	R\$ 1.027,78
M17	R\$ 1.110,01
M18	R\$ 1.198,81
M19	R\$ 1.294,71
M20	R\$ 1.398,29
M21	R\$ 1.510,15
M22	R\$ 1.630,96
M23	R\$ 1.761,44
M24	R\$ 1.902,35
M25	R\$ 2.054,54
<b>Total</b>	<b>R\$ 23.686,32</b>

Fonte: Autoria própria

Para continuar a análise, é necessário saber quanta energia o sistema irá produzir em cada ano durante os 25 anos. Para isso, a Equação 14 indica a energia gerada no primeiro ano e a Equação 15 a dos anos seguintes. Considerando  $T_d$  de 2,5% para o final do primeiro ano e 0,7% para os anos seguintes, chega-se nos resultados exibidos na Tabela 15.

**Tabela 15: Energia gerada pelo sistema fotovoltaico**

<b>Ano</b>	<b>Energia Gerada (kWh)</b>
E1	20.400,00
E2	19.890,00
E3	19.750,77
E4	19.592,76
E5	19.436,02
E6	19.280,53
E7	19.126,29
E8	18.973,28
E9	18.821,49
E10	18.670,92
E11	18.521,55
E12	18.373,38
E13	18.226,39
E14	18.080,58
E15	17.935,94
E16	17.792,45
E17	17.650,11
E18	17.508,91
E19	17.368,84
E20	17.229,89
E21	17.092,05
E22	16.955,31
E23	16.819,67
E24	16.685,11
E25	16.551,63
<b>Total</b>	<b>456.733,90</b>

**Fonte: Aatoria própria**

Para calcular a economia que o sistema irá proporcionar é necessário saber a tarifa paga pela energia em cada ano. No primeiro ano é utilizada a tarifa paga atualmente que é de R\$ 0,4521, mas nos anos seguintes essa tarifa aumenta e é dada pela Equação 17, considerando taxa de inflação de 8% ao ano. Os valores das tarifas anuais podem ser vistos na Tabela 16.

**Tabela 16: Tarifa de energia paga à concessionária**

<b>Ano</b>	<b>Tarifa Concessionária</b>
T <sub>c</sub> 1	R\$ 0,4521
T <sub>c</sub> 2	R\$ 0,4883
T <sub>c</sub> 3	R\$ 0,5273
T <sub>c</sub> 4	R\$ 0,5695
T <sub>c</sub> 5	R\$ 0,6151
T <sub>c</sub> 6	R\$ 0,6643
T <sub>c</sub> 7	R\$ 0,7174
T <sub>c</sub> 8	R\$ 0,7748
T <sub>c</sub> 9	R\$ 0,8368
T <sub>c</sub> 10	R\$ 0,9037
T <sub>c</sub> 11	R\$ 0,9760
T <sub>c</sub> 12	R\$ 1,0541
T <sub>c</sub> 13	R\$ 1,1385
T <sub>c</sub> 14	R\$ 1,2295
T <sub>c</sub> 15	R\$ 1,3279
T <sub>c</sub> 16	R\$ 1,4341
T <sub>c</sub> 17	R\$ 1,5489
T <sub>c</sub> 18	R\$ 1,6728
T <sub>c</sub> 19	R\$ 1,8066
T <sub>c</sub> 20	R\$ 1,9511
T <sub>c</sub> 21	R\$ 2,1072
T <sub>c</sub> 22	R\$ 2,2758
T <sub>c</sub> 23	R\$ 2,4579
T <sub>c</sub> 24	R\$ 2,6545
T <sub>c</sub> 25	R\$ 2,8668

**Fonte: Aatoria própria**

Com os valores anuais da tarifa paga pela energia elétrica, é possível calcular o valor que será economizado, ou seja, o valor que deixará de ser pago à concessionária pela energia elétrica. Utilizando as Equações 16 e 18 foi elaborada a Tabela 17 que mostra o valor que deixará de ser pago pela energia.



**Tabela 17: Economia anual**

<b>Ano</b>	<b>Valor Economizado</b>
V <sub>e</sub> 1	R\$ 9.222,84
V <sub>e</sub> 2	R\$ 9.711,65
V <sub>e</sub> 3	R\$ 10.415,16
V <sub>e</sub> 4	R\$ 11.158,39
V <sub>e</sub> 5	R\$ 11.954,65
V <sub>e</sub> 6	R\$ 12.807,73
V <sub>e</sub> 7	R\$ 13.721,69
V <sub>e</sub> 8	R\$ 14.700,88
V <sub>e</sub> 9	R\$ 15.749,93
V <sub>e</sub> 10	R\$ 16.873,84
V <sub>e</sub> 11	R\$ 18.077,96
V <sub>e</sub> 12	R\$ 19.368,01
V <sub>e</sub> 13	R\$ 20.750,11
V <sub>e</sub> 14	R\$ 22.230,83
V <sub>e</sub> 15	R\$ 23.817,23
V <sub>e</sub> 16	R\$ 25.516,82
V <sub>e</sub> 17	R\$ 27.337,70
V <sub>e</sub> 18	R\$ 29.288,52
V <sub>e</sub> 19	R\$ 31.378,55
V <sub>e</sub> 20	R\$ 33.617,72
V <sub>e</sub> 21	R\$ 36.016,69
V <sub>e</sub> 22	R\$ 38.586,84
V <sub>e</sub> 23	R\$ 41.340,39
V <sub>e</sub> 24	R\$ 44.290,44
V <sub>e</sub> 25	R\$ 47.451,01
<b>Total</b>	<b>R\$ 585.385,60</b>

**Fonte: Aatoria própria**

Para saber em quanto tempo haverá retorno do investimento, é necessário utilizar o fluxo de caixa acumulado, que considera ano a ano os gastos, a economia e o investimento inicial. Para calcular o fluxo de caixa acumulado, é necessário primeiro calcular o fluxo de caixa, que é a diferença entre a economia e os gastos com manutenção no período em questão, conforme Equação 19. Para esse caso, o fluxo de caixa é calculado anualmente e é exibido na Tabela 18.

Tabela 18: Fluxo de caixa

Ano	Fluxo de Caixa
F1	R\$ 8.898,84
F2	R\$ 9.361,73
F3	R\$ 10.037,25
F4	R\$ 10.750,24
F5	R\$ 11.513,85
F6	R\$ 12.331,67
F7	R\$ 13.207,55
F8	R\$ 14.145,60
F9	R\$ 15.150,23
F10	R\$ 16.226,17
F11	R\$ 17.378,47
F12	R\$ 18.612,55
F13	R\$ 19.934,22
F14	R\$ 21.349,68
F15	R\$ 22.865,58
F16	R\$ 24.489,04
F17	R\$ 26.227,70
F18	R\$ 28.089,72
F19	R\$ 30.083,84
F20	R\$ 32.219,44
F21	R\$ 34.506,54
F22	R\$ 36.955,87
F23	R\$ 39.578,95
F24	R\$ 42.388,09
F25	R\$ 45.396,47
Total	R\$ 561.699,28

Fonte: Autoria própria

De acordo com a Equação 20, é possível agora calcular o fluxo de caixa acumulado somando os valores do fluxo de caixa e diminuindo do investimento inicial. O fluxo de caixa acumulado é exibido na Tabela 19.

Tabela 19: Fluxo de caixa acumulado

Ano	Fluxo de Caixa
Fac1	R\$ -55.901,16
Fac 2	R\$ -46.539,43
Fac 3	R\$ -36.502,18
Fac 4	R\$ -25.751,94
Fac 5	R\$ -14.238,09
<b>Fac 6</b>	<b>R\$ -1.906,41</b>
<b>Fac 7</b>	<b>R\$ 11.301,13</b>
Fac 8	R\$ 25.446,73
Fac 9	R\$ 40.596,96
Fac 10	R\$ 56.823,13
Fac 11	R\$ 74.201,60
Fac 12	R\$ 92.814,15
Fac 13	R\$ 112.748,37
Fac 14	R\$ 134.098,05
Fac 15	R\$ 156.963,62
Fac 16	R\$ 181.452,66
Fac 17	R\$ 207.680,36
Fac 18	R\$ 235.770,08
Fac 19	R\$ 265.853,92
Fac 20	R\$ 298.073,36
Fac 21	R\$ 332.579,89
Fac 22	R\$ 369.535,77
Fac 23	R\$ 409.114,72
Fac 24	R\$ 451.502,81
Fac 25	R\$ 496.899,28

Fonte: Autoria própria

Analisando a Tabela 19 é possível notar que ao final do sétimo ano após a instalação do sistema fotovoltaico, o fluxo de caixa acumulado já é positivo, ou seja, o sistema já gerou economia suficiente para pagar o investimento inicial e ao mesmo tempo, compensar a manutenção do período e ainda gerar lucro.

Uma ferramenta muito útil para comparar investimentos é o VPL (valor presente líquido) e para calculá-lo foi utilizada como TMA (taxa mínima de atratividade) a caderneta de poupança, que atualmente está em 4,46% ao ano, conforme o Banco Central.

Aplicando a Equação 21 com os fluxos de caixa calculados na Tabela 17 e com a taxa da poupança, o VPL do investimento resultante é de R\$ 222.525,83 que significa que o sistema fotovoltaico tem um retorno financeiro melhor que a aplicação do valor investido na caderneta de poupança durante o mesmo período de tempo considerado.

## 5 CONCLUSÃO

Este trabalho teve como objetivo analisar a viabilidade da instalação de um sistema de geração fotovoltaica para suprir a demanda energética em uma propriedade rural com aviários.

Do ponto de vista técnico, a instalação do sistema de geração fotovoltaica na propriedade em questão é favorável, pois já existe área de cobertura disponível suficiente e com direção otimizada para a geração máxima. Apesar de a propriedade ser alimentada por uma rede monofásica, o que impossibilita o uso de inversores trifásicos, o sistema pôde ser dividido em dois sistemas menores para a utilização de inversores monofásicos, sem ônus para a geração.

Como propriedades rurais pagam um preço mais baixo pelo kWh, a viabilidade econômica do investimento é menor, pois a economia proporcionada pela geração distribuída é diretamente proporcional ao preço que deixará de ser pago pela energia elétrica da concessionária, e ainda assim, o investimento se mostrou mais atrativo que a caderneta de poupança.

É possível perceber que o mercado da energia solar fotovoltaica é bastante promissor, e que com a tendência de aumento do preço da energia elétrica, esse setor se torne cada vez mais competitivo e cresça, gerando benefícios ao meio ambiente, pois substitui outros tipos de geração mais prejudiciais, e também ao consumidor, que pode ter um gasto menor com energia elétrica.

O investimento inicial ainda é bastante significativo, e muitas vezes o consumidor não dispõe do montante total para a aquisição do sistema, e por isso, o financiamento é um caminho que precisa ser melhor incentivado por parte do governo, liberando linhas de crédito para a geração fotovoltaica com taxas pequenas para o consumidor, fomentando assim o mercado.

## REFERÊNCIAS

ABPA. **Relatório Anual**. Associação Brasileira de Proteína Animal. [S.l.]: [s.n.], 2017.

ABRAÃO, R. R. **Modelagem e Simulação de Operação de um Sistema Autônomo de Energia Fotovoltaica em Corrente Contínua**. 2011.[s.n.]. Campo Grande, 2011.

ANEEL. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/Atlas/download.htm>>. Acesso em: 01 Abril 2018.

ANEEL. **Resolução Normativa Nº 482**. 2012.Agência Nacional de Energia Elétrica. Brasília, 2012.

APOLÔNIO, D. M. **Energia Solar Fotovoltaica Conectada à Rede de Energia Elétrica em Cuiabá: Estudo de Caso**. 2014.UFMT - PPGEEA. Cuiabá, MT, 2014.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. **Poupança**. 2018.[s.n.], 2018. Disponível em: <<https://www4.bcb.gov.br/pec/poupanca/poupanca.asp>>. Acesso em: 10 Outubro 2018.

BELUSSO, Diane; HESPANHOL, Antonio N. A EVOLUÇÃO DA AVICULTURA INDUSTRIAL BRASILEIRA E SEUS EFEITOS TERRITORIAIS. **Revista Percursos**, Maringá, v. 2, n. 1, p. 25-51, 2010.

BOYLESTAD, Robert; NASHELSKY, Louis. **Dispositivos Eletrônicos e Teoria de Circuitos**. 11. ed. [S.l.]: Pearson Education do Brasil, 2013.

CASA CIVIL. **Decreto Nº 5.163 de 30 de julho de 2004**. 2018.[s.n.]. Brasília, 2018. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.HTM](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.HTM)>. Acesso em: 17 Setembro 2018.

CRESESB. **Manual de Energia para Sistemas Fotovoltaicos**. 2014. 85, 529p.CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO BRITO. Rio de Janeiro, 2014.

ELBASET, Adel A.; ALI, Hamdi; SATTAR, Montaser A. E. **Design and Performance of Single-Phase Grid Inverter Photovoltaic System for Residential Applications with Maximum Power Point Tracking**. 2016.[s.n.], 2016.

ELCO SOLAR. **ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA** **Técnicas, Dimensionamento e Projeto**. 2017.[s.n.]. Curitiba, 2017.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **EPE**. Disponível em: <<http://www.cbdb.org.br/informe/img/63socios7.pdf>>. Acesso em: 12 Agosto 2018.

EPE. **Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil - Condicionantes e Impactos**. 2014. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro, 2014.

FIGUEIRA, F. F. **Dimensionamento de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede para Alimentar a Sala de Computação da Escola Municipal Tenente Antônio João**. 2014. UFRJ - Escola Politécnica. Rio de Janeiro, 2014.

GAZETA DO POVO. Gazeta do Povo, 2015. Disponível em: <<http://www.gazetadopovo.com.br/agronegocio/expedicoes/expedicao-avicultura/2015/custo-da-energia-eletrica-corroi-ganhos-nas-granjas-e-industrias-00ijfkphbkmtjzwo4z6fsicoh>>. Acesso em: 15 Setembro 2017.

MAGALHÃES, Oliveira A. D. A Importância da Energia Solar. **Webartigos**, 2010. Disponível em: <<https://www.webartigos.com/artigos/a-importancia-da-energia-solar/32718/>>. Acesso em: 21 Janeiro 2018.

MASTERS, Gilbert M. **Renewable and Efficient Electric Power Systems**. 2004.[s.n.], 2004.

MIRANDA, R. F. **Análise da Inserção de Geração Distribuída de Energia Solar no Setor Residencial Brasileiro**. 2013. 309p. COPPE UFRJ. Rio de Janeiro, 2013.

NASCIMENTO, Cássio A. D. **PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO DA CÉLULA FOTOVOLTAICA**. Universidade Federal de Lavras. Lavras: [s.n.], 2004.

NASCIMENTO, Luis A. B. D. **ANÁLISE ENERGÉTICA NA AVICULTURA DE CORTE: ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICA PARA UM SISTEMA DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA EÓLICO-FOTOVOLTAICO CONECTADO A REDE**. 2011.[s.n.]. Pato Branco, 2011. Acesso em: 24 Janeiro 2018.

OWENS, Brandon. **The Rise of Distributed Power**. 2014. 45p.[s.n.], 2014.

PINHO, João T.; GALDINO, Marco A. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. 2014.[s.n.]. Rio de Janeiro, 2014.

STEFFENS, Eduardo. **MICROGERAÇÃO SOLAR DISTRIBUIDA: ESTUDO DE CASO TÉCNICO E ECONÔMICO PARA AVIÁRIOS EM ÁGUAS MORNAS-SC.** 2017.[s.n.]. Florianópolis, 2017.

TOLMASQUIN, M. T. **Fontes Renováveis de Energia no Brasil.** 2003.[s.n.]. Rio de Janeiro, 2003.






## ANEXO A – DATASHEET DO MÓDULO FOTOVOLTAICO CS6U CANADIAN SOLAR



### MAXPOWER CS6U-315 | 320 | 325 | 330P

Canadian Solar's modules use the latest innovative cell technology, increasing module power output and system reliability, ensured by 15 years of experience in module manufacturing, well-engineered module design, stringent BOM quality testing, an automated manufacturing process and 100% EL testing.

#### KEY FEATURES

-  Excellent module efficiency of up to 16.97 %
-  Outstanding low irradiance performance of up to 96.0 %
-  No. 1 PTC High PTC rating of up to 91.55 %
-  IP67 junction box for long-term weather endurance
-  Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 2400 Pa

**25**  
years  
linear power output warranty

**10**  
years  
product warranty on materials and workmanship

#### MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES\*

ISO 9001:2008 / Quality management system  
ISO 14001:2004 / Standards for environmental management system  
OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

#### PRODUCT CERTIFICATES\*

IEC 61215 / IEC 61730: VDE / CE / CQC / MCS / INMETRO  
UL 1703 / IEC 61215 performance: CEC listed (US)  
UL 1703: CSA / IEC 61701 ED2: VDE / IEC 62716: VDE  
UNI 9177 Reaction to Fire: Class 1  
IEC60068-2-68: SGS  
Take-e-way



\* As there are different certification requirements in different markets, please contact your local Canadian Solar sales representative for the specific certificates applicable to the products in the region in which the products are to be used.

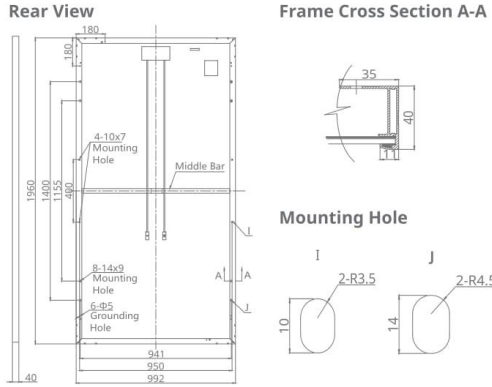
**CANADIAN SOLAR INC.** is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. As a leading PV project developer and manufacturer of solar modules with over 16 GW deployed around the world since 2001, Canadian Solar Inc. (NASDAQ: CSIQ) is one of the most bankable solar companies worldwide.

#### CANADIAN SOLAR INC.

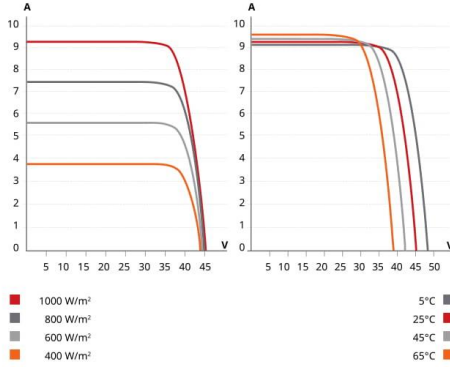
545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, [www.canadiansolar.com](http://www.canadiansolar.com), [support@canadiansolar.com](mailto:support@canadiansolar.com)



**ENGINEERING DRAWING (mm)**



**CS6U-320P / I-V CURVES**



**ELECTRICAL DATA | STC\***

CS6U	315P	320P	325P	330P
Nominal Max. Power (Pmax)	315 W	320 W	325 W	330 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	36.6 V	36.8 V	37.0 V	37.2 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.61 A	8.69 A	8.78 A	8.88 A
Open Circuit Voltage (Voc)	45.1 V	45.3 V	45.5 V	45.6 V
Short Circuit Current (Isc)	9.18 A	9.26 A	9.34 A	9.45 A
Module Efficiency	16.20%	16.46%	16.72%	16.97%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C			
Max. System Voltage	1000 V (IEC) or 1000 V (UL)			
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)			
Max. Series Fuse Rating	15 A			
Application Classification	Class A			
Power Tolerance	0 ~ + 5 W			

\* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

**MECHANICAL DATA**

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline, 6 inch
Cell Arrangement	72 (6×12)
Dimensions	1960×992×40 mm (77.2×39.1×1.57 in)
Weight	22.4 kg (49.4 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame Material	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP67, 3 diodes
Cable	4 mm² (IEC) or 4 mm² & 12 AWG 1000V (UL), 1160 mm (45.7 in)
Connector	T4 series or PV2 series
Per Pallet	26 pieces, 635 kg (1400 lbs)
Per container (40' HQ)	624 pieces

**ELECTRICAL DATA | NOCT\***

CS6U	315P	320P	325P	330P
Nominal Max. Power (Pmax)	228 W	232 W	236 W	239 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	33.4 V	33.6 V	33.7 V	33.9 V
Opt. Operating Current (Imp)	6.84 A	6.91 A	6.98 A	7.05 A
Open Circuit Voltage (Voc)	41.5 V	41.6 V	41.8 V	41.9 V
Short Circuit Current (Isc)	7.44 A	7.50 A	7.57 A	7.66 A

\* Under Nominal Operating Cell Temperature (NOCT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

**TEMPERATURE CHARACTERISTICS**

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.41 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.31 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.053 % / °C
Nominal Operating Cell Temperature	45±2 °C

**PERFORMANCE AT LOW IRRADIANCE**

Outstanding performance at low irradiance, with an average relative efficiency of 96.0 % from irradiances, between 1000 W/m² and 200 W/m² (AM 1.5, 25°C).

The specification and key features described in this datasheet may deviate slightly and are not guaranteed. Due to on-going innovation, research and product enhancement, Canadian Solar Inc. reserves the right to make any adjustment to the information described herein at any time without notice. Please always obtain the most recent version of the datasheet which shall be duly incorporated into the binding contract made by the parties governing all transactions related to the purchase and sale of the products described herein.

Caution: For professional use only. The installation and handling of PV modules requires professional skills and should only be performed by qualified professionals. Please read the safety and installation instructions before using the modules.

**PARTNER SECTION**



## ANEXO B – DATASHEET DO INVERSOR FRONIUS PRIMO

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging

**Fronius**  
SHIFTING THE LIMITS

# FRONIUS PRIMO

/ O inversor comunicativo para gerenciamento de energia otimizada






/ Tecnologia SnapINverter



/ Interface WLAN



/ SuperFlex Design



/ Dynamic Peak Manager



/ Smart Grid Ready

/ O Fronius Primo com categorias de potência 3,0-8,2 kW completa perfeitamente a família SnapINverter. Este monofásico sem transformador é o inversor ideal para residências. Seu design inovador SuperFlex proporciona máxima flexibilidade na concepção do sistema, enquanto o sistema de montagem SnapINverter torna a instalação e manutenção mais fácil do que nunca. O pacote de comunicação padrão, inclui WLAN, gestão de energia, várias interfaces e muito mais, além disso, faz do Fronius Primo um inversor comunicativo aos usuários.

### DADOS TÉCNICOS FRONIUS PRIMO (3.0-1, 3.5-1, 3.6-1, 4.0-1, 4.6-1)

DADOS DE ENTRADA	PRIMO 3.0-1	PRIMO 3.5-1	PRIMO 3.6-1	PRIMO 4.0-1	PRIMO 4.6-1
Max. corrente de entrada (Idc max1 / Idc max2)			12.0 A / 12.0 A		
Max. conjunto corrente curto-circuito (MPP1 / MPP2)			18.0 A / 18.0 A		
Min. tensão de entrada (Udc min)			80 V		
Feed-in tensão de entrada (Udc start)			80 V		
Tensão nominal de entrada (Udc,r)			710 V		
Max. tensão de entrada (Idc max)			1,000 V		
Faixa de tensão MPP (Umpp min - Umpp max)		200 - 800 V		210 - 800 V	240 - 800 V
Numero de rastreadores MPP			2		
Numero de conexões CC			2 + 2		

DADOS DE SAÍDA	PRIMO 3.0-1	PRIMO 3.5-1	PRIMO 3.6-1	PRIMO 4.0-1	PRIMO 4.6-1
Tensão nominal de saída (Pac,r)	3,000 W	3,500 W	3,680 W	4,000 W	4,600 W
Max.potência de saída	3,000 VA	3,500 VA	3,680 VA	4,000 VA	4,600 VA
Max. corrente de saída (Iac max)	13.0 A	15.2 A	16.0 A	17.4 A	20.0 A
Conexão a rede (faixa de tensão)	1 - NPE 220 V / 230 V (180 V - 270 V)				
Frequência	50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)				
Distorção harmônica total	< 5 %				
Fator de potência (cos φac,r)	0.85 - 1 ind. / cap.				

**DADOS TÉCNICOS FRONIUS PRIMO (3.0-1, 3.5-1, 3.6-1, 4.0-1, 4.6-1)**

DADOS GERAIS	PRIMO 3.0-1	PRIMO 3.5-1	PRIMO 3.6-1	PRIMO 4.0-1	PRIMO 4.6-1
Dimensões (height x width x depth)	645 x 431 x 204 mm				
Peso	21,5 kg				
Grau de proteção	IP 65				
Classe de proteção	1				
Categoria de sobrecarga (CC/CA) <sup>1)</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	-40 - +55 °C				
Umidade relativa permitida	0 - 100 %				
Max. altitude	4,000 m				
Tecnologia de conexão	2x DC+1, 2x DC+2 and 4x DC- parafusos terminais 2,5 - 16 mm <sup>2</sup>				
Tecnologia de conexão rede	3-pin CA de parafusos terminais 2,5 a 16 mm <sup>2</sup> )				
Certificados	DIN V VDE 0126-1-1/A1, IEC 62109-1/-2, IEC 62116, IEC 61727, AS 3100, AS 4777-2, AS 4777-3, G83/2, G59/3, CEI 0-21, ABNT NR 16149				

EFICIÊNCIA	PRIMO 3.0-1	PRIMO 3.5-1	PRIMO 3.6-1	PRIMO 4.0-1	PRIMO 4.6-1
Max. eficiência	97,6 %	97,7 %	97,7 %	97,7 %	97,8 %
Eficiência Europeia (η <sub>EU</sub> )	96,1 %	96,8 %	96,8 %	97,0 %	97,0 %
η at 5 % P <sub>acrt</sub> <sup>2)</sup>	80,8 / 82,5 / 82,5 %	80,8 / 82,5 / 82,5 %	80,8 / 82,5 / 82,5 %	80,8 / 82,5 / 82,5 %	80,8 / 82,5 / 82,5 %
η at 10 % P <sub>acrt</sub> <sup>2)</sup>	84,1 / 86,5 / 86,1 %	86,3 / 93,6 / 91,8 %	86,3 / 93,6 / 91,8 %	86,6 / 93,9 / 92,2 %	88,9 / 94,4 / 92,9 %
η at 20 % P <sub>acrt</sub> <sup>2)</sup>	90,3 / 95,5 / 94,8 %	91,6 / 96,2 / 95,2 %	91,6 / 96,2 / 95,2 %	92,2 / 96,7 / 95,6 %	93,0 / 97,0 / 95,9 %
η at 25 % P <sub>acrt</sub> <sup>2)</sup>	91,8 / 96,4 / 95,1 %	92,7 / 96,9 / 95,8 %	92,7 / 96,9 / 95,8 %	93,2 / 97,2 / 96,1 %	93,9 / 97,2 / 96,6 %
η at 30 % P <sub>acrt</sub> <sup>2)</sup>	92,7 / 96,9 / 96,0 %	93,5 / 97,2 / 96,3 %	93,5 / 97,2 / 96,3 %	94,0 / 97,2 / 96,8 %	94,5 / 97,3 / 96,9 %
η at 50 % P <sub>acrt</sub> <sup>2)</sup>	94,5 / 97,4 / 97,0 %	95,0 / 97,7 / 97,3 %	95,0 / 97,7 / 97,3 %	95,2 / 97,8 / 97,4 %	95,6 / 97,9 / 97,6 %
η at 75 % P <sub>acrt</sub> <sup>2)</sup>	95,4 / 97,9 / 97,7 %	95,6 / 97,8 / 97,8 %	95,6 / 97,8 / 97,8 %	95,8 / 97,9 / 97,8 %	96,0 / 97,9 / 97,8 %
η bei 100 % P <sub>acrt</sub> <sup>2)</sup>	95,7 / 97,9 / 97,8 %	95,8 / 98,0 / 97,8 %	95,8 / 98,0 / 97,8 %	95,9 / 98,0 / 97,9 %	96,2 / 97,9 / 98,0 %
MPP adaptação eficiente	> 99,9 %				

DISPOSITIVO DE PROTEÇÃO	PRIMO 3.0-1	PRIMO 3.5-1	PRIMO 3.6-1	PRIMO 4.0-1	PRIMO 4.6-1
Medição de isolamento CC	Sim				
Comportamento de sobrecarga	Mudança do ponto de operação, limitação da produção				
Disjuntor CC	Sim				

INTERFACES	PRIMO 3.0-1	PRIMO 3.5-1	PRIMO 3.6-1	PRIMO 4.0-1	PRIMO 4.6-1
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)	Para entradas USB				
2 x 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 and Webserver	Integrado				
Entrada externa <sup>3)</sup>	Medidor de conexão SO / Avaliação da proteção da sobretensão				
RS485	Modbus RTU SunSpec ou medidor de conexão				

<sup>1)</sup> De acordo com IEC 62109-1.

<sup>2)</sup> E at U<sub>mpp</sub> min / U<sub>dcr</sub> / U<sub>mpp</sub> max

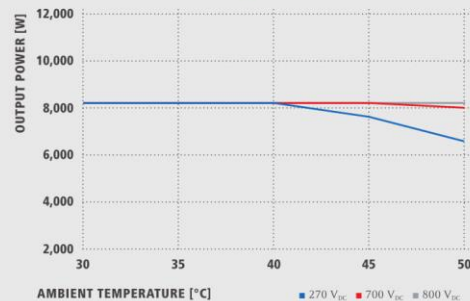
<sup>3)</sup> Também disponível na versão leve.

Sujeito a modificações

## FRONIUS PRIMO 8.2-1 CURVA DE EFICIÊNCIA



## FRONIUS PRIMO 8.2-1 REDUÇÃO DE TEMPERATURA



## DADOS TÉCNICOS FRONIUS PRIMO (5.0-1, 5.0-1 AUS, 6.0-1, 8.2-1)

DADOS DE ENTRADA	PRIMO 5.0-1	PRIMO 5.0-1 AUS	PRIMO 6.0-1	PRIMO 8.2-1
Max. corrente de entrada (Idc max1 / Idc max2)	12.0 A / 12.0 A		18.0 A / 18.0 A	
Max. conjunto corrente curto-circuito (MPP1 / MPP2)	18.0 A / 18.0 A		27.0 A / 27.0 A	
Min. tensão de entrada (Udc min)			80 V	
Feed-in tensão de entrada (Udc start)			80 V	
Tensão nominal de entrada (Udc,r)			710 V	
Max. tensão de entrada (Udc max)			1,000 V	
Faixa de tensão MPP (Umpp min - Umpp max)		240 - 800 V		270 - 800 V
Numero de rastreadores MPP		2		
Numero de conexões CC		2 + 2		

DADOS DE SAÍDA	PRIMO 5.0-1	PRIMO 5.0-1 AUS	PRIMO 6.0-1	PRIMO 8.2-1
Tensão nominal de saída (Pac,r)	5,000 W	4,600 W	6,000 W	8,200 W
Max.potência de saída	5,000 VA	5,000 VA	6,000 VA	8,200 VA
Max. corrente de saída (Iac max)	21.7 A	21.7 A	26.1 A	35.7 A
Conexão a rede (faixa de tensão)		1 - NPE 220 V / 230 V (180 V - 270 V)		
Frequência		50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)		
Distorção harmônica total		< 5 %		
Fator de potência (cos φac,r)		0.85 - 1 ind. / cap.		

DADOS GERAIS	PRIMO 5.0-1	PRIMO 5.0-1 AUS	PRIMO 6.0-1	PRIMO 8.2-1
Dimensões (height x width x depth)		645 x 431 x 204 mm		
Peso		21.5 kg		
Grau de proteção		IP 65		
Classe de proteção		1		
Categoria de sobrecarga (CC/CA) <sup>1)</sup>		2 / 3		
Consumo noturno		< 1 W		
Design do inversor		Transformerless		
Resfriamento		Regulated air cooling		
Instalação		Indoor and outdoor installation		
Faixa de temperatura ambiente		-40 - +55 °C		
Umidade relativa permitida		0 - 100 %		
Max. altitude		4,000 m		
Tecnologia de conexão		2x DC+1, 2x DC+2 and 4x DC: parafusos terminais 2.5 - 16 mm <sup>2</sup>		
Tecnologia de conexão rede		3-pin CA de parafusos terminais 2,5 a 16 mm <sup>2</sup>		
Certificados	DIN V VDE 0126-1-1/A1, IEC 62109-1/2, IEC 62116, IEC 61727, AS 3100, AS 4777-2, AS 4777-3, G83/2, G59/3, CEI 0-21, ABNT NR 16149			

<sup>1)</sup>De acordo com IEC 62109-1. Sujeito a modificações

EFICIÊNCIA	PRIMO 5.0-1	PRIMO 5.0-1 AUS	PRIMO 6.0-1	PRIMO 8.2-1
Max. eficiência	97.8 %	97.8 %	97.8 %	97.8 %
Eficiência Europeia (ηEU)	97.1 %	97.1 %	97.3 %	97.5 %
η at 5 % P <sub>ac,r</sub> <sup>1)</sup>	80.8 / 82.5 / 82.5 %	80.8 / 82.5 / 82.5 %	84.6 / 86.5 / 86.0 %	85.5 / 89.6 / 88.5 %
η at 10 % P <sub>ac,r</sub> <sup>1)</sup>	89.6 / 94.8 / 93.1 %	89.6 / 94.8 / 93.1 %	90.5 / 95.5 / 94.6 %	92.2 / 96.0 / 94.8 %
η at 20 % P <sub>ac,r</sub> <sup>1)</sup>	93.4 / 97.2 / 96.2 %	93.4 / 97.2 / 96.2 %	94.0 / 97.2 / 96.8 %	94.9 / 97.4 / 97.2 %
η at 25 % P <sub>ac,r</sub> <sup>1)</sup>	94.1 / 97.3 / 96.8 %	94.1 / 97.3 / 96.8 %	94.7 / 97.4 / 97.0 %	95.5 / 97.7 / 97.6 %
η at 30 % P <sub>ac,r</sub> <sup>1)</sup>	94.7 / 97.4 / 97.0 %	94.7 / 97.4 / 97.0 %	95.1 / 97.6 / 97.3 %	95.8 / 97.9 / 97.7 %
η at 50 % P <sub>ac,r</sub> <sup>1)</sup>	95.8 / 97.9 / 97.7 %	95.8 / 97.9 / 97.7 %	96.0 / 97.9 / 97.8 %	96.3 / 98.0 / 98.0 %
η at 75 % P <sub>ac,r</sub> <sup>1)</sup>	96.1 / 98.0 / 97.9 %	96.1 / 98.0 / 97.9 %	96.2 / 98.0 / 98.0 %	96.3 / 98.1 / 97.9 %
η at 100 % P <sub>ac,r</sub> <sup>1)</sup>	96.2 / 97.9 / 97.9 %	96.2 / 97.9 / 97.9 %	96.2 / 98.0 / 97.9 %	96.2 / 97.7 / 97.7 %
MPP adaptação eficiente	> 99.9 %			

DISPOSITIVO DE PROTEÇÃO	PRIMO 5.0-1	PRIMO 5.0-1 AUS	PRIMO 6.0-1	PRIMO 8.2-1
Medição de isolamento CC	Sim			
Comportamento de sobrecarga	Mudança do ponto de operação, limitação da produção			
Disjuntor CC	Sim			

INTERFACES	PRIMO 5.0-1	PRIMO 5.0-1 AUS	PRIMO 6.0-1	PRIMO 8.2-1
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)	Para entradas USB			
2 x RS422 (RJ45 socket) <sup>1)</sup>	Fronius Solar Net			
Saída de sinal <sup>1)</sup>	Gerenciamento de energia (saída de relé livre de potencial)			
Datalogger and Webserver	Integrado			
Entrada externa <sup>1)</sup>	Medidor de conexão SO / Avaliação da proteção da sobretensão			
RS485	Modbus RTU SunSpec ou medidor de conexão			

<sup>1)</sup> E at U<sub>mpp</sub> min / U<sub>d,c,r</sub> / U<sub>mpp</sub> max  
<sup>2)</sup> Sujeito a modificações.

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging

### NÓS TEMOS TRÊS DIVISÕES E UMA PAIXÃO: SUPERAR OS LIMITES DO POSSÍVEL.

/ Seja na Tecnologia de soldagem, no fotovoltaico ou na tecnologia de carregadores de bateria, o nosso objetivo é claro: queremos ser líderes em inovação. Com aproximadamente 3.300 funcionários em todo o mundo, nós superamos os limites do que é possível, como prova disso temos mais de 900 patentes concedidas. Enquanto os outros se desenvolvem lentamente, nós ultrapassamos barreiras. Desde sempre. O uso responsável de nossos recursos é a base do nosso negócio.

Para obter mais informações sobre todos os produtos Fronius e nossos parceiros de distribuição e representantes, visite [www.fronius.com](http://www.fronius.com)

v05 May 2015 PB

O texto e as imagens correspondem ao estado técnico atual no momento da impressão. Reservamos as alterações. Todas as indicações são, apesar de processadas cuidadosamente, sem garantia - responsabilidade excluída. Direito de autor © 2011 Fronius®. Todos os direitos reservados.

**Filial AM**  
 R. Armando Mendes, 33  
 Armando Mendes  
 CEP: 69089-321  
 Manaus AM  
 Cel +55 92 8249-1415

**Filial RS**  
 R. Inspetor Valdemar F.  
 Arruda, 309 -  
 Cinquentenário - Caxias do Sul  
 CEP 95012-640 - RS  
 Tel: +55 54 8115-6257

**Filial SP Interior**  
 R. Padre Francisco Van  
 Der Maas, 12-25  
 Jd. Contorno - Bauru  
 CEP 17047-020  
 Tel. +55 14 98111-6277

**Filial MG**  
 Rua LL, 213  
 Arvoredo  
 Contagem - MG  
 CEP. 323113-188  
 Tel +55 31 3472-6000

**Filial PR**  
 Rua John Lennon, 225  
 Afonso Pena, São José dos  
 Pinhais - PR  
 CEP. 83050-380  
 Tel +55 41 3283-6217

**Fronius do Brasil Comércio  
 Indústria e Serviços Ltda**

Escritório central  
 Av. Dr. Ulysses Guimarães, 3389  
 Vila Nogueira, Diadema, SP  
 CEP: 09990-080  
 Telefone +55 11 3563-3800  
 Fax +55 11 3563-3777  
[vendas.solar@fronius.com](mailto:vendas.solar@fronius.com)  
[www.fronius.com.br](http://www.fronius.com.br)

M.06.0182.EN v05 May 2015