

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

LUIS GUILHERME PILATI

**ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICA PARA IMPLANTAÇÃO DE
SISTEMA DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA EM INDÚSTRIA DE
DERIVADOS DO ALUMÍNIO**

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**PATO BRANCO
2018**

LUIS GUILHERME PILATI

**ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICA PARA
IMPLANTAÇÃO DE SISTEMA DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA
EM INDÚSTRIA DE DERIVADOS DO ALUMÍNIO**

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, Câmpus 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 **ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICA PARA IMPLANTAÇÃO DE SISTEMA DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA EM INDÚSTRIA DE DERIVADOS DO ALUMÍNIO**, do acadêmico **Luis Guilherme Pilati** foi considerado **APROVADO** de acordo com a ata da banca examinadora **Nº 187** de 2018.

Fizeram parte da banca os professores:

Prof. Dr. Alexandre Batista de Jesus Soares (orientador)

Prof. Msc. Andrei Bordignon

Prof. Msc. Cesar Augusto Portolann

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

DEDICATÓRIA

À meu pai Celso e a minha vó Teresa (*in memoriam*) que sempre estiveram me apoiando em todos os momentos, principalmente nos mais difíceis.

À minha namorada Juliana por ser uma inspiração em minha vida e ter sido uma fiel companheira ao longo desse trabalho.

À toda a minha família por estarem presentes e terem me ajudado no que fosse necessário.

AGRADECIMENTOS

Agradeço ao universo por ter me proporcionado saúde e força de vontade para batalhar e superar diversos obstáculos ao longo dessa trajetória.

À todos os meus professores do curso de Engenharia Elétrica, em especial ao professor Alexandre Batista de Jesus Soares, por ter aceitado ser meu orientador e ter me ajudado da melhor forma possível para que esse trabalho fosse realizado.

Agradecimento especial a minha namorada Juliana pela ajuda na realização deste trabalho e por ter tido paciência comigo enquanto da realização do mesmo.

Agradeço também a todos que me ajudaram de uma forma ou de outra em todas as etapas da realização deste trabalho.

EPÍGRAFE

“Man is nothing but what education makes of him.” (Immanuel Kant)

“O homem é nada além daquilo que a educação faz dele.”
(Immanuel Kant)

RESUMO

PILATI, Luis Guilherme. Estudo de viabilidade econômica para implantação de sistema de geração fotovoltaica em indústria de derivados do alumínio. 2018. 89 f. Monografia (Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação) – Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Pato Branco, PR, 2018.

A energia solar fotovoltaica está se tornando cada vez mais significativa para a matriz energética brasileira. Tal energia deverá ser utilizada como uma complementação das demais fontes, como a energia eólica e hidráulica, podendo assim se tornar uma fonte base para a geração de energia à nível nacional. Entretanto, incentivos à geração fotovoltaica deverão ser tomados para que essa fonte de energia possa se tornar mais acessível devido ao seu elevado custo de implementação. Analisando este cenário, o presente trabalho teve como objetivo analisar a viabilidade econômica para a implantação de um sistema de geração fotovoltaica conectado à rede em uma indústria de derivados do alumínio. A partir do projeto do sistema e da análise econômica do mesmo, verificou-se a viabilidade técnica e econômica do empreendimento e o tempo de retorno do investimento realizado.

Palavras-chave: Energias Renováveis. Energia Solar Fotovoltaica. Projeto de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede. Viabilidade Econômica.

ABSTRACT

PILATI, Luis Guilherme. Economic feasibility study for the implementation of a photovoltaic generation system in the aluminum derivatives industry. 2018. 89 f. Monografia (Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação) – Electrical Engineering, Federal University of Technology of Paraná, Pato Branco, PR, 2018.

Photovoltaic solar energy is becoming more and more significant for the Brazilian energetical matrix. Such energy should be used as a complement to other sources, such as wind and hydro power, and can become a base source for the photovoltaic generation of energy at the national level. However, generation incentives must be taken to make this energy source more accessible because of its high cost of implementation. Analyzing this scenario, the present work has the objective of analyzing the economic viability for the implantation of a photovoltaic system connected to the grid in an aluminum derivatives industry. From the project of the system and the economic analysis of it, the technical and economic viability of the enterprise was verified and the time of return of the investment made.

Keywords: Renewable Energy. Photovoltaic Solar Energy. Project of a Network Connected Photovoltaic System. Economical Viability.

LISTA DE FIGURAS

| | |
|--|----|
| Figura 1. Mapa do sistema interligado nacional para o ano de 2017..... | 11 |
| Figura 2. Variação de custo das energias renováveis em dólares por kWh gerados entre os anos de 2010 e 2015..... | 13 |
| Figura 3. Irradiação solar média diária e anual para o planeta..... | 18 |
| Figura 4. Irradiação solar média diária e anual para o território brasileiro..... | 18 |
| Figura 5. Efeito fotoelétrico..... | 20 |
| Figura 6. Declinação solar..... | 20 |
| Figura 7. Representação dos ângulos azimutais..... | 21 |
| Figura 8. Relações geométricas entre o Sol e os painéis..... | 22 |
| Figura 9. Painéis de silício monocristalino (a) e policristalino (b)..... | 23 |
| Figura 10. Curva de relação entre corrente e tensão num painel fotovoltaico..... | 27 |
| Figura 11. Influência da temperatura na curva I-V..... | 28 |
| Figura 12. Influência da irradiação na curva I-V..... | 29 |
| Figura 13. Influência do sombreamento na curva I-V..... | 30 |
| Figura 14. Sistema fotovoltaico <i>off-grid</i> | 32 |
| Figura 15. Sistema fotovoltaico conectado à rede..... | 34 |
| Figura 16. Esquema de compensação de energia..... | 37 |
| Figura 17. Procedimento de acesso à rede de distribuição da concessionária..... | 38 |
| Figura 18. Exemplos de perfis de radiação solar diária com valores equivalentes de HSP..... | 40 |
| Figura 19. a) utilização do grampo intermediário, b) utilização da junção dos perfis, c) perfis de alumínio e aterramento..... | 46 |
| Figura 20. Sistema de proteção CC e CA de um sistema fotovoltaico..... | 47 |
| Figura 21. Vista superior da empresa..... | 50 |
| Figura 22. Desenho em <i>software</i> de parte do sistema fotovoltaico na cobertura da empresa..... | 51 |
| Figura 23. Gráfico de consumo da empresa ao longo do ano de 2017..... | 52 |
| Figura 24. Gráfico de irradiação solar média mensal ao longo do ano para a cidade de Marmeleiro..... | 55 |
| Figura 25. Inversor escolhido para o projeto..... | 58 |
| Figura 26. Gráfico de geração e consumo de energia para o sistema proposto com inclinação de 21°...... | 62 |
| Figura 27. Gráfico de geração e consumo de energia para o sistema proposto com inclinação de 46°...... | 63 |
| Figura 28. Gráfico do <i>payback</i> para o caso 1-a..... | 65 |
| Figura 29. Gráfico do <i>payback</i> para o caso 1-b..... | 66 |
| Figura 30. Gráfico do <i>payback</i> para o caso 2-a..... | 67 |
| Figura 31. Gráfico do <i>payback</i> para o caso 2-b..... | 68 |
| Figura 32. Interface do <i>site</i> para cadastro do usuário..... | 69 |
| Figura 33. Interface inicial do programa..... | 70 |

| | |
|---|----|
| Figura 34. Escolha dos dados de localidade e irradiação solar diária média mensal. | 70 |
| Figura 35. Parâmetros de rentabilidade do sistema | 71 |
| Figura 36. Resultado da simulação do sistema fotovoltaico | 72 |
| Figura 37. Gráfico do fluxo de caixa acumulado para o sistema simulado | 72 |
| Figura 38. Gráfico do tempo de retorno de investimento para o sistema simulado... | 73 |
| Figura 39. Gráfico de rendimento líquido para o sistema simulado | 73 |

LISTA DE TABELAS

| | |
|---|----|
| Tabela 1. Oferta interna de energia brasileira para os anos de 2015 e 2016 | 10 |
| Tabela 2. Características típicas de painéis solares comerciais. | 24 |
| Tabela 3. Recomendação do ângulo de inclinação do painel fotovoltaico..... | 25 |
| Tabela 4. Requisitos mínimos de proteção em função da potência instalada | 42 |
| Tabela 5. Níveis de tensão de acordo com a potência instalada para geração distribuída..... | 43 |
| Tabela 6. Taxas e tarifas – grupo A4 horossazonal modalidade tarifária verde | 52 |
| Tabela 7. Coordenadas geográficas do local | 53 |
| Tabela 8. Dados de irradiação solar média diária para Marmeleiro e localidades próximas no plano horizontal..... | 54 |
| Tabela 9. Dados de irradiação solar média diária para a localidade | 54 |
| Tabela 10. Perdas consideradas para o dimensionamento do gerador fotovoltaico. | 56 |
| Tabela 11. Características elétricas do painel escolhido | 57 |
| Tabela 12. Características elétricas do inversor escolhido para o projeto | 59 |
| Tabela 13. Orçamento para o sistema fotovoltaico com dados da empresa 1 | 60 |
| Tabela 14. Orçamento para o sistema fotovoltaico com dados da empresa 2 | 60 |
| Tabela 15. Orçamento para o sistema fotovoltaico com dados da empresa 3 | 60 |
| Tabela 16. Histórico de reajustes tarifários da COPEL entre os anos de 2010 e 2017. | 61 |
| Tabela 17. Dados de energia gerada mensalmente para as dadas inclinações..... | 62 |
| Tabela 18. <i>Payback</i> para o caso 1-a. | 64 |
| Tabela 19. <i>Payback</i> para o caso 1-b. | 65 |
| Tabela 20. <i>Payback</i> para o caso 2-a. | 67 |
| Tabela 21. <i>Payback</i> para o caso 2-b. | 68 |

LISTA DE SIGLAS

| | |
|---------|--|
| ANEEL | Agência Nacional de Energia Elétrica |
| ART | Anotação de Responsabilidade Técnica |
| CA | Corrente Alternada |
| CC | Corrente Contínua |
| COPEL | Companhia Paranaense de Energia |
| CRESESB | Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito |
| DPS | Dispositivo de Proteção Contra Surtos |
| GC | Geração Centralizada |
| GD | Geração Distribuída |
| HSP | Horas de Sol Pleno |
| ICMS | Imposto Sobre Circulação de Mercadorias e Serviços |
| MME | Ministério de Minas e Energia |
| MPP | <i>Maximum Power Point</i> |
| MPPT | <i>Maximum Power Point Tracking</i> |
| PB | <i>Payback</i> |
| PRODIST | Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional |
| SELIC | Sistema Especial de Liquidação e de Custódia |
| SFVCR | Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede |
| SIN | Sistema Interligado Nacional |
| STC | <i>Standard Test Conditions</i> |
| TIR | Taxa Interna de Retorno |
| TMA | Taxa Mínima de Atratividade |
| UTFPR | Universidade Tecnológica Federal do Paraná |
| VPL | Valor Presente Líquido |

SUMÁRIO

| | | |
|----------|--|-----------|
| 1 | INTRODUÇÃO..... | 10 |
| 1.1 | JUSTIFICATIVA..... | 12 |
| 1.2 | Objetivos..... | 14 |
| 1.2.1 | Objetivo Geral..... | 14 |
| 1.2.2 | Objetivos Específicos | 14 |
| 1.3 | MÉTODO DE PESQUISA..... | 15 |
| 1.4 | ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO..... | 15 |
| 2 | REVISÃO BIBLIOGRÁFICA..... | 17 |
| 2.1 | RADIAÇÃO SOLAR E O EFEITO FOTOVOLTAICO..... | 17 |
| 2.1.1 | Ângulos..... | 20 |
| 2.2 | PAINÉIS FOTOVOLTAICOS | 22 |
| 2.2.1 | Painéis de Silício Cristalino | 22 |
| 2.2.2 | Painéis de Filmes Finos..... | 23 |
| 2.2.3 | Orientação e Inclinação dos Painéis..... | 24 |
| 2.2.3.1 | Orientação | 24 |
| 2.2.3.2 | Inclinação | 25 |
| 2.3 | CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS DOS PAINÉIS | 25 |
| 2.3.1 | Curva Característica I-V | 26 |
| 2.3.2 | Efeito da Temperatura | 27 |
| 2.3.3 | Efeito da Irradiação..... | 28 |
| 2.3.4 | Efeito do Sombreamento | 29 |
| 2.4 | ASSOCIAÇÕES DOS PAINÉIS..... | 30 |
| 2.4.1 | Associação em Série | 30 |
| 2.4.2 | Associação em Paralelo | 31 |
| 2.4.3 | Associação Mista..... | 31 |
| 3 | CONFIGURAÇÕES TÍPICAS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS | 32 |

| | | |
|----------|---|-----------|
| 3.1 | SISTEMAS ISOLADOS | 32 |
| 3.2 | SISTEMAS CONECTADOS À REDE | 33 |
| 3.3 | NORMAS TÉCNICAS PARA A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA | 35 |
| 3.3.1 | Resolução Normativa nº 482/2012 da ANEEL..... | 35 |
| 3.3.1.1 | Sistema de Compensação de Energia | 36 |
| 3.4 | PROCEDIMENTO DE ACESSO À MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA | 37 |
| 4 | METODOLOGIA PARA DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE..... | 39 |
| 4.1 | AVALIAÇÃO DO RECURSO SOLAR PARA O LOCAL..... | 39 |
| 4.2 | LOCALIZAÇÃO..... | 40 |
| 4.3 | LEVANTAMENTO DOS DADOS DE CONSUMO..... | 41 |
| 4.4 | PROJETO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE | 42 |
| 4.4.1 | Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico..... | 43 |
| 4.5 | DIMENSIONAMENTO DO INVERSOR E DOS PAINÉIS | 44 |
| 4.6 | DIMENSIONAMENTO DAS ESTRUTURAS DE FIXAÇÃO | 45 |
| 4.7 | DIMENSIONAMENTO DA PROTEÇÃO | 47 |
| 4.8 | ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA..... | 48 |
| 4.8.1 | <i>Payback</i> | 48 |
| 4.8.2 | Valor Presente Líquido | 49 |
| 4.8.3 | Taxa Interna de Retorno | 49 |
| 5 | RESULTADOS E DISCUSSÕES..... | 50 |
| 5.1 | ÁREA DISPONÍVEL PARA IMPLANTAÇÃO DO SISTEMA | 50 |
| 5.2 | FATURA DE ENERGIA DA UNIDADE CONSUMIDORA | 51 |
| 5.2.1 | Dados de Consumo | 52 |
| 5.3 | IRRADIAÇÃO SOLAR INCIDENTE NO LOCAL | 53 |
| 5.4 | DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO | 55 |
| 5.4.1 | Dimensionamento do Gerador Fotovoltaico | 55 |

| | | |
|----------|---|-----------|
| 5.4.2 | Dimensionamento dos Painéis Fotovoltaicos | 57 |
| 5.4.3 | Dimensionamento dos Inversores | 58 |
| 5.5 | ORÇAMENTO DO PROJETO | 59 |
| 5.6 | ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA | 61 |
| 5.7 | SIMULAÇÃO DO SISTEMA | 69 |
| 6 | CONCLUSÕES | 74 |
| | REFERÊNCIAS..... | 77 |
| | ANEXO A - <i>Datasheet</i> do inversor TRIO-50.0-TL-OUTD-US..... | 80 |
| | ANEXO B - <i>Datasheet</i> do painel JAP6(SE)-72-325/4BB | 81 |

1 INTRODUÇÃO

A humanidade está em constante busca por desenvolvimento, visando sempre a obtenção de conforto e praticidade na realização de suas tarefas, sendo assim é necessário que exista uma oferta de energia que possa proporcionar isto (ANEEL, 2002).

Com a crescente demanda de energia por parte da população junto ao aspecto de mudanças climáticas cada vez mais intensas, a busca por alternativas energéticas renováveis que agridam o mínimo possível o meio ambiente se faz necessária. É fundamental o compromisso entre desenvolvimento econômico e sustentabilidade, onde a busca por fontes de energia não poluentes tem papel primordial quando se analisa o cenário atual.

O Brasil possui uma participação de fontes renováveis em sua matriz energética considerada ímpar quando comparada aos demais países do mundo. Entre 2015 e 2016 houve um aumento de 2,2% da participação das fontes renováveis.

A Tabela 1 mostra a composição percentual da oferta interna de energia brasileira em 2015 e 2016 (ENERGIA, 2017).

Tabela 1. Oferta interna de energia brasileira para os anos de 2015 e 2016.

| ESPECIFICAÇÃO | 2015 (%) | 2016 (%) |
|-----------------------------|-----------------|-----------------|
| Petróleo e Derivados | 37,3 | 36,5 |
| Gás Natural | 13,7 | 12,3 |
| Carvão Mineral e Derivados | 5,9 | 5,5 |
| Urânio | 1,3 | 1,5 |
| Outras Não Renováveis | 0,6 | 0,7 |
| NÃO - RENOVÁVEIS | 58,7 | 56,5 |
| Hidráulica | 11,3 | 12,6 |
| Lenha e Carvão Vegetal | 8,3 | 8,0 |
| Derivados da Cana de Açúcar | 16,9 | 17,5 |
| Outras Renováveis | 4,7 | 5,4 |
| RENOVÁVEIS | 41,3 | 43,5 |
| TOTAL | 100,0 | 100,0 |

Fonte: (ENERGIA, 2017).

Devido as condições geográficas do território brasileiro, a maior parte da sua matriz energética provém de fonte hidráulica. Porém, as centrais geradoras estão geralmente afastadas dos centros de consumo, o que acarreta em grandes

investimentos em linhas de transmissão através do Sistema Interligado Nacional (SIN), sistema esse que interliga através de linhas de transmissão as regiões sul, sudeste, centro-oeste, nordeste e boa parte do norte.

O Sistema Interligado Nacional para o Horizonte do ano de 2017 pode ser analisado com base na Figura 1.

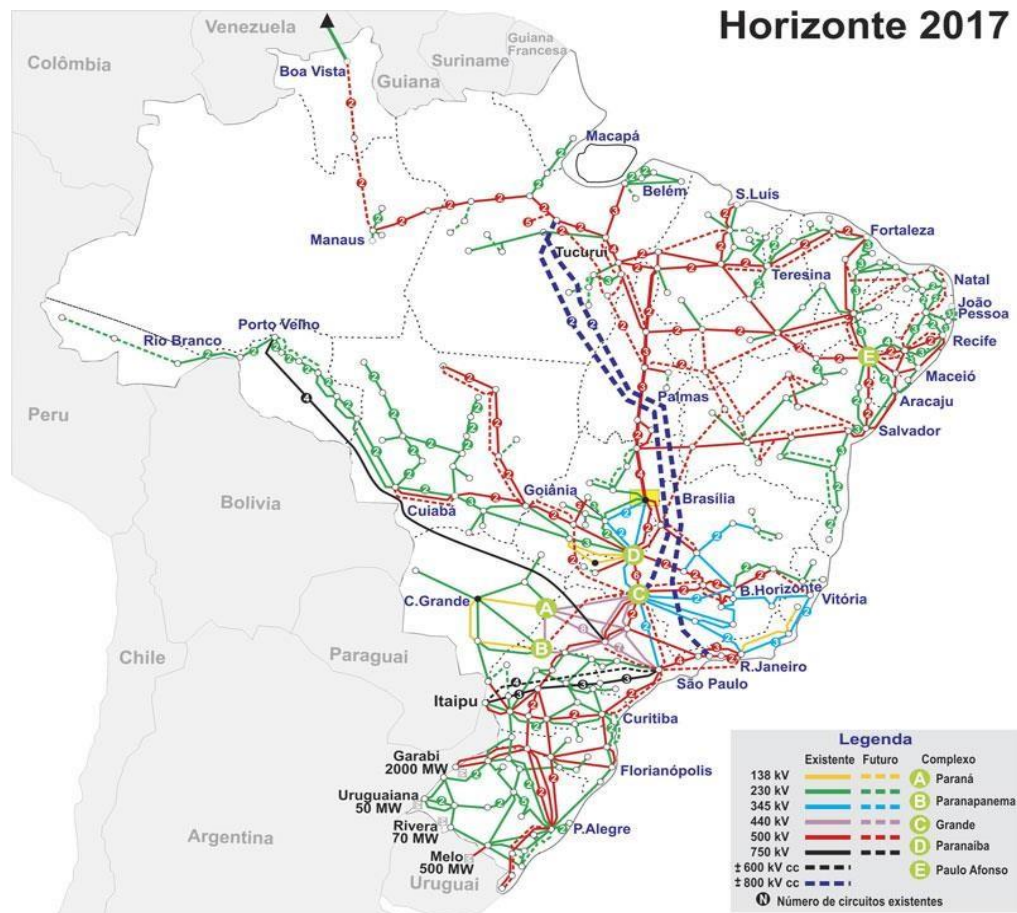


Figura 1. Mapa do sistema interligado nacional para o ano de 2017.
Fonte: (ONS, 2017).

Essa configuração do SIN vem sendo utilizada ao longo dos anos e é conhecida como geração centralizada (GC). Entretanto, em regiões com baixo consumo e baixa densidade populacional a implantação de um sistema de transmissão torna-se muitas vezes inviável (RODRIGUEZ, 2002).

A geração distribuída (GD) surge como uma alternativa mais interessante para essas configurações de transmissão de energia, fazendo com que a geração e o consumo de energia estejam muito próximos, postergando assim investimentos na expansão da infraestrutura, proporcionando um baixo impacto ambiental e reduzindo as perdas relacionadas ao transporte de energia (ANEEL, 2014). A GD também possui

a vantagem de ser mais versátil em relação à GC, podendo abranger uma vasta gama de tecnologias de geração de energia, atendendo assim as demandas energéticas dos consumidores de maneira satisfatória.

Com o intuito de auxiliar os consumidores na adesão ao cenário de geração distribuída de energia, em abril de 2012, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a partir da resolução normativa nº 482 estabeleceu as condições para o acesso à micro e minigeração distribuída (ANEEL, 2014) :

“I - microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;

II - minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.” (p.1).

No âmbito da GD, a geração fotovoltaica destaca-se como uma das fontes de energia que mais obtiveram crescimento em sua potência instalada nos últimos anos, representando 0,7577% da capacidade instalada da matriz elétrica nacional, possuindo assim uma participação cada vez mais significativa na matriz elétrica brasileira (ANEEL, 2018).

1.1 JUSTIFICATIVA

Segundo o Ministério de Minas e Energia (MME, 2015), a energia solar poderá responder por cerca de 11% da oferta mundial de energia elétrica em 2050, algo próximo de 5.000 TWh.

O crescimento do setor de energia fotovoltaica nos últimos anos em todo o mundo deve-se à alguns fatores, tais como:

- Revela-se como uma fonte de energia com elevado potencial energético a ser aproveitado;
- Redução significativa do preço dos painéis fotovoltaicos impulsionada principalmente pela queda do preço do silício;

- Diminuição dos tributos sobre os componentes do sistema fotovoltaico;
- Programas governamentais com intuito de auxiliar os produtores de energia.

A Figura 2 demonstra a variação do custo das energias renováveis em dólares (USD) por kWh de energia gerada para os anos de 2010 e 2015.

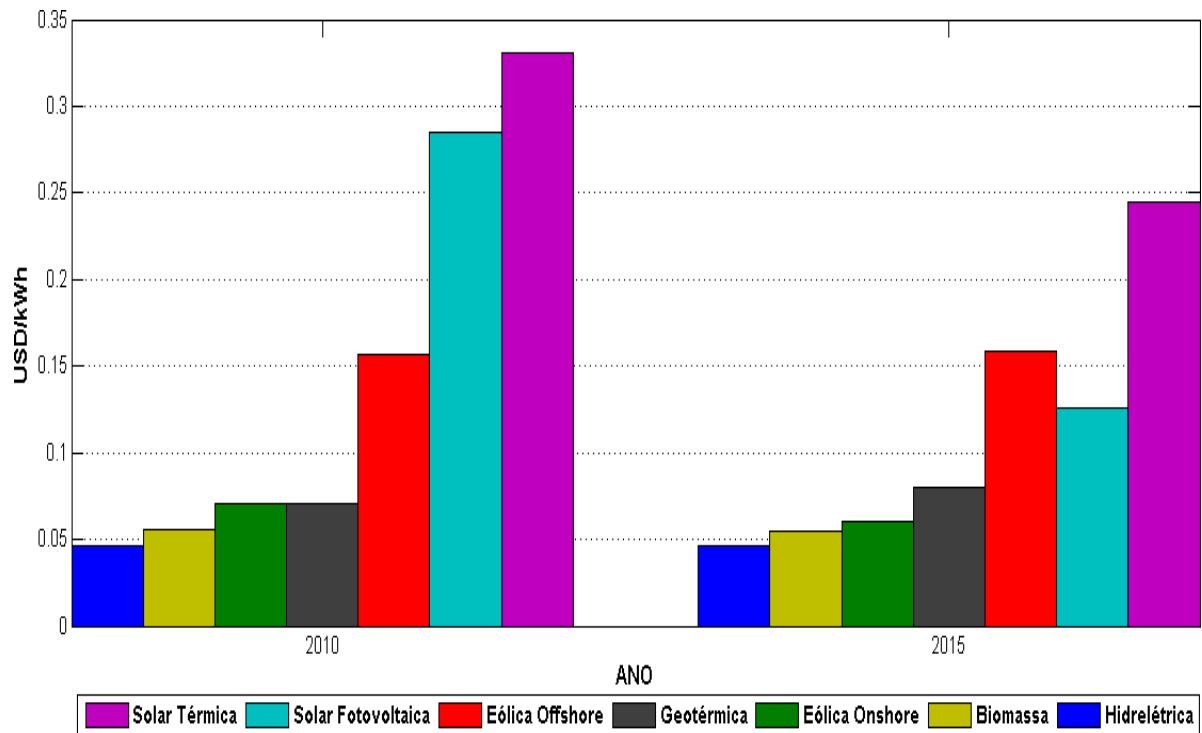


Figura 2. Variação de custo das energias renováveis em dólares por kWh gerados entre os anos de 2010 e 2015.

Fonte: Adaptado de (COUNCIL, 2016).

Junto ao fato da diminuição do custo de geração de energia através da fonte solar fotovoltaica, tem-se também os problemas hidrológicos verificados na década passada, que proporcionaram uma elevação na tarifa de energia elétrica, e também a criação das bandeiras tarifárias para uso da energia elétrica no ano de 2015 pela ANEEL, que afetaram todos os consumidores conectados ao SIN (ANEEL, 2017).

Nesse novo sistema tarifário, foram criadas 3 bandeiras tarifárias conforme descrito na sequência.

a. Bandeira Verde: indica condições hidrológicas favoráveis e não há acréscimo na tarifa;

b. Bandeira Amarela: indica condições hidrológicas menos favoráveis e há um acréscimo na tarifa de R\$ 0,01 a cada kWh consumido;

c. Bandeira Vermelha patamar 1: acréscimo na tarifa de R\$ 0,03 a cada kWh consumido;

d. Bandeira Vermelha patamar 2: acréscimo na tarifa de R\$ 0,05 a cada kWh consumido.

Com base na visível redução de custos para implantação do sistema de geração fotovoltaica juntamente com o real aumento das tarifas de energia elétrica, optou-se por realizar o estudo da análise de viabilidade para implantação do sistema fotovoltaico na empresa.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo Geral

Realizar um estudo de viabilidade econômica para implantação de um sistema de geração fotovoltaica conectado à rede com a finalidade de atender uma indústria de derivados do alumínio.

1.2.2 Objetivos Específicos

- I. Obter e analisar a curva de carga para compreender o comportamento de demanda de energia da empresa;
- II. Realizar uma análise do perfil de radiação solar incidente no local;
- III. Selecionar o tipo de painel e verificar a área disponível para instalação;
- IV. Fazer um levantamento de custos referentes à instalação e manutenção dos equipamentos do sistema fotovoltaico em empresas do ramo;
- V. Realizar simulações dos painéis fotovoltaicos para análise da melhor configuração para gerar a máxima potência possível;
- VI. Analisar a viabilidade econômica da implantação do sistema.

1.3 MÉTODO DE PESQUISA

Para o dimensionamento do sistema de geração fotovoltaica, foi necessário definir a potência a ser instalada para atender o consumo de energia elétrica da indústria. Como a empresa encontra-se conectada a rede de distribuição primária da concessionária de energia elétrica, Companhia Paranaense de Energia (COPEL), houve a necessidade de verificar as curvas de consumo de energia elétrica da empresa ao longo do último ano.

Foram analisadas as características de incidência solar no local ao decorrer do ano, assim foram determinadas as características de posicionamento e inclinação dos painéis para a maximização da geração de energia. Para isso foram utilizadas informações disponíveis no *site* do Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito (CRESESB, 2018).

Com os dados obtidos da curva de consumo de energia elétrica da empresa e incidência solar anual do local, foi possível calcular a quantidade de energia que será possível gerar em determinado período de tempo, considerando as propriedades gerais dos painéis e eventuais perdas no sistema.

1.4 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

Este trabalho é dividido em 6 capítulos. Nesse primeiro capítulo consta a introdução, seguida pela justificativa do trabalho, os objetivos, geral e específicos e a metodologia adotada.

No segundo capítulo é apresentada uma revisão da literatura sobre a energia solar fotovoltaica.

Já o terceiro capítulo trata sobre as configurações típicas de conexão para os sistemas e sobre as normas técnicas necessárias a correta realização do projeto.

O quarto capítulo apresenta o dimensionamento do sistema fotovoltaico conectado à rede para a empresa em estudo.

No quinto capítulo tem-se os resultados e discussões sobre o dimensionamento do sistema e viabilidade econômica do projeto.

As conclusões acerca do trabalho, referências bibliográficas e anexos pertinentes são tratadas no decorrer do último capítulo.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 RADIAÇÃO SOLAR E O EFEITO FOTOVOLTAICO

O Sol é responsável pela manutenção da vida terrestre, e a energia solar, que é transmitida através da radiação solar, é a fonte com o maior potencial para obtenção de energia no mundo, encontrando-se disponível para todos inesgotavelmente.

A partir da distância da Terra para o Sol, que é de aproximadamente 150 milhões de km, tem-se que somente uma pequena parte da radiação proveniente do sol chega a atmosfera terrestre. Porém, analisando através de um plano perpendicular à direção da propagação dos raios solares no topo da atmosfera terrestre, a densidade média anual do fluxo energético proveniente da radiação solar (irradiância solar) corresponde a um valor de 1.367 W/m^2 (PINHO, 2014).

Considerando raio terrestre que é de 6.371 km, e o valor da irradiância solar, obtemos o valor da potência total disponibilizada pelo sol ao nosso planeta que é de 174 mil TW (terrawatts). Entretanto, quando levamos em conta que do total da irradiância solar incidente na atmosfera cerca de 46% são absorvidos ou refletidos diretamente pela atmosfera e que os 54% restantes dividem-se em: 7% é refletida e 47% é absorvida pela superfície terrestre, chegamos a conclusão de que 54% da potência disponibilizada pelo sol ao nosso planeta pode realmente ser aproveitada, o que equivale a um valor de aproximadamente 94 mil TW (PINHO, 2008).

O Brasil possui uma irradiação média anual elevada quando comparada aos países europeus, onde a geração fotovoltaica já encontra-se mais evidenciada.

Com base na Figura 3 pode-se analisar a irradiação solar média diária e anual para o planeta.

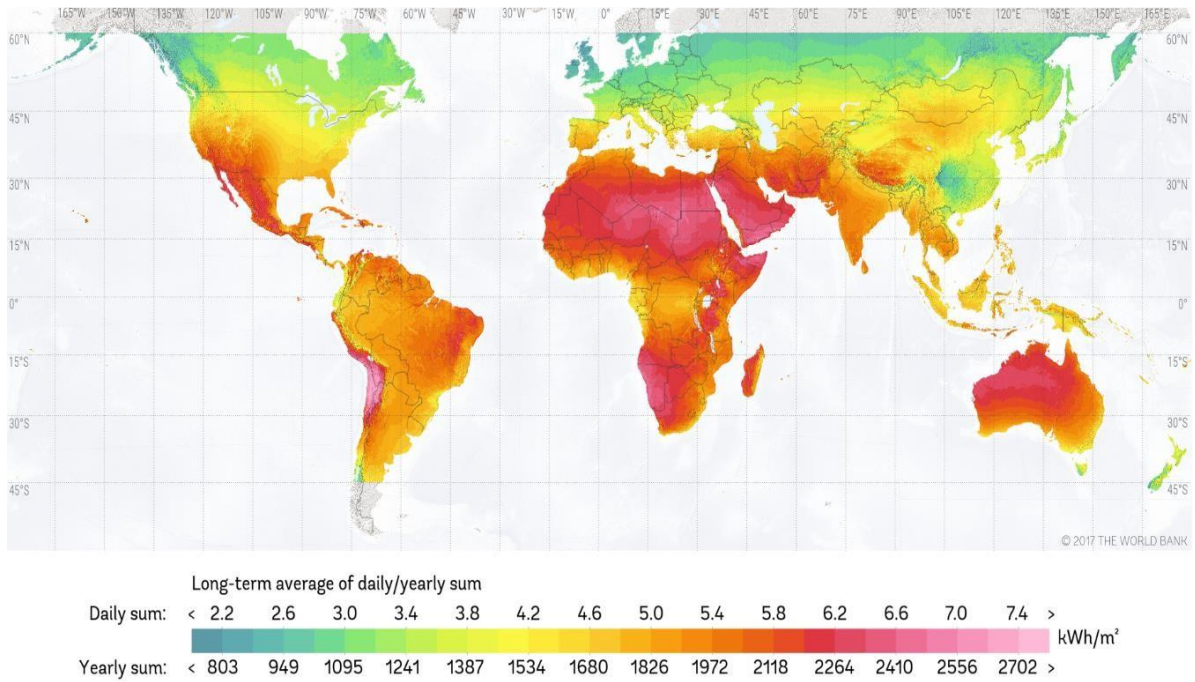


Figura 3. Irradiação solar média diária e anual para o planeta.
 Fonte: Adaptado de (SOLARGIS, 2018).

A Figura 4 ilustra a irradiação solar média diária e anual para o território brasileiro.

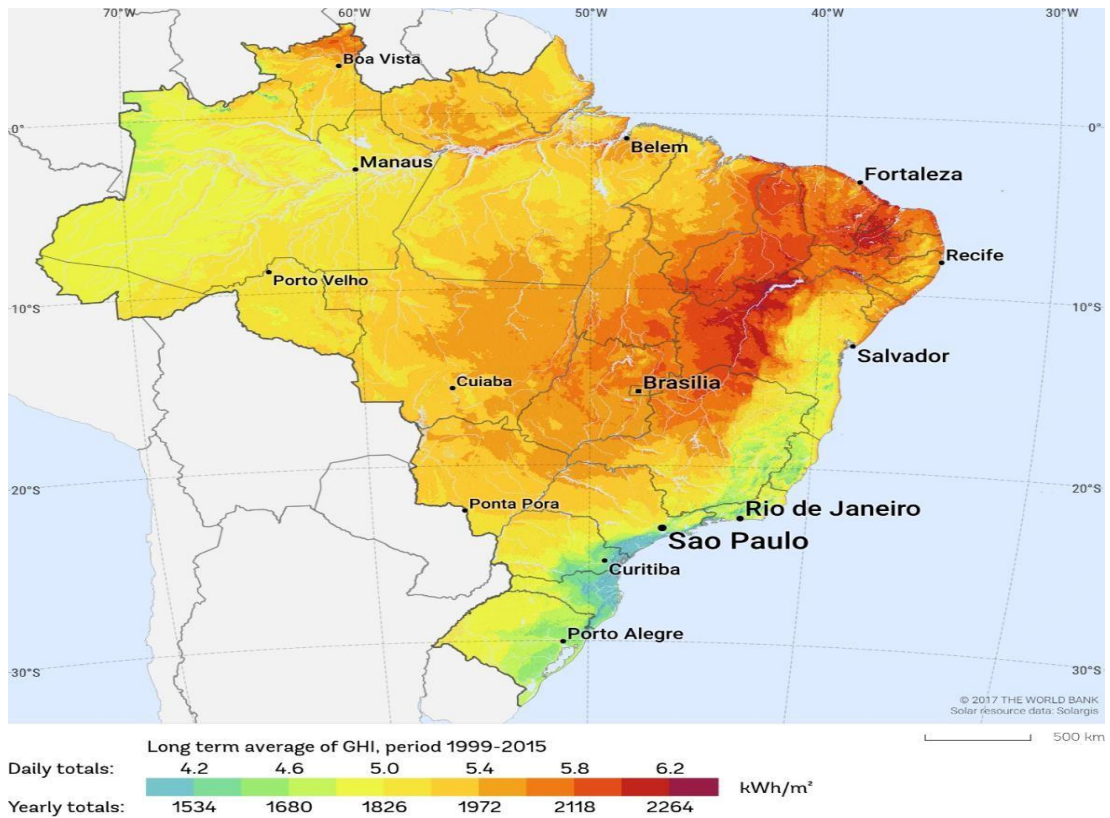


Figura 4. Irradiação solar média diária e anual para o território brasileiro.
 Fonte: Adaptado de (SOLARGIS, 2018).

Verifica-se com base na Figura 4 que boa parte do território possui condições de irradiação solar média consideradas elevadas (girando em torno de 6 kWh/m² ao dia), especialmente na região do nordeste brasileiro. Enquanto algumas localidades na região sul apresentam os menores índices de irradiação média (aproximadamente 4 kWh/m² ao dia).

Alguns materiais possuem a característica de condução de carga elétrica quando estão em contato com a radiação solar, é o caso dos semicondutores. Um material é chamado de semicondutor por possuir uma camada de valência totalmente preenchida por elétrons e uma de condução totalmente vazia em temperatura ambiente. Os semicondutores mais empregados na fabricação de células solares são o silício, arsenato de gálio e o telurieto de cádmio (PINHO, 2014).

Os átomos do silício formam uma rede cristalina, pois possuem quatro elétrons de ligação que se ligam aos elétrons vizinhos. Ao adicionar ao silício o fósforo, também chamado de material dopante tipo n, sendo que o fósforo é um átomo que possui cinco elétrons de ligação, restará um elétron e a sua ligação com o átomo de origem (fósforo) torna-se fraca. Quando dá-se um estímulo energético a esse elétron restante, o mesmo encaminha-se para a banda de condução, processo conhecido como dopagem do silício, constituindo assim um material do tipo n, ou seja, com elétron sobrando. Entretanto, se for adicionado boro (dopante tipo p) ao silício, haverá a falta de um elétron na ligação e conseqüentemente formará-se uma lacuna, onde com pouca energia um elétron vizinho poderá suprir essa lacuna fazendo com que a lacuna desloque-se, formando assim um material do tipo p (VANNI, 2008).

Quando forma-se a junção p-n, os elétrons livres existentes no material tipo n irão preencher as lacunas do material tipo p e então haverá a presença de um campo elétrico resultante no sistema. Quando uma junção p-n é exposta a uma fonte de energia luminosa, os fótons incidem sobre o sistema e se a energia liberada pelos fótons for superior a energia necessária para mover os elétrons livres do material tipo n para a lacuna existente no material tipo p, haverá um fluxo de cargas no elemento e conseqüentemente uma corrente irá percorrer o mesmo (VANNI, 2008).

A Figura 5 mostra o efeito fotoelétrico.

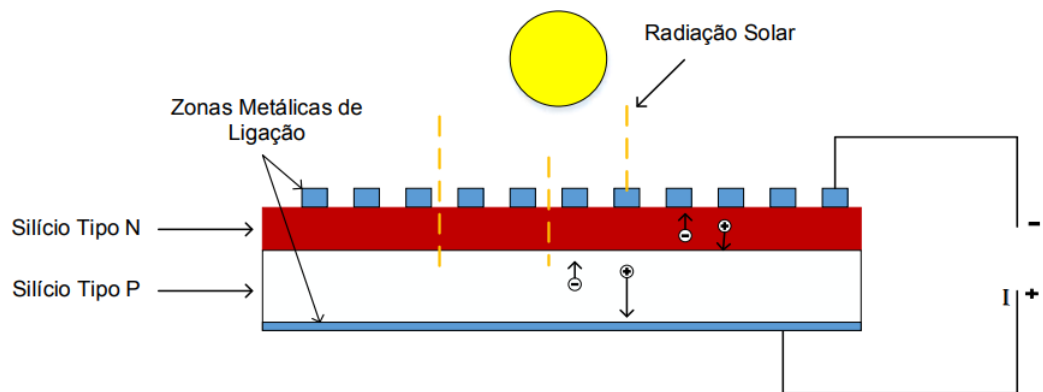


Figura 5. Efeito fotoelétrico.
Fonte: Adaptado de (VANNI, 2008).

2.1.1 Ângulos

O movimento de translação da Terra em torno do Sol anualmente tem uma forma elíptica e possui uma inclinação de aproximadamente $23,5^\circ$ com relação ao plano do Equador (ZILLES, 2016).

A posição angular do Sol em relação à linha do Equador ao meio dia solar é conhecida como declinação solar (δ) e varia de acordo com os limites: $-23,5^\circ \leq \delta \leq 23,5^\circ$. Pode-se verificar a inclinação do Sol em relação à linha do Equador na Figura 6.

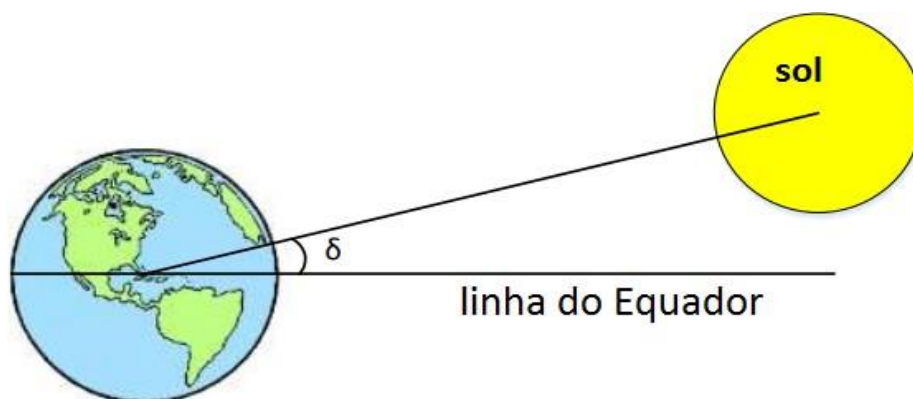


Figura 6. Declinação solar.
Fonte: Adaptado de (ZILLES, 2016).

De acordo com Zilles (2016), as relações geométricas entre os raios solares que variam de acordo com a posição do Sol e a superfície terrestre são descritas através de vários ângulos:

- Ângulo de Incidência (γ): ângulo formado entre os raios do sol e a normal de superfície de captação;
 - Ângulo Azimutal da Superfície (A_w): ângulo entre a projeção da normal à superfície no plano horizontal e direção Norte-Sul. O deslocamento angular tomado a partir do Norte (projeção a direita do Norte) $-180^\circ \leq A_w \leq 180^\circ$ (projeção a esquerda do Norte) ;
 - Ângulo Azimutal do Sol (A_s): ângulo entre a projeção do raio solar no plano horizontal e a direção Norte-Sul;
 - Altura Solar (α): ângulo compreendido entre o raio solar e a projeção do mesmo sobre um plano horizontal;
 - Inclinação (β): ângulo entre a superfície em questão e a horizontal;
 - Ângulo Horário do Sol (ω): deslocamento angular Leste-Oeste do Sol, a partir do meridiano local, e devido ao movimento de rotação da Terra;
 - Ângulo Zenital (θ_z): ângulo formado entre os raios solares e a vertical.
- Segundo as Figuras 7 e 8 pode-se verificar as relações geométricas discutidas.

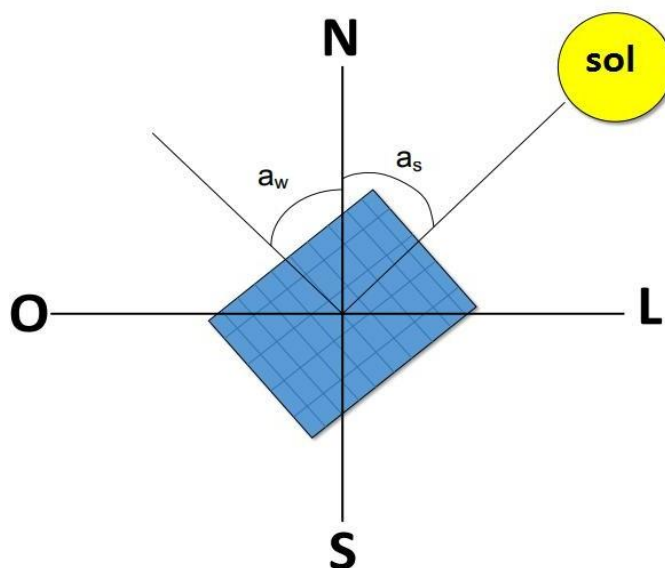


Figura 7. Representação dos ângulos azimutais.
Fonte: Adaptado de (ZILLES, 2016).

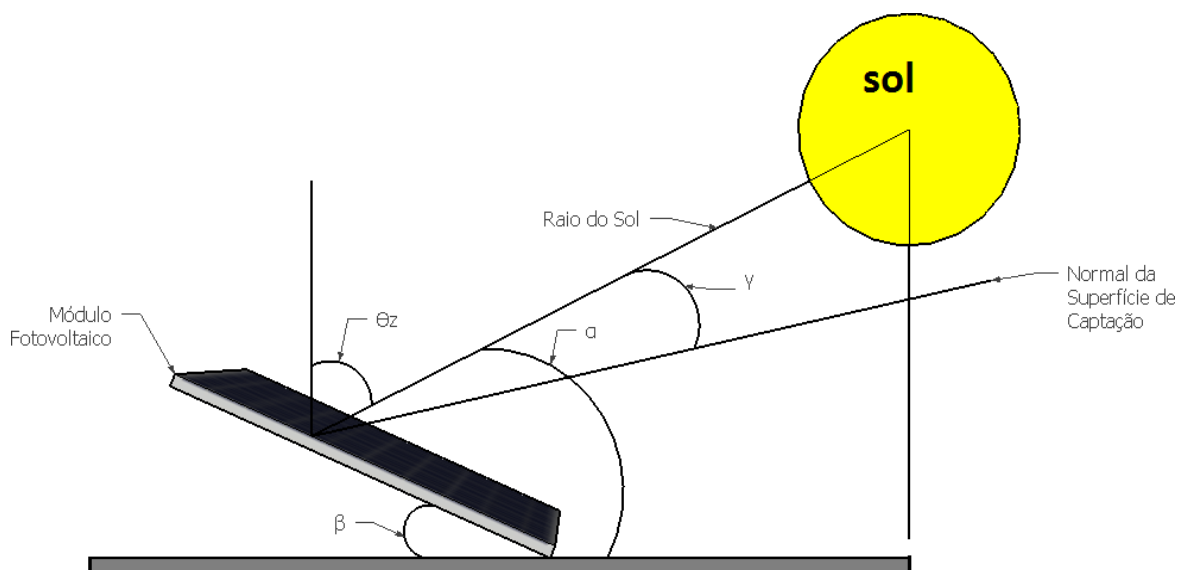


Figura 8. Relações geométricas entre o Sol e os painéis.
Fonte: Autoria própria.

2.2 PAINÉIS FOTOVOLTAICOS

A tecnologia atual (silício mono/policristalino e filmes finos) empregada para fabricação dos painéis fotovoltaicos proporciona ao mesmo o funcionamento pleno para condições de temperatura entre -50°C e 85°C . Na parte exterior das placas também são colocadas películas de vidro para aumentar a resistência à agentes externos, fazendo com que as placas possam ser instaladas em diversos tipos de topologias estruturais e variações climáticas (VILLALVA, 2012).

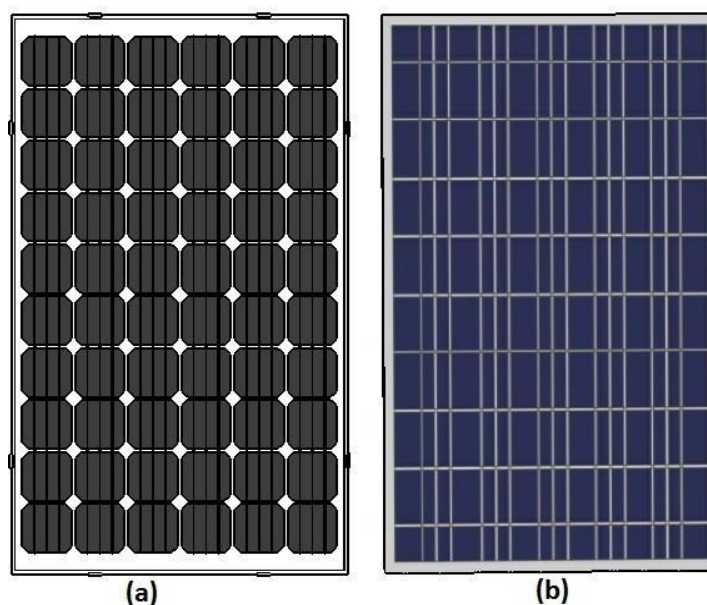
A quantidade de painéis e o esquema de ligação serão alguns aspectos a serem analisados na hora do dimensionamento do sistema, porém, o tipo de material empregado é essencial na hora da escolha do painel. Alguns dos tipos mais empregados na fabricação dos painéis são descritos a seguir.

2.2.1 Painéis de Silício Cristalino

Existem dois tipos de painéis de silício cristalino, o monocristalino (m-Si) e o policristalino (p-Si). O painel do tipo monocristalino por ser um material mais puro (composto por cerca de 99,99% de silício), tem um custo mais elevado que o

policristalino (composto por diversos cristais). Entretanto, a pureza do monocristalino reflete na sua eficiência mais elevada, sendo que esta fica em torno de 14%, já o policristalino tem uma eficiência por volta de 13% (ALMEIDA, 2012).

Segundo a Figura 9 pode-se observar os dois tipos de painéis fotovoltaicos utilizados a partir do silício cristalino.



**Figura 9. Painéis de silício monocristalino (a) e policristalino (b).
Fonte: Autoria Própria.**

2.2.2 Painéis de Filmes Finos

Caracterizam-se pela utilização de uma pequena quantidade de material semiconductor depositado em um substrato, podendo este ser rígido ou flexível. Os tipos mais comuns são: Silício Amorfo Hidrogenado; Silício Microamorfo; Telureto de Cádmiio; Disseleneto de Cobre e Índio; Disseleneto de Cobre, Gálio e Índio.

Baseado na Tabela 2 pode-se verificar as características de rendimento e dimensões das principais tecnologias empregadas em painéis fotovoltaicos atualmente.

Tabela 2. Características típicas de painéis solares comerciais.

| Tecnologia | Espessura (μm) | Área (m^2) | Eficiência (%) | Área para produzir 1 kWp (m^2) |
|-------------------------------------|---|---------------------------------------|-----------------------|---|
| Monocristalina | 200 | 1,4 a 1,7 | 14 a 20 | ~ 7 |
| Policristalina | 160 | 1,4 a 1,7 | 11 a 16 | ~ 8 |
| Silício Amorfo Hidrogenado | 1 | ~ 1,5 | 4 a 8 | ~ 15 |
| Silício Microamorfo | 2 | ~ 1,4 | 7 a 9 | ~ 12 |
| Telureto de Cádmio | 1 a 3 | ~ 0,6 a 1 | 10 a 11 | ~ 10 |
| Disseleneto de Cobre, Gálio e Índio | ~ 2 | ~ 0,6 a 1 | 7 a 12 | ~ 10 |

Fonte: (ALMEIDA, 2012).

2.2.3 Orientação e Inclinação dos Painéis

Para maximizar a geração de energia do sistema, duas condições deverão ser analisadas a orientação e a inclinação dos painéis fotovoltaicos.

2.2.3.1 Orientação

Em geral, para uma operação eficiente e adequada, os painéis deverão estar orientados em direção normal à linha do Equador. No hemisfério Sul, onde está localizado o Brasil, a face dos painéis deverá estar voltada para o Norte geográfico. Já para instalações localizadas no hemisfério Norte, a orientação deverá seguir o Sul geográfico.

O instrumento que é geralmente utilizado para verificar a orientação do local onde será instalado os painéis é a bússola, sendo que esse instrumento indica a orientação com base no campo magnético terrestre. Entretanto, na maioria dos casos, a orientação magnética não coincide com a orientação geográfica do local, sendo assim, é necessário realizar a correção do referencial magnético. Para tal, utiliza-se a Declinação Magnética do local de instalação, a qual pode ser obtida através de mapas e *softwares* disponibilizados por diversas organizações (VILLALVA, 2012).

2.2.3.2 Inclinação

O valor do ângulo de inclinação dos painéis é obtido com base na latitude do local no qual o mesmo será instalado e pode ser analisado a partir da Tabela 3.

Tabela 3. Recomendação do ângulo de inclinação do painel fotovoltaico.

| Latitude do Local | Ângulo de inclinação recomendado (β) |
|-------------------|---|
| 0° a 10° | $\beta = 10^\circ$ |
| 11° a 20° | $\beta = \text{latitude do local}$ |
| 21° a 30° | $\beta = \text{latitude do local} + 5^\circ$ |
| 31° a 40° | $\beta = \text{latitude do local} + 10^\circ$ |
| 41° ou mais | $\beta = \text{latitude do local} + 15^\circ$ |

Fonte: Adaptado de (VILLALVA, 2012).

2.3 CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS DOS PAINÉIS

Na hora de realizar o projeto de um sistema fotovoltaico, as características elétricas dos painéis (encontradas no *datasheet* do fabricante) deverão ser observadas para um correto dimensionamento. De acordo com (PINHO, 2014) as principais características elétricas dos painéis são:

- Tensão de Circuito Aberto (V_{oc}): é a tensão entre os terminais de um painel fotovoltaico quando não circula nenhuma corrente pelo mesmo. Trata-se da máxima tensão que o painel consegue produzir. A tensão de circuito aberto depende dos seguintes parâmetros dados pela Equação 1.

$$V_{oc} = \frac{k \cdot T}{q} \cdot \ln\left(\frac{I_L}{I_0} + 1\right) \quad (1)$$

Percebe-se que a tensão de circuito aberto da placa depende diretamente da constante de Boltzmann (k), da temperatura (T) e da carga elétrica (q). Também depende da variação logarítmica da corrente elétrica fotogerada (I_L) em relação à corrente de saturação (I_0).

A tensão de circuito aberto é um dado que pode ser encontrado no *datasheet* do componente.

- Corrente de Curto-Circuito (I_{sc}): é a corrente máxima que pode circular pelo painel para o caso de tensão terminal nula. A corrente de curto-circuito depende da área da placa, da irradiância solar instantânea, da distribuição espectral, das propriedades ópticas e da probabilidade de coleta dos pares elétron-lacuna formados;

Esse parâmetro também pode ser encontrado no *datasheet* do painel.

- Fator de Forma (FF): trata-se da razão entre a máxima potência da célula e o produto da corrente de curto-circuito com a tensão de circuito aberto. O fator de forma é dado por:

$$FF = \frac{V_{MP} \cdot I_{MP}}{V_{OC} \cdot I_{SC}} \quad (2)$$

Em que:

V_{MP} = tensão de máxima potência da placa;

I_{MP} = corrente de máxima potência da placa.

- Eficiência: define quão eficiente é o processo de conversão de energia do painel e pode ser calculada a partir da Equação 3:

$$\eta = \frac{I_{SC} \cdot V_{OC} \cdot FF}{A \cdot G} \cdot 100\% \quad (3)$$

Em que:

A = área do painel;

G = irradiação solar incidente.

2.3.1 Curva Característica I-V

Para conhecer o comportamento de potência de qualquer painel é necessário observar a sua Curva I-V. A partir disso é apresentada a curva de relação da tensão em função da corrente presentes na placa e também as principais características operativas, tal como o ponto máximo de operação, também conhecido como MPP (*Maximum Power Point*), onde a derivada da tensão em relação à corrente é nula.

Analisando a Figura 10 pode-se verificar a Curva I-V de um painel fotovoltaico (PEREIRA, 2006).

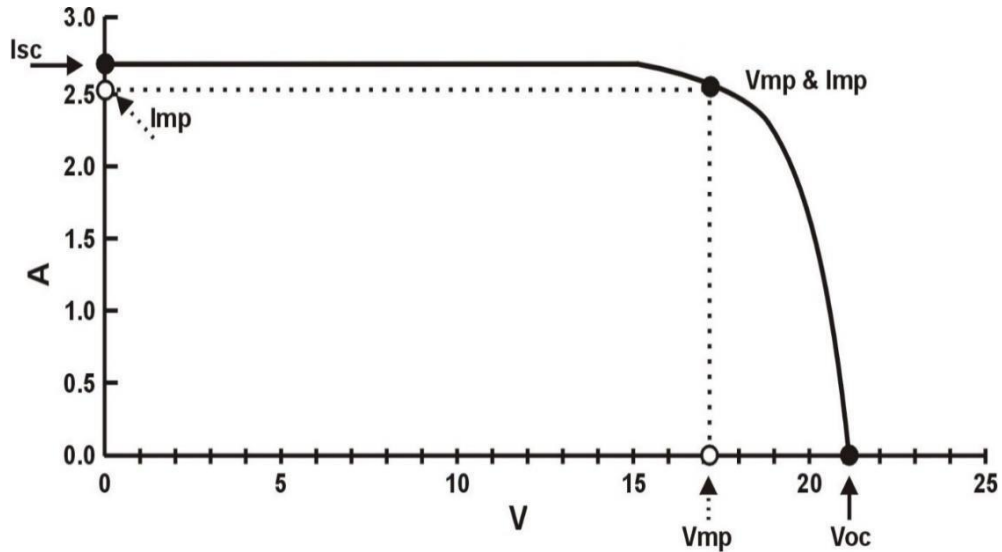


Figura 10. Curva de relação entre corrente e tensão num painel fotovoltaico.
Fonte: (PEREIRA, 2006).

2.3.2 Efeito da Temperatura

A Curva I-V é obtida para parâmetros nominais de operação a partir do padrão STC (*Standart Test Conditions*), sendo que as placas são testadas em temperatura ambiente de 25°C.

A temperatura influencia o comportamento da corrente e da tensão presentes nos painéis. A corrente de curto circuito varia segundo um coeficiente α que geralmente apresenta um valor de 0,06% por °C. O coeficiente α é dado por:

$$\alpha = \frac{dI_{sc}}{dT} \quad (4)$$

Já a variação de tensão em função da temperatura é dada por β e pode ser obtida a partir da Equação 5.

$$\beta = \frac{dV_{oc}}{dT} \quad (5)$$

Sendo que β possui um valor negativo, o que indica que a tensão varia negativamente com o aumento da temperatura.

Na Figura 11 é apresentada a variação das curvas dos painéis para determinadas temperaturas ambientes.

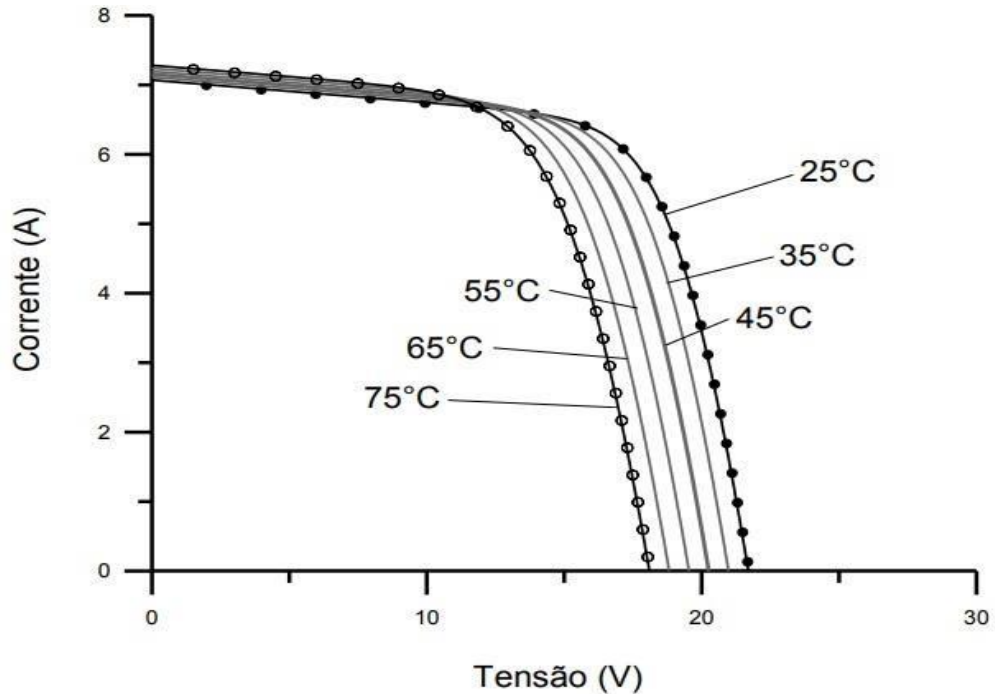


Figura 11. Influência da temperatura na curva I-V.
Fonte: (PINHO, 2014).

Pode-se verificar que a tensão de circuito aberto varia de forma linear com o aumento da temperatura.

2.3.3 Efeito da Irradiação

Já a corrente de curto circuito varia de forma linear com a irradiação e pode ser dado por:

$$I_{SC} = I_{SC,STC} \cdot \frac{G}{1000} \quad (6)$$

Em que:

$I_{SC,STC}$ = corrente de curto-circuito para as condições nominais de testes.

Baseado na Figura 12 pode-se verificar algumas condições de irradiação para um painel mantido numa temperatura ambiente de 25°C.

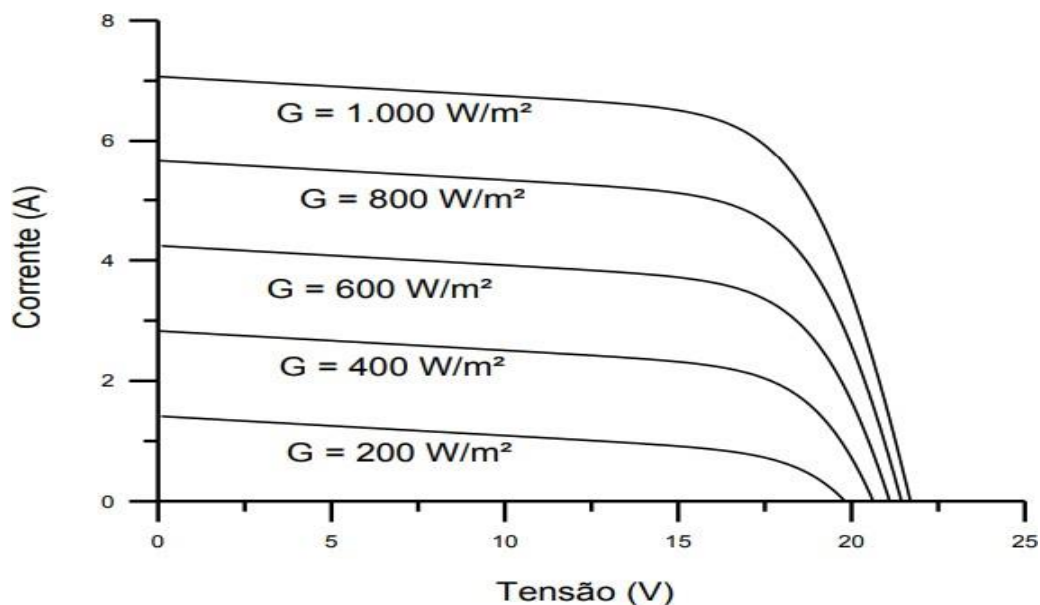


Figura 12. Influência da irradiação na curva I-V.
Fonte: (PINHO, 2014).

2.3.4 Efeito do Sombreamento

A diminuição da incidência de radiação solar sobre um painel implica na redução da corrente que irá circular pelas células do mesmo. Essa redução pode ser gerada por um efeito de sombreamento proveniente de algum objeto, construção ou até mesmo de alguma árvore que esteja próxima, assim como pode ser também o resultado do acúmulo de sujeira sobre o vidro do painel, entre outros. Quando um painel encontra-se conectado a outros painéis, o efeito irá se propagar por todo o sistema, podendo afetar a geração de energia resultante (PINHO, 2014).

Além disso, como a potência não está sendo entregue ao consumo, e sim dissipada no próprio painel, podem se formar pontos quentes sobre o painel (efeito conhecido como *hot spot*), produzindo uma elevação de temperatura e podendo romper o vidro que protege as células.

Segundo a Figura 13 pode-se verificar o efeito de sombreamento sobre o sistema composto por quatro painéis fotovoltaicos.

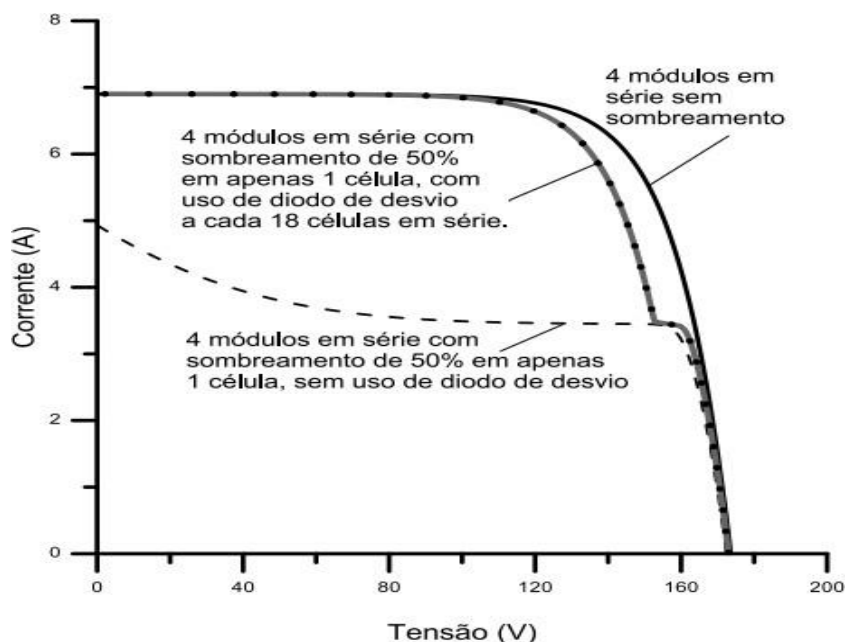


Figura 13. Influência do sombreamento na curva I-V.
Fonte: (PINHO, 2014).

2.4 ASSOCIAÇÕES DOS PAINÉIS

Os painéis fotovoltaicos são formados por células fotovoltaicas, sendo que essas possuem uma faixa de potência gerada que varia entre 1 e 3 W, com tensão de aproximadamente 1 V. Já as potências nominais dos painéis variam muito de fabricante para fabricante, sendo que os valores comerciais mais encontrados são: 260 Wp, 265 Wp, 270 Wp, 320 Wp, 325 Wp e 330 Wp.

Os painéis são então conectados, sendo que a sua forma de conexão deverá ser analisada conforme a finalidade do projeto.

2.4.1 Associação em Série

Na conexão em série os terminais negativos de cada painel serão conectados aos terminais positivos dos painéis seguintes, de forma que a tensão

resultante seja a soma das tensões de cada painel, porém, a corrente que irá circular será a corrente inicial do painel.

Um cuidado que deve-se ter no dimensionamento do sistema é o de fazer com que a tensão do sistema não seja superior ao suportado pelo inversor, de modo a não danificá-lo.

2.4.2 Associação em Paralelo

Na conexão em paralelo, a tensão do sistema será a tensão dos painéis e a corrente será a soma das correntes de cada um dos painéis. Deve-se analisar a corrente resultante do sistema de modo a não superar a corrente nominal do inversor para não acarretar em danos ao sistema.

2.4.3 Associação Mista

Ocorre que em muitos casos há a necessidade de utilizar as duas conexões (série e paralelo) de modo a maximizar a potência do sistema. A conexão em paralelo fará com que a máxima tensão possível seja captada, enquanto que a conexão em série fará com que a máxima corrente permitida seja obtida, fazendo com que a máxima potência possa ser gerada pelo sistema fotovoltaico.

3 CONFIGURAÇÕES TÍPICAS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

De acordo com a configuração do sistema, como distância dos centros urbanos, geografia local ou até mesmo disponibilidade de recursos, sejam eles monetários ou energéticos, dois tipos básicos de sistemas podem ser utilizados para a geração de energia a partir de fontes fotovoltaicas.

Em uma das situações a carga estará conectada a rede de distribuição da concessionária, configuração essa chamada de sistema *on-grid*, ou, conectado à rede. Já no outro caso não haverá a conexão com a rede de energia e o sistema atuará de forma isolada, funcionando então como um sistema *off-grid* ou isolado.

3.1 SISTEMAS ISOLADOS

Os sistemas isolados são geralmente encontrados em locais com difícil acesso ou que ainda não possuem contato com a rede de distribuição de energia e necessitam armazenar energia para a posterior utilização.

A Figura 14 apresenta o esquema de conexão do sistema de geração fotovoltaica *off-grid*.

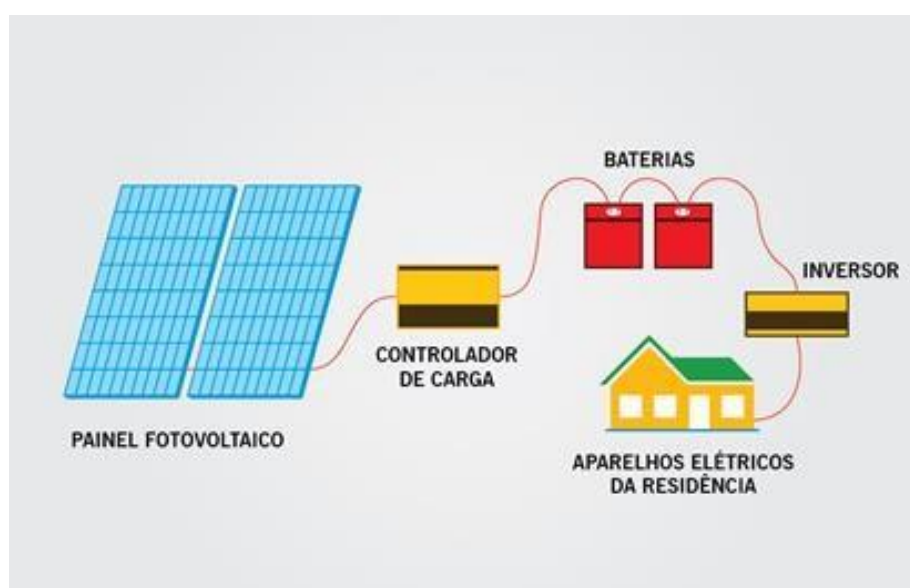


Figura 14. Sistema fotovoltaico *off-grid*.
Fonte: (SOLAR, 2018).

Como o sistema fotovoltaico gera tensão em corrente contínua, é função do inversor adequar a corrente para valores alternados compatíveis com a carga do sistema. O inversor pode ter vários pontos de máxima potência, podendo assim atender a mais de um sistema de painéis, com diferentes características elétricas.

Para que não ocorra danos ao sistema de armazenamento de energia, controladores de carga deverão ser instalados com o propósito de controlar a carga e descarga das baterias. Esse controlador fará com que não haja sobretensão no sistema e fará com que o sistema trabalhe de maneira eficaz.

3.2 SISTEMAS CONECTADOS À REDE

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFVCR) são comumente usados em regiões urbanas e tem como objetivo alimentar totalmente ou parcialmente uma determinada carga. O SFVCR possui a vantagem de dispensar o uso de banco de baterias, necessários no caso dos sistemas isolados para os momentos em que a geração fotovoltaica não é suficiente para atender a demanda da instalação, que ocorre principalmente na ausência de radiação solar (PINHO, 2014).

Para se determinar e maximizar o desempenho de um SFVCR, é necessário conhecer alguns aspectos e parâmetros de desempenho, tais como: qualidade dos componentes, configuração de ligação escolhida (série e/ou paralelo), instalação e manutenção adequada dos componentes, parâmetros da rede elétrica na qual estará conectado, e, as perdas do sistema (ALMEIDA, 2012).

Atualmente os painéis fotovoltaicos presentes no mercado apresentam em média 16% de eficiência, variando de acordo com os aspectos construtivos de cada painel (NEUMANN, 2012).

O SFVCR é composto basicamente pelos seguintes dispositivos:

- i. painéis fotovoltaicos (gerador fotovoltaico);
- ii. inversores de frequência;
- iii. estruturas de fixação;
- iv. componentes de proteção do sistema;
- v. medidor de energia bidirecional.

A Figura 15 apresenta o esquema de conexão do sistema de geração fotovoltaica *on-grid*.

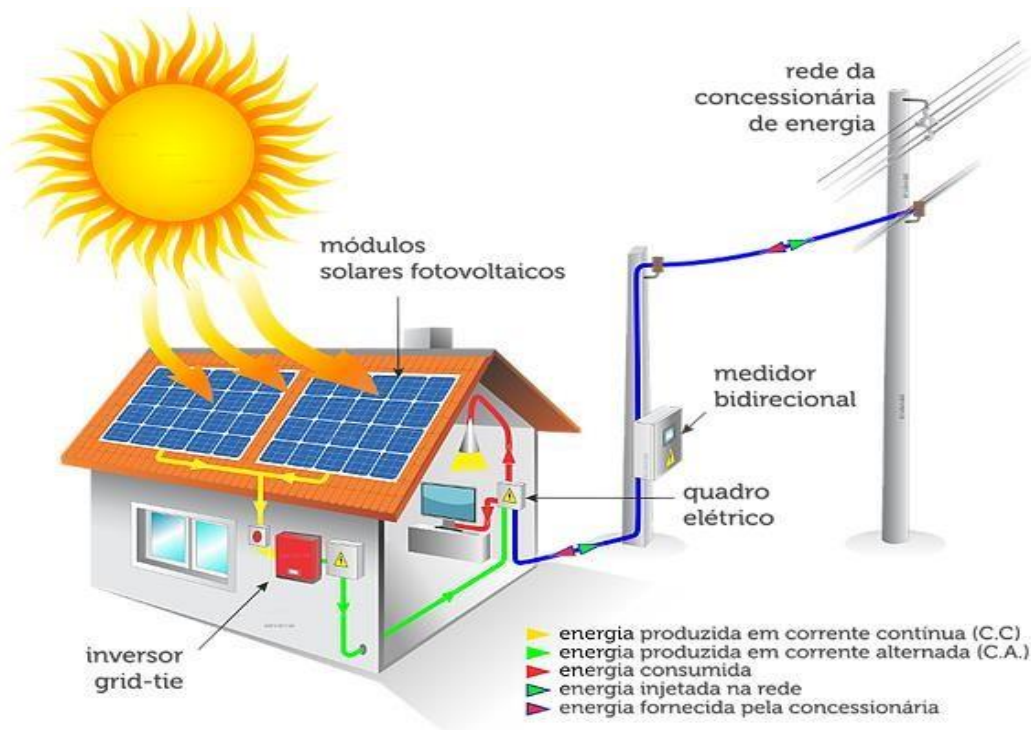


Figura 15. Sistema fotovoltaico conectado à rede.
Fonte: (PINHO, 2014).

O inversor deverá atender algumas exigências da concessionária, tais como proteção contra ilhamento, sobretensão, sobrecorrente e harmônicas que possam ser injetadas na rede. Também deverá proporcionar valores adequados para as características elétricas geradas, tais como tensão, corrente e frequência, de modo a garantir a qualidade da geração de energia (ALMEIDA, 2012).

A partir disso é necessário realizar a medição de quanta energia está sendo entregue a carga proveniente da rede elétrica e quanta energia está sendo entregue à rede proveniente do sistema fotovoltaico. Para tal, um medidor de energia bidirecional deverá ser utilizado.

Toda a energia gerada pelo SFVCR chegará ao quadro de distribuição e os aparelhos elétricos irão consumir essa energia quando necessário, porém, caso essa energia consumida seja inferior a energia gerada pelo sistema fotovoltaico em cada instante, o excedente é injetado na rede elétrica, fazendo com que a mesma seja faturada, caso contrário a rede elétrica irá suprir a energia demandada pela unidade consumidora.

Para os momentos em que não houver geração de energia por parte do SFVCR, seja por fatores relacionados às condições climáticas, problemas elétricos/mecânicos dos dispositivos ou no período noturno, onde não há incidência solar, a rede elétrica de distribuição ficará encarregada de suprir a energia necessária à unidade consumidora.

3.3 NORMAS TÉCNICAS PARA A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) é responsável pela fiscalização do setor elétrico em todo território brasileiro e todos os projetos sejam eles no âmbito da geração distribuída ou da geração centralizada de energia deverão cumprir as normas de proteção e qualidade impostas pelo órgão.

A geração distribuída (GD) surgiu como uma alternativa para a geração centralizada (GC) que até então é a configuração de geração mais utilizada em todo o mundo. Na GD a geração e o consumo de energia estão muito próximos, o que não acontece com a GC, na qual geralmente a geração e o consumo estão muito distantes um do outro. As principais vantagens de se ter a geração próxima a carga são: os investimentos em infra-estrutura para transmissão de energia podem ser postergados, sendo que os mesmos geralmente demandam investimentos muito elevados; redução no carregamento das redes de energia; alternativas para a matriz energética e o impacto ambiental quase nulo (ANEEL, 2014).

3.3.1 Resolução Normativa nº 482/2012 da ANEEL

A ANEEL estabeleceu no dia 17 de abril de 2012 a resolução normativa nº 482 tratando sobre as condições gerais para o acesso de micro e mini geração distribuída com o intuito de reduzir as barreiras para a conexão de pequenas centrais geradoras no sistema de distribuição.

A microgeração distribuída engloba centrais geradoras de energia elétrica com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada ou fontes renováveis de energia elétrica, e a minigeração distribuída engloba aquelas

centrais geradoras com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica (ANEEL, 2015).

A potência máxima permitida a ser instalada para os casos de micro e minigeração distribuída são determinados a partir da potência instalada do sistema para os casos de consumidores atendidos em baixa tensão, e, pela demanda contratada, para os casos onde a unidade consumidora é atendida em alta tensão.

Caso o gerador tenha o intuito de instalar um sistema com potência instalada superior a permitida, o mesmo deverá solicitar o aumento de carga ou de demanda contratada perante à concessionária vigente (ANEEL, 2012).

A resolução normativa trata também sobre o sistema de compensação de energia elétrica, caso onde há um excedente de energia na unidade geradora, ou seja, a quantidade de energia injetada na rede de distribuição é superior a quantidade de energia consumida em determinado mês. Nesses casos, o consumidor irá receber créditos de energia que poderão ser utilizados para abater a energia consumida em meses posteriores em qualquer unidade consumidora, desde que a mesma esteja sobre sua titularidade em um período de até 60 meses (ANEEL, 2015).

3.3.1.1 Sistema de Compensação de Energia

O sistema de compensação de energia, ou *net-metering* surgiu como uma proposta de incentivo à geração a partir de fontes renováveis. Essa configuração permite que a energia excedente gerada a partir de unidades consumidoras enquadradas na micro e minigeração distribuída possa ser injetada na rede de distribuição.

Com a instalação de medidores bidirecionais haverá uma medição mensal de quanta energia estará sendo entregue a concessionária através da linha de transmissão e de quanta energia estará sendo consumida na unidade consumidora, podendo assim verificar os excedentes de energia a cada mês. No caso de excedente energético haverá então um empréstimo energético para a concessionária, o qual poderá ser compensado em futuras faturas ou em faturas de outras unidades consumidoras sobre mesma titularidade.

O esquema de compensação energético pode ser analisado com base na Figura 16.

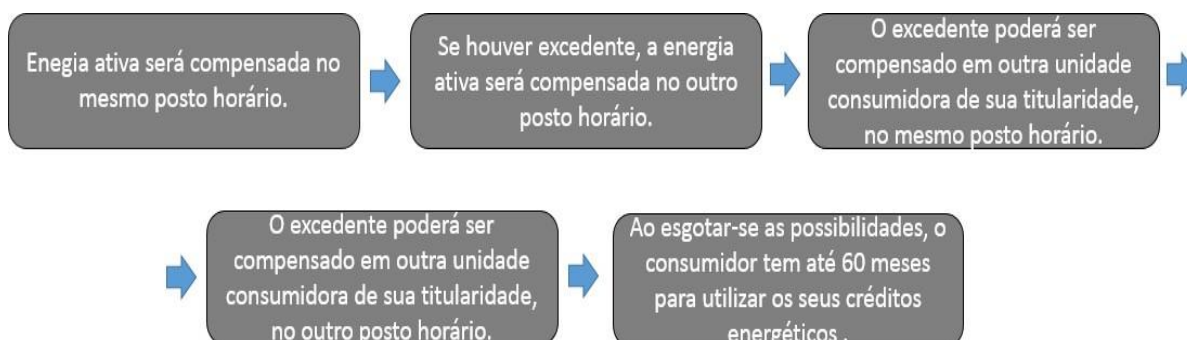


Figura 16. Esquema de compensação de energia.
Fonte: (ANEEL, 2012).

Para o caso das unidades consumidoras pertencentes ao grupo B (baixa tensão), ainda que a energia injetada na rede seja superior ao consumo, será devido o pagamento referente ao custo de disponibilidade – valor em reais equivalente a 30 kWh (monofásico), 50 kWh (bifásico) ou 100 kWh (trifásico). De forma análoga, para os consumidores que pertençam ao grupo A (alta tensão) será devida apenas a parcela da fatura correspondente à demanda contratada (ANEEL, 2014).

3.4 PROCEDIMENTO DE ACESSO À MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Para que o acesso à rede de distribuição por parte do gerador seja concretizado, o mesmo deverá procurar a concessionária vigente em sua localidade e verificar os procedimentos necessários. De modo geral, é exigido um formulário básico de acesso contendo as principais informações sobre o titular da unidade consumidora e o tipo de geração que será realizado, assim como potência instalada e tensão de fornecimento de energia. Além disso, deverá ser entregue uma Anotação de Responsabilidade Técnica (ART) com assinatura de um técnico ou engenheiro eletricitista responsável pelo projeto do sistema. A partir disso a concessionária irá analisar o projeto e verificar se está tudo conforme as normas da mesma e poderá ou não aprovar o projeto para conseqüente instalação do sistema (ENERGIA, 2015).

Observando a Figura 17 pode-se verificar o procedimento de acesso a rede de distribuição.

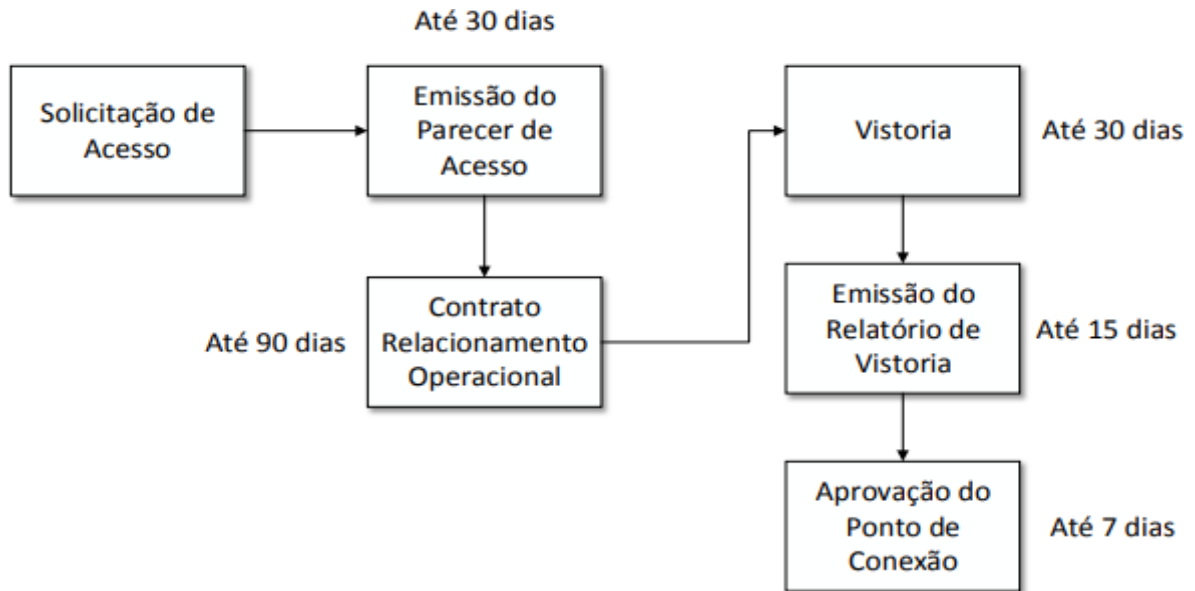


Figura 17. Procedimento de acesso à rede de distribuição da concessionária.
Fonte: Adaptado de (ENERGIA, 2015).

4 METODOLOGIA PARA DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE

O projeto de um sistema fotovoltaico conectado à rede envolve diversos fatores, tais como: orientação e inclinação dos painéis, área disponível para instalação dos painéis, sombreamento, disponibilidade de recurso solar e o consumo a ser atendido. A partir do projeto pretende-se adequar o sistema a necessidade de consumo que a unidade consumidora precisa, para tal um projeto bem elaborado deverá ser realizado. De acordo com Pinho (2014), as principais etapas de um projeto para sistemas fotovoltaicos conectados à rede são:

1. Levantamento adequado do recurso solar disponível no local da instalação;
2. Definição da localização e configuração do sistema;
3. Levantamento adequado da curva de carga da unidade consumidora;
4. Projeto do Sistema Fotovoltaico;
5. Dimensionamento dos equipamentos.

4.1 AVALIAÇÃO DO RECURSO SOLAR PARA O LOCAL

É necessário verificar qual é a radiação solar média incidente no local para estimar qual poderá ser a produção de energia por metro quadrado de área. A grandeza irradiância solar é dada em W/m^2 e representa a potência máxima que o sistema poderá produzir com uma eficiência de 100% para um metro quadrado instalado.

Como há uma relação linear entre a produção de energia e a radiação solar, pode ser utilizado o conceito de Horas de Sol Pleno (HSP), onde cada HSP reflete o número de horas na qual a irradiação solar é constante e igual a $1 kW/m^2$, de forma que a energia resultante seja equivalente à energia disponibilizada pelo Sol no local em questão, acumulada ao longo de um dia (PINHO, 2008).

A Figura 18 mostra diversas situações climáticas e as HSP equivalentes à cada uma delas.

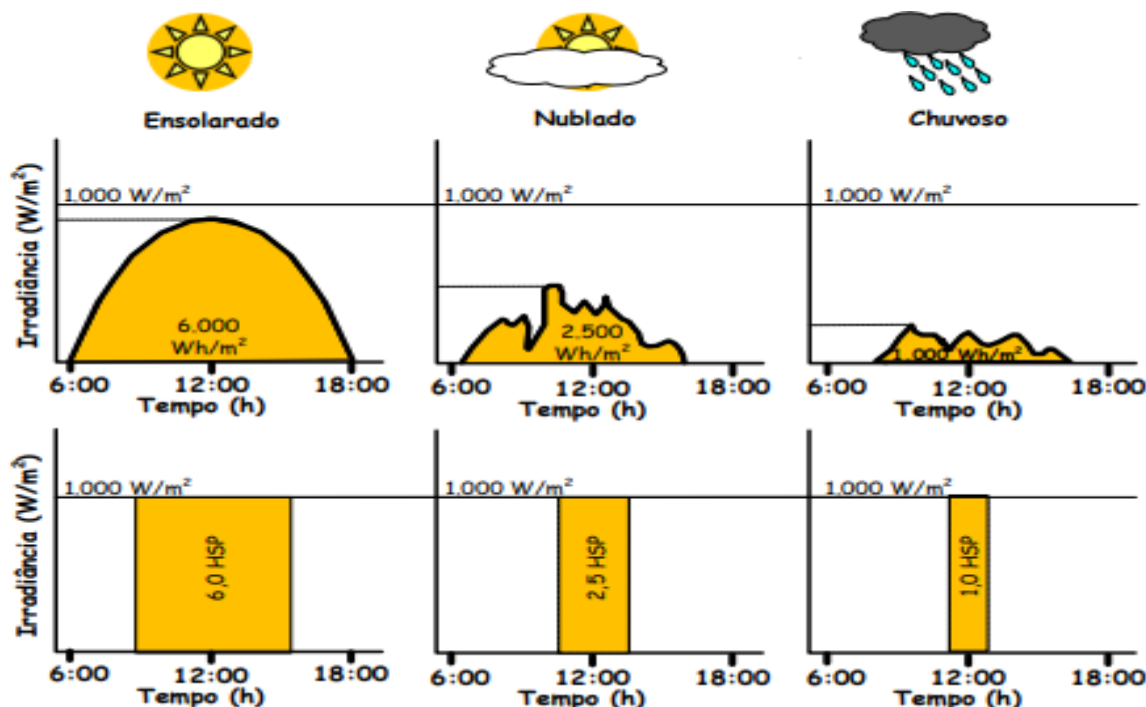


Figura 18. Exemplos de perfis de radiação solar diária com valores equivalentes de HSP.
Fonte: (PINHO, 2008).

Geralmente, nos meses de verão e nos dias mais ensolarados a HSP tende a ter um valor mais elevado, porém, há a necessidade de analisar a incidência solar para um período anual para verificar a HSP média e poder assim ter uma base da geração de energia média por ano que o sistema pode ser capaz de suprir.

4.2 LOCALIZAÇÃO

A escolha do local é de suma importância para o dimensionamento do sistema e deve integrar os elementos arquitetônicos presentes no ambiente junto aos aspectos de sombreamento possíveis. Também é necessário se levar em conta os aspectos de ventilação do local, que deverá ser arejado e com pouco acúmulo de poeira (PINHO, 2014).

Além disso, o sistema deverá ser instalado num local de fácil acesso para facilidade de manutenção por parte do usuário/técnico.

4.3 LEVANTAMENTO DOS DADOS DE CONSUMO

Independentemente da real finalidade do projeto fotovoltaico, seja o mesmo efetuado para atender parcialmente ou totalmente determinada carga, a base para o correto dimensionamento do sistema leva em conta as características de consumo da unidade consumidora em questão (PINHO, 2014).

Geralmente, os dados de consumo das unidades consumidoras estão previamente declarados em suas faturas de energia elétrica. Informações importantes tais como: histórico de consumo dos últimos 12 meses, valor do preço do kWh consumido, demanda contratada (caso o consumidor seja atendido em alta tensão) e tipo de fatura vigente. Para os casos onde não se tenha a fatura de energia do sistema em mãos, seja para o caso de instalações novas ou consumidores isolados, um levantamento de dados de carga e consumo deve ser realizado.

Um dos métodos de cálculo mais utilizados para a estimativa de consumo mensal médio é dado através da Equação 7 (PINHO, 2014).

$$M = \frac{P_{\text{aparelho}} \cdot d \cdot n}{1000} \quad (7)$$

Em que:

M = média de consumo mensal;

P_{aparelho} = potência nominal do aparelho;

d = número médio de dias de uso do aparelho ao decorrer do mês;

n = número de horas diárias que o aparelho é utilizado.

Entretanto, a energia real que será consumida mensalmente será afetada pelo rendimento global do sistema, que é calculada baseando-se nos rendimentos de cada um dos aparelhos componentes do sistema. A energia média consumida mensalmente é dada por:

$$E_{\text{real}} = \frac{M}{\eta_{\text{global}}} \quad (8)$$

Em que:

E_{real} = energia média consumida mensalmente;

η_{global} = rendimento global do sistema.

4.4 PROJETO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE

As principais diferenças entre o SFVCR e os sistemas isolados são:

- Nos SFVCR não há necessidade de armazenamento de energia;
- Quando houver problemas na rede de distribuição o SFVCR não poderá atuar, mesmo com radiação solar incidente.

- A rede local deverá ser capaz de receber a energia elétrica gerada.

A seção 3.7 dos Procedimentos de Distribuição de Energia no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) da ANEEL relata sobre as condições de acesso da micro e mini geração distribuída a rede de distribuição. Nesta seção é estabelecido que qualquer instalação deverá atender todas as normas da concessionária local, sendo que a mesma deverá disponibilizar tais normas em sites públicos para acesso dos consumidores (ANEEL, 2014).

Os requisitos mínimos da instalação em função da potência instalada podem ser analisados com base na Tabela 4.

Tabela 4. Requisitos mínimos de proteção em função da potência instalada.

| EQUIPAMENTO | Potência Instalada | | |
|---|---------------------------------|---|--|
| | $P \leq 75 \text{ kW}$ | $75 \text{ kW} < P \leq 500 \text{ kW}$ | $500 \text{ kW} < P \leq 5 \text{ MW}$ |
| Elemento de desconexão | Sim | Sim | Sim |
| Elemento de interrupção | Sim | Sim | Sim |
| Transformador de acoplamento | Não | Sim | Sim |
| Proteção de sub e sobretensão | Sim | Sim | Sim |
| Proteção de sub e sobrefrequência | Sim | Sim | Sim |
| Proteção contra desequilíbrio de corrente | Não | Não | Sim |
| Proteção contra desbalanço de tensão | Não | Não | Sim |
| Sobrecorrente direcional | Não | Sim | Sim |
| Sobrecorrente com restrição de tensão | Não | Não | Sim |
| Relé de sincronismo | Sim | Sim | Sim |
| Anti-ilhamento | Sim | Sim | Sim |
| Medição | Sistema de medição bidirecional | Medidor de 4 quadrantes | Medidor de 4 quadrantes |

Fonte: (ANEEL, 2014).

A forma de conexão do sistema de geração fotovoltaica com a rede, que pode ser monofásica, bifásica ou trifásica, e o nível de tensão no ponto de conexão

dependem da potência instalada do sistema. A Tabela 5 ilustra os valores de potência máxima que poderão ser instaladas para o sistema de acordo com o níveis de tensão da instalação.

Tabela 5. Níveis de tensão de acordo com a potência instalada para geração distribuída. Fonte: (ANEEL, 2014).

| Potência Instalada (kW) | Nível de Tensão (V) |
|-------------------------|---|
| < 10 | Baixa tensão (mono, bi ou trifásico) |
| 10 a 100 | Baixa tensão (trifásico) |
| 101 a 500 | Baixa tensão (trifásico) / Média tensão |
| 501 a 5.000 | Média tensão |

4.4.1 Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico

As principais equações e considerações que deverão ser levadas em conta no dimensionamento do sistema gerador fotovoltaico serão tratadas nesse tópico.

A potência que um sistema fotovoltaico deverá produzir pode ser calculada a partir da Equação 9.

$$P_{\text{sistema}} = \frac{C_{\text{diário}}}{\text{HSP} \cdot \eta_{\text{global}}} \quad (9)$$

Em que:

P_{sistema} = potência que o sistema deverá produzir;

$C_{\text{diário}}$ = consumo médio diário da unidade consumidora;

η_{global} = rendimento global do sistema a ser considerado.

A quantidade de energia que o sistema deverá produzir varia de acordo com o propósito do projeto, sendo que este poderá atuar com o propósito de geração a partir de um percentual de consumo da unidade consumidora ou atendê-la totalmente. Também há a possibilidade de gerar um excedente energético que poderá eventualmente ser compensado em outras unidades consumidoras.

A potência do sistema será determinada por alguns fatores. Tomando como base a Equação 10 pode-se verificar a máxima potência de saída de um sistema fotovoltaico.

$$P_{\text{sistema, máx}} = \eta_{\text{painel}} \cdot R_{\text{s máx}} \cdot A \quad (10)$$

Em que:

$P_{\text{sistema,máx}}$ = máxima potência de saída do sistema;

η_{painel} = rendimento do painel utilizado;

A = área de abrangência dos painéis;

$R_{\text{s máxima}}$ = irradiação máxima incidente.

De acordo com Pinho (2014), a eficiência global do sistema varia de acordo com a localidade, e os fatores que influenciam a mesma são:

- Rendimento dos dispositivos utilizados no sistema gerador;
- Condições de limpeza e sombreamento no local;
- Distância entre sistema gerador e dispositivos de inversão de frequência (cabearamento);
- Temperaturas elevadas.

4.5 DIMENSIONAMENTO DO INVERSOR E DOS PAINÉIS

A partir da potência instalada do sistema fotovoltaico, deve-se dimensionar então o inversor de frequência que deverá atender de maneira eficaz a instalação e a quantidade de painéis fotovoltaicos que serão necessários.

Para tal, alguns pontos importantes deverão ser analisados na hora de especificar estes equipamentos que irão atender o sistema, alguns deles são:

- Assistência técnica em território brasileiro;
- Credibilidade de garantia do equipamento (geralmente 10 anos para inversores e 25 anos para os painéis);
- Eficiência dos equipamentos deverá ser a máxima possível;
- Possuir a tecnologia de rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT), para o caso do inversor;
- Possuir um ou mais pontos de máxima potência (MPP) onde o mesmo deverá ser escolhido de acordo com a configuração do arranjo fotovoltaico;
- Características elétricas compatíveis com o sistema, onde a tensão de entrada do inversor deverá ser superior a tensão de circuito aberto do sistema de painéis (V_{oc}).

O inversor também deverá estar presente na lista de modelos que são aceitos pela concessionária vigente, a qual pode ser encontrada no site da concessionária.

O dispositivo poderá atender a uma faixa de potência sem que danos possam ocorrer ao sistema. Normalmente, a faixa de potência de um inversor pode ser dada pela relação abaixo.

$$0,7.P_{\text{arranjo}} \leq P_{\text{inversor}} \leq 1,2.P_{\text{arranjo}} \quad (12)$$

Em que:

P_{arranjo} = potência total dos painéis fotovoltaicos;

P_{inversor} = potência do inversor.

4.6 DIMENSIONAMENTO DAS ESTRUTURAS DE FIXAÇÃO

O correto dimensionamento das estruturas de fixação é de vital importância para o ante e pós projeto, visto que a vida útil de um sistema fotovoltaico é de cerca de 25 anos e um mau dimensionamento poderá ocasionar em eventuais problemas ao longo do tempo.

Geralmente, um sistema de fixação para um sistema fotovoltaico é composto por:

- Perfis de alumínio;
- Junções de perfis;
- Grampos finais;
- Grampos intermediários;
- Presilhas externas;
- Presilhas internas;
- Trilhos;
- Parafusos, porcas e abraçadeiras.

Baseado na Figura 19 pode-se observar um sistema de fixação para um arranjo fotovoltaico sendo instalado.



Figura 19. a) utilização do grampo intermediário, b) utilização da junção dos perfis, c) perfis de alumínio e aterramento.
Fonte: Autoria própria.

A Figura 19a ilustra a utilização do grampo intermediário para fixação do perfil de alumínio numa cobertura de zinco trapezoidal. Pode-se analisar que é utilizado um selante adesivo para vedar a estrutura e evitar problemas de infiltração no ambiente.

A Figura 19b demonstra a utilização da junção dos perfis, como cada perfil geralmente possui um comprimento de 4,2 metros, eventualmente há a necessidade de utilizar junções ao longo da estrutura.

Finalmente, com base Figura 19c pode-se analisar os perfis, com a distância correta entre os mesmos para inserção das placas, contendo também o sistema de aterramento dos perfis.

4.7 DIMENSIONAMENTO DA PROTEÇÃO

Como em qualquer outro sistema elétrico, os principais dispositivos de proteção empregados são os fusíveis, os disjuntores e os dispositivos de proteção contra surtos (DPS).

Para a proteção adequada de um sistema fotovoltaico, o correto dimensionamento é de vital importância para não sobrecarregar os dispositivos, fazendo assim com que os mesmos possam trabalhar em seus valores nominais e de maneira adequada. É interessante realizar a proteção tanto em corrente contínua quanto em alternada para garantir a proteção do sistema.

A Figura 20 ilustra um quadro de proteção CC/CA de uma instalação fotovoltaica.

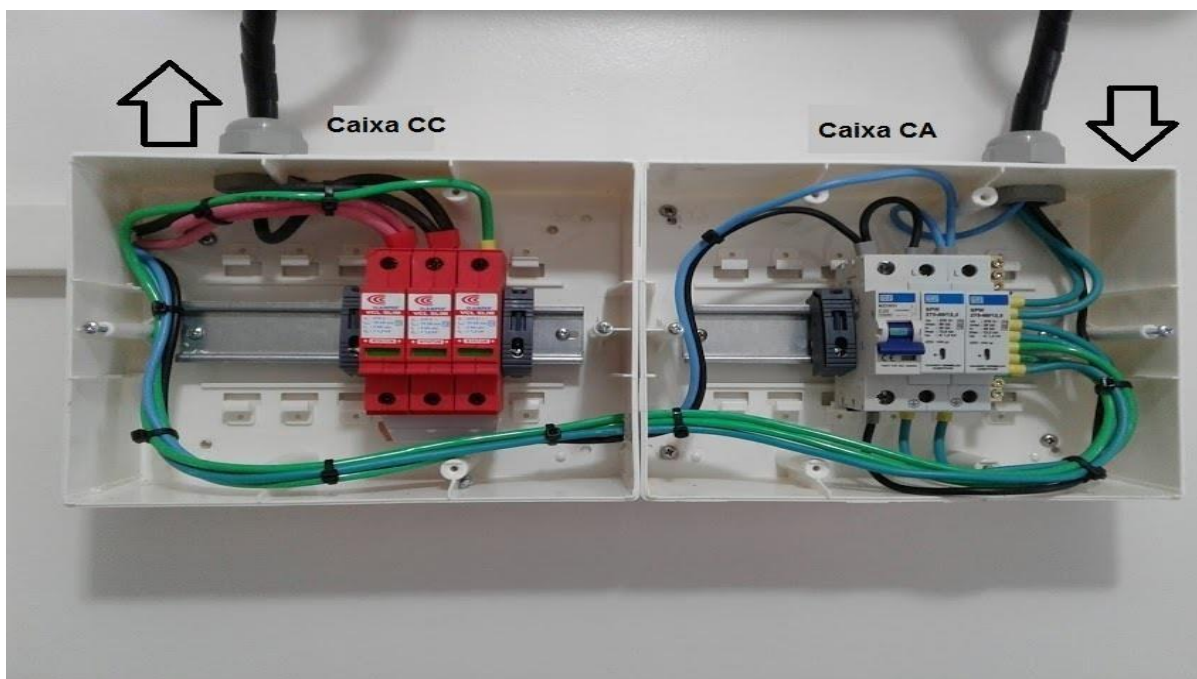


Figura 20. Sistema de proteção CC e CA de um sistema fotovoltaico.
Fonte: Autoria própria.

Os cabos positivo, negativo e de aterramento do arranjo fotovoltaico chegam aos quadros através de eletrodutos, onde passam por um DPS, sendo o mesmo composto por um terminal positivo, um negativo e o terra, até chegarem as entradas CC do inversor. Como muitos inversores já possuem em seu sistema de proteção disjuntores de proteção em corrente contínua, muitas vezes não há a necessidade de instalar os mesmos nos quadros de proteção CC.

Finalmente, na saída do inversor saem os cabos de fase, neutro e terra, sendo que o terra é conectado ao barramento de aterramento, enquanto a fase é conectada ao disjuntor e ao DPS, e, o neutro é conectado somente ao DPS. A partir do quadro de proteção CA, o cabo de fase e neutro são ligados então ao quadro de distribuição do sistema.

4.8 ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA

A análise de viabilidade econômica do projeto irá determinar se o sistema terá condições de atender as exigências do investidor, sendo assim de vital importância para a tomada de decisão quanto à realização do plano de geração. Para tal, alguns parâmetros deverão ser analisados, tais como: o *Payback* (PB), o Valor Presente Líquido (VPL) e a Taxa Interna de Retorno (TIR).

4.8.1 *Payback*

O *Payback* é o período de tempo necessário para que o retorno de todo o investimento feito inicialmente seja concretizado. Para tal, dois casos poderão ser analisados, o *Payback* Simples e o *Payback* Descontado, sendo que o PB Simples não leva em conta a desvalorização do dinheiro no período de tempo, sendo assim mais fácil de ser calculado. Já o PB Descontado leva em conta a taxa de juros sendo portanto mais confiável e mais exato, porém um pouco mais complexo de ser utilizado (NAKABAYASHI, 2014). O PB pode ser calculado a partir da Equação 13.

$$\sum_{t=0}^n FC_n = I_0 \quad (13)$$

Em que:

n = período de tempo analisado;

FC_n = fluxo de caixa no período de tempo considerado;

I_0 = investimento inicial realizado.

4.8.2 Valor Presente Líquido

Trata-se do método mais utilizado para análise de viabilidade de projetos e considera o valor do investimento inicial, a economia mensal devido à utilização do sistema e uma taxa de atratividade ao investimento. Portanto, se ao final de dado período de tempo analisado o VPL maior que zero, o investimento é considerado lucrativo. O VPL é dado por:

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+R)^t} - FC_0 \quad (14)$$

Em que:

n = período de tempo considerado no projeto;

FC_t = fluxo de caixa para o intervalo de tempo analisado;

FC_0 = fluxo de caixa inicial;

t = intervalo de tempo em que o investimento foi realizado;

R = taxa de juros.

4.8.3 Taxa Interna de Retorno

De acordo com Nakabayashi (2014), a Taxa de Interna de Retorno (TIR) é uma medida percentual que representa qual a rentabilidade de determinado investimento considerando a mesma periodicidade dos fluxos de caixa do projeto. É o valor da taxa a qual o VPL do projeto é igualado a zero e pode ser calculada com base na Equação 15.

$$0 = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+TIR)^t} - FC_0 \quad (15)$$

5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

5.1 ÁREA DISPONÍVEL PARA IMPLANTAÇÃO DO SISTEMA

Será analisada a viabilidade econômica para a implantação de um sistema fotovoltaico conectado à rede numa empresa localizada na cidade de Marmeleiro-PR. Através do *software Google Earth* foram identificadas as coordenadas geográficas (26.14°O,53.02°S) do local, e a área total da empresa pode ser observada através da Figura 21.



Figura 21. Vista superior da empresa.
Fonte: Software google earth.

Pode-se observar através da Figura 21 que a área total construída da empresa é de 7.506,02 m². Devido a pequena área útil não-construída no local, como também a impossibilidade de utilização desta área, optou-se por realizar o estudo visando a implantação do sistema fotovoltaico no telhado do prédio. Porém, pode-se

observar que as árvores que cercam a estrutura irão influenciar na radiação solar incidente em virtude do sombreamento, o que fará com que a área útil para instalação dos painéis seja reduzida.

Como a cobertura da estrutura que foi construída recentemente está voltada totalmente para o oeste, optou-se por realizar o dimensionamento do sistema somente na área da cobertura do prédio antigo, onde o mesmo está no plano horizontal, sendo assim mais fácil construir uma estrutura na qual os painéis possam ser instalados na orientação norte. Finalmente, tem-se o valor base disponível na cobertura de 3.000 m² (60x50 m).

Com o auxílio do *software* gráfico *Sketch-up* foi projetado uma parte das estruturas na cobertura do prédio da empresa, sendo que a mesma pode ser observada na Figura 22.

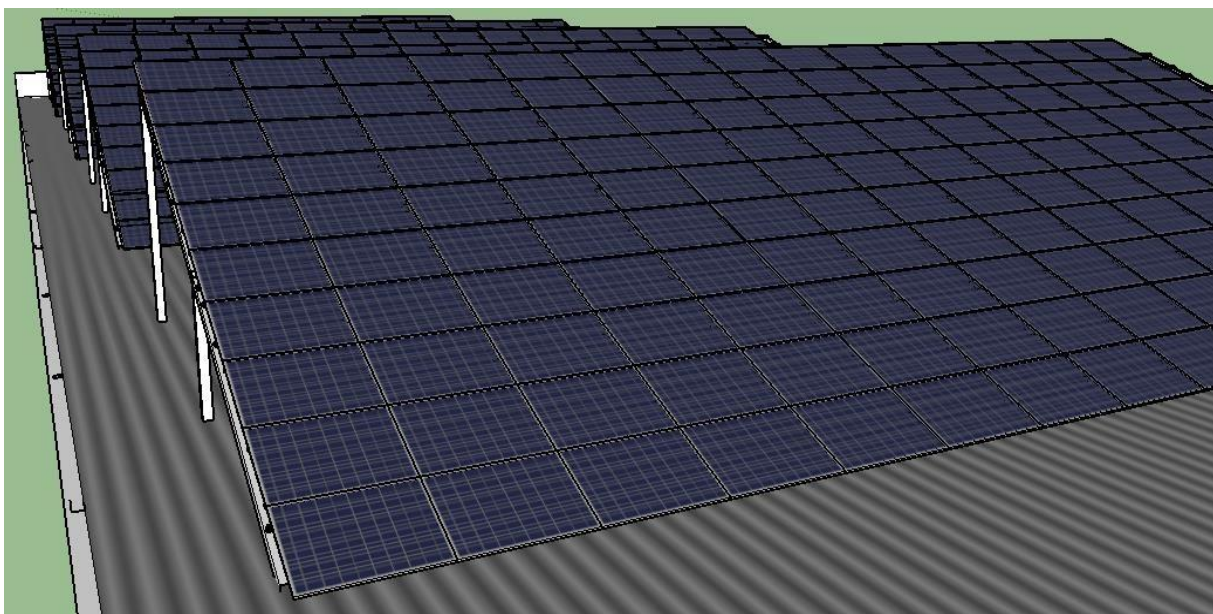


Figura 22. Desenho em *software* de parte do sistema fotovoltaico na cobertura da empresa.
Fonte: Autoria própria.

5.2 FATURA DE ENERGIA DA UNIDADE CONSUMIDORA

Nesta seção serão analisados os dados de consumo da unidade consumidora.

A empresa é atendida em média tensão e com padrão de entrada trifásico, subgrupo A4, enquadrada na modalidade tarifária verde e possuindo demanda

contratada de 580 kW. A Tabela 6 apresenta as tarifas da COPEL para o subgrupo A4 na modalidade tarifária horária verde.

Tabela 6. Tarifas vigentes da COPEL para o subgrupo A4 na modalidade tarifária horária verde.

| Modalidade Tarifária | Resolução ANEEL nº 2.255, de 20 de junho de 2017. | |
|-----------------------------------|---|---------------------|
| Horária Verde | Tarifa com impostos (ICMS, PIS/COFINS) | Tarifa sem impostos |
| Demanda (R\$/kW) | 22,23 | 14,17 |
| Demanda em Ultrapassagem (R\$/kW) | 44,46 | 28,34 |
| Consumo fora de ponta (R\$/kWh) | 0,43668 | 0,27834 |
| Consumo na ponta (R\$/kWh) | 1,84101 | 1,17346 |

Fonte: (COPEL, 2018).

5.2.1 Dados de Consumo

A Figura 23 ilustra os dados de consumo de energia elétrica da empresa.

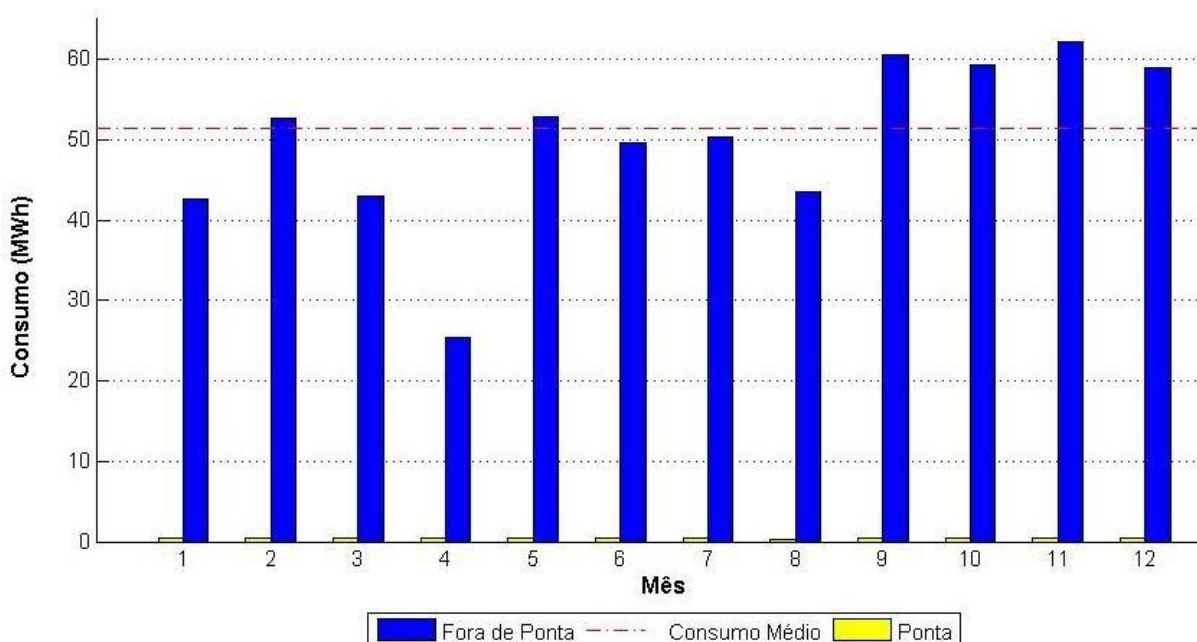


Figura 23. Gráfico de consumo da empresa ao longo do ano de 2017.

Fonte: Autoria própria.

Como o horário de funcionamento da empresa é o horário comercial (entre 8 e 18h), verifica-se que quase não é consumido energia elétrica no horário de ponta,

que é o horário que vai das 18 às 21 horas ou das 19 às 22h no horário de verão (período entre os meses de Outubro e Fevereiro)

O consumo energético da empresa acentua-se nos meses finais do ano, onde as máquinas presentes na empresa são mais utilizadas devido ao aumento da produção de utensílios, fazendo com que o consumo médio mensal seja de 51 MWh e o consumo médio diário de 1,7 MWh.

5.3 IRRADIAÇÃO SOLAR INCIDENTE NO LOCAL

O CRESESB possui uma ferramenta conhecida como *SunData* em sua página na internet, onde a mesma encontra-se disponível livremente para o acesso pessoal ou acadêmico da população em geral (CRESESB, 2018).

A partir da base de dados do *SunData* pode-se verificar a irradiação diária média mensal para determinada localidade para determinados valores de inclinação dos painéis, e, descobrir também qual a melhor inclinação para determinada localidade.

A Tabela 7 demonstra as coordenadas geográficas da empresa.

Tabela 7. Coordenadas geográficas do local.

| Cidade | Latitude | Longitude |
|---------------|-----------------|-------------------|
| Marmeleiro | 26° 08' 58" Sul | 53° 01' 34" Oeste |

Fonte: *Software google maps.*

Com base nos dados das coordenadas geográficas da localidade, pode-se obter então os dados de irradiação solar para a localidade (Marmeleiro) e as duas localidades mais próximas, sendo as cidades de Francisco Beltrão e Renascença.

A partir da Tabela 8 é possível verificar a irradiação solar média diária para as localidades ao decorrer do ano considerando o plano horizontal, ou seja, sem inclinação.

Tabela 8. Dados de irradiação solar média diária para Marmeleiro e localidades próximas no plano horizontal.

| Mês | Irradiação solar diária média [kWh/m ² .dia] para as localidades | | |
|-----------|---|-----------------|-----------------|
| | Francisco Beltrão – PR | Marmeleiro – PR | Renascença - PR |
| Janeiro | 6,21 | 6,27 | 6,19 |
| Fevereiro | 5,66 | 5,68 | 5,70 |
| Março | 5,18 | 5,16 | 5,22 |
| Abril | 4,20 | 4,19 | 4,22 |
| Maio | 3,27 | 3,28 | 3,29 |
| Junho | 2,81 | 2,81 | 2,81 |
| Julho | 3,11 | 3,11 | 3,10 |
| Agosto | 4,07 | 4,05 | 4,08 |
| Setembro | 4,26 | 4,25 | 4,25 |
| Outubro | 5,21 | 5,20 | 5,22 |
| Novembro | 6,09 | 6,11 | 6,17 |
| Dezembro | 6,37 | 6,32 | 6,39 |
| Média | 4,70 | 4,70 | 4,72 |
| Desvio | 3,55 | 3,52 | 3,58 |

Fonte: CRESESB (2018).

As informações detalhadas sobre a irradiação solar média diária para a localidade podem ser analisadas com base na Tabela 9.

Tabela 9. Dados de irradiação solar média diária para a localidade.

| Mês | Irradiação solar diária média [kWh/m ² .dia] para as dadas inclinações com orientação norte | | | |
|--------------|--|---------------------------------|---------------------------|-----------------------------|
| | Plano horizontal – 0° N | Ângulo igual a latitude – 26° N | Maior média anual – 21° N | Maior mínimo mensal – 46° N |
| Janeiro | 6,27 | 5,61 | 5,80 | 4,63 |
| Fevereiro | 5,68 | 5,43 | 5,54 | 4,72 |
| Março | 5,16 | 5,39 | 5,41 | 4,72 |
| Abril | 4,19 | 4,89 | 4,81 | 4,91 |
| Maio | 3,28 | 4,20 | 4,07 | 4,46 |
| Junho | 2,81 | 3,77 | 3,62 | 4,10 |
| Julho | 3,11 | 4,11 | 3,96 | 4,44 |
| Agosto | 4,05 | 4,95 | 4,83 | 5,12 |
| Setembro | 4,25 | 4,59 | 4,58 | 4,39 |
| Outubro | 5,20 | 5,10 | 5,18 | 4,53 |
| Novembro | 6,11 | 5,56 | 5,73 | 4,65 |
| Dezembro | 6,32 | 5,56 | 5,76 | 4,52 |
| Média | 4,70 | 4,93 | 4,94 | 4,62 |

Fonte: CRESESB (2018).

A Figura 24 mostra o gráfico de variação da irradiação diária média mensal ao longo do ano para a localidade.

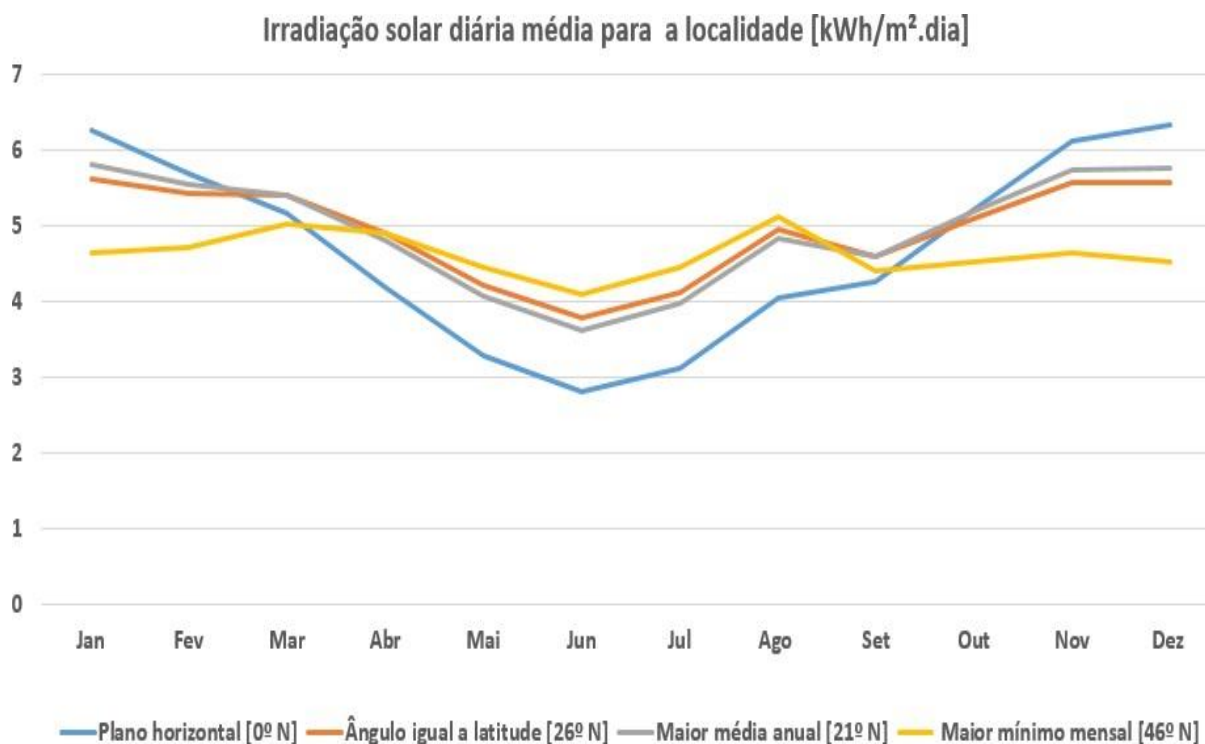


Figura 24. Gráfico de irradiação solar média mensal ao longo do ano para a cidade de Marmeleiro.

Fonte: Adaptado de CRESESB (2018).

Pode-se verificar que são mostradas quatro configurações de inclinação dos painéis e os valores de irradiação diária média mensal correspondente, assim como a média anual. Com base nisso tem-se que a maior irradiação solar diária média mensal se dará para uma inclinação de 21° com orientação norte e o valor médio correspondente é de 4,94 kWh/m².dia.

5.4 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

5.4.1 Dimensionamento do Gerador Fotovoltaico

Para a realização do cálculo do rendimento do sistema supôs-se as seguintes perdas dadas pela Tabela 10.

Tabela 10. Perdas consideradas para o dimensionamento do gerador fotovoltaico.

| Fator de Perda | % |
|----------------------------|-------------|
| Temperatura | 10 |
| Incompatibilidade Elétrica | 1,5 |
| Acúmulo de Sujeira | 2 |
| Cabeamento CC e CA | 2 |
| Inversores | 3 |
| TOTAL | 18,5 |

Fonte: Autoria própria.

De acordo com Pinho (2014), as perdas foram tomadas como base a partir das seguintes considerações:

- As perdas devido a temperatura variam entre 7% e 18% dependendo do local, como na região onde a empresa está instalada as temperaturas não são tão elevadas como em outras localidades do país, optou-se por um valor um pouco abaixo do intermediário;
- A incompatibilidade elétrica está presente em muitos dispositivos e muitas vezes não pode ser contornada, porém não possui uma perda tão efetiva, por isso foi considerado um valor intermediário;
- Como nas proximidades da empresa não há a presença de indústrias ou fábricas que possam dissipar no ar algum tipo de pó ou resíduo, o acúmulo de sujeira no local pode ser considerado normal;
- Devido as elevadas dimensões da estrutura, as perdas relativas ao cabeamento serão considerado no projeto;
- O inversor como qualquer dispositivo eletrônico possui um rendimento característico. Geralmente a faixa de rendimento dos inversores está na casa dos 97%, portanto, o mesmo foi considerado.

Finalmente, a partir das perdas consideradas, o rendimento global do sistema (η_{global}) foi considerado como sendo de 81,5%.

Para dimensionar corretamente a potência que o sistema fotovoltaico deve-se ter como base a seguinte equação.

$$P_{FV} = \frac{E_{\text{diária,média}}}{HSP \cdot \eta_{\text{global}}} \quad (16)$$

Em que:

$E_{\text{diária,média}}$ = energia média consumida diariamente pela unidade consumidora.

$$P_{FV} = \frac{1700 \text{ kWh}}{4,94 \text{ h} \cdot 0,815}$$

Com base nisso e com os valores já estabelecidos, obteve-se o valor da potência que deverá ser instalada no sistema fotovoltaico que deverá ser de 422,25 kWp.

5.4.2 Dimensionamento dos Painéis Fotovoltaicos

Devido à eficiência elevada e ao excelente suporte técnico por parte da empresa, o painel fotovoltaico escolhido para o projeto em questão é o da marca italiana JA Solar modelo JAP6(SE)72-325/4BB de 325 Wp de potência. As principais características elétricas do painel escolhido podem ser analisadas a partir da Tabela 11 e o *datasheet* do painel pode ser observado no Anexo B.

Tabela 11. Características elétricas do painel escolhido.

| | |
|--|--------------------|
| Potência Nominal | 325 Wp |
| Tensão de Circuito Aberto (V_{OC}) | 46,48 V |
| Corrente de Curto Circuito (I_{CC}) | 9,14 A |
| Tensão de Máxima Potência (V_{MP}) | 37,49 V |
| Corrente de Máxima Potência (I_{MP}) | 8,67 A |
| Eficiência | 16,77 % |
| Coeficiente de Temperatura de I_{SC} | + 0,058 %/°C |
| Coeficiente de Temperatura de V_{OC} | - 0,330 %/°C |
| Coeficiente de Temperatura de P_{MAX} | - 0,410 %/°C |
| Dimensões (comprimento, largura, profundidade) | 1956 x 991 x 45 mm |

Fonte: (SOLAR, 2018).

Como a potência instalada do sistema fotovoltaico deverá ser de 422,25 kWp, deverão ser instalados 1.300 painéis para suprir a potência requerida, o que representaria uma área total dos painéis de 2.600 m² e fará com que a potência instalada final do sistema seja de 422,5 kWp.

5.4.3 Dimensionamento dos Inversores

A partir da Equação 12 e da potência total do arranjo, que é composto por 1.300 placas de 325 Wp, chega-se a faixa de valores de potência para o inversor:

$$291,66 \text{ kW} \leq P_{\text{inversores}} \leq 499,98 \text{ kW} \quad (17)$$

Por praticidade e maior contato com os equipamentos, o inversor da ABB modelo TRIO-50.0-TL-OUTD-US-480 de 50 kW foi escolhido para o projeto, no qual ao todo 8 inversores deverão ser instalados para suprir a potência necessária, totalizando 400 kW de potência instalada dos inversores.

A Figura 25 mostra o inversor escolhido para o projeto.



Figura 25. Inversor escolhido para o projeto.
Fonte: Autoria própria.

A principais características elétricas do inversor podem ser analisadas com base na Tabela 12 enquanto que o *datasheet* do inversor é ilustrado no Anexo A.

Tabela 12. Características elétricas do inversor escolhido para o projeto.

| Parâmetros | Valores | Unidade |
|--|------------------|----------------|
| Dimensões (comprimento, largura, profundidade) | 725 x 1491 x 315 | mm |
| Potência CA | 50.000 | VA |
| Intervalo de Tensão MPPT | 520 – 800 | V |
| Máxima Tensão CC | 1.000 | V |
| Máxima Corrente CC | 100 | A |
| Entradas CC | 12/16 | Unidades |
| Entradas MPPT | 1 | Unidades |
| Tensão Nominal CA | 480 | Vca |
| Eficiência Máxima | 98,6 | % |
| Protocolo de Comunicação | RS485 | |
| Grau de Proteção | NEMA4X | |

Fonte: (ABB, 2018).

5.5 ORÇAMENTO DO PROJETO

Para o orçamento do projeto, além dos valores dos materiais, também foi necessário verificar os valores referentes ao projeto elétrico e da mão de obra especializada. Para os valores dos materiais foram consultadas 3 empresas que atuam com destaque na região, e, para a mão de obra e o projeto elétrico tomou-se como base um valor padrão que é normalmente cobrado na região.

De acordo com as empresas consultadas (empresa 1, empresa 2 e empresa 3), a garantia dos painéis fotovoltaicos é de 25 anos, tendo ao final desse período uma geração referente à 80% da geração inicial do sistema. Já para os inversores é dada uma garantia de 10 anos, onde, algumas empresas estendem a garantia dos inversores, realizando a troca de alguns componentes (capacitores e sistema de resfriamento) ao final do décimo ano, sendo assim cobrada uma taxa (25% do valor do inversor) adicional no orçamento, podendo o cliente optar por essa condição.

A Tabela 13 ilustra o orçamento realizado na empresa 1.

Tabela 13. Orçamento para o sistema fotovoltaico com dados da empresa 1.

| ITEM | QTDE | VALOR UNITÁRIO (R\$) | VALOR (R\$) |
|--|-------|----------------------|---------------------|
| Painéis | 1.300 | 618,00 | 803.400,00 |
| Inversores | 8 | 35.990,00 | 287.920,00 |
| Estrutura em alumínio/aço inox | 1 | | 150.000,00 |
| Proteções | 1 | | 29.009,00 |
| Conectores MC4 + Cabos + Acessórios | 1 | | 47.000,00 |
| Instalação elétrica + Projeto Executivo + Manutenção | 1 | | 95.000,00 |
| R\$ / kWp | | | 3.342,79 |
| TOTAL | | | 1.412.329,00 |

Fonte: Autoria própria.

Com base na Tabela 14, os seguintes valores foram obtidos segundo o orçamento da empresa 2.

Tabela 14. Orçamento para o sistema fotovoltaico com dados da empresa 2.

| ITEM | QTDE | VALOR UNITÁRIO (R\$) | VALOR (R\$) |
|--|-------|----------------------|---------------------|
| Painéis | 1.300 | 595,00 | 773.500,00 |
| Inversores | 8 | 38.790,00 | 310.320,00 |
| Estrutura em alumínio/aço inox | 1 | | 150.000,00 |
| Proteções | 1 | | 29.009,00 |
| Conectores MC4 + Cabos + Acessórios | 1 | | 43.225,00 |
| Instalação elétrica + Projeto Executivo + Manutenção | 1 | | 95.000,00 |
| R\$ / kWp | | | 3.316,10 |
| TOTAL | | | 1.401.054,00 |

Fonte: Autoria própria.

Para a empresa 3, a Tabela 15 demonstra o orçamento realizado.

Tabela 15. Orçamento para o sistema fotovoltaico com dados da empresa 3.

| ITEM | QTDE | VALOR UNITÁRIO (R\$) | VALOR (R\$) |
|--|-------|----------------------|---------------------|
| Painéis | 1.300 | 609,90 | 792.870,00 |
| Inversores | 8 | 37.850,00 | 302.800,00 |
| Estrutura em alumínio/aço inox | 1 | | 150.000,00 |
| Proteções | 1 | | 29.009,00 |
| Conectores MC4 + Cabos + Acessórios | 1 | | 45.670,00 |
| Instalação elétrica + Projeto Executivo + Manutenção | 1 | | 95.000,00 |
| R\$ / kWp | | | 3.349,94 |
| TOTAL | | | 1.415.349,00 |

Fonte: Autoria própria.

A partir dos 3 orçamentos realizados, chegou-se ao valor máximo (empresa 3) de R\$ 1.415.349,00 e a um valor mínimo (empresa 2) de R\$ 1.401.054,00 para o dado sistema. Os respectivos valores serão utilizados como base para comparação da viabilidade econômica do projeto.

5.6 ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA

A análise de viabilidade econômica do sistema irá considerar, com base nos dados de consumo da empresa, que o sistema estará gerando e consumindo energia no horário fora de ponta.

Tomou-se como base os custos referentes à instalação do sistema e manutenção deste ao longo de sua vida útil, que no presente caso será considerado um intervalo de 25 anos. No âmbito de geração, será levado em conta os reajustes tarifários dos últimos anos e a geração de energia ao longo do tempo considerado.

A Tabela 16 ilustra os reajustes tarifários realizados pela COPEL entre os anos de 2010 e 2017, e, também a média de reajuste tarifário para o período, que será utilizada como base para o cálculo do retorno do investimento.

Tabela 16. Histórico de reajustes tarifários da COPEL entre os anos de 2010 e 2017.

| Resolução | Ano | Varição Percentual |
|--------------------|------------|---------------------------|
| 2255 | 2017 | + 5,85% |
| 2096 | 2016 | - 12,87% |
| 1897 | 2015 | + 15,32% |
| 1858 | 2015 | + 36,79% |
| 1763 | 2014 | + 24,86% |
| 1565 | 2013 | + 9,55% |
| 1431 | 2013 | - 19,28% |
| 1296 | 2012 | - 0,65% |
| 1158 | 2011 | + 2,99% |
| 1015 | 2010 | + 2,46% |
| Média anual | | + 8,13% |

Fonte: (COPEL, 2018).

A partir dos valores de irradiação média, rendimento global do sistema e de potência instalada para o sistema fotovoltaico proposto, tem-se como consequência da Tabela 17 os valores de energia gerada mensalmente para as dadas inclinações.

Tabela 17. Dados de energia gerada mensalmente para as dadas inclinações.

| Mês | Energia Gerada Mensalmente [MWh] para as dadas inclinações | | | |
|--------------|--|------------------------------------|------------------------------|-------------------------------|
| | Plano horizontal – 0° N | Ângulo igual a latitude – 26° N | Maior média anual – 21° N | Maior mínimo mensal – 46°N |
| Janeiro | 63,78 | 57,15 | 60,88 | 47,17 |
| Fevereiro | 57,86 | 55,32 | 54,41 | 48,08 |
| Março | 52,57 | 54,91 | 56,89 | 51,04 |
| Abril | 42,68 | 49,81 | 50,69 | 50,02 |
| Maio | 33,41 | 42,79 | 43,04 | 45,43 |
| Junho | 28,63 | 38,41 | 38,40 | 41,77 |
| Julho | 31,68 | 41,87 | 41,91 | 45,23 |
| Agosto | 41,26 | 50,43 | 50,90 | 52,39 |
| Setembro | 43,30 | 46,76 | 48,31 | 44,92 |
| Outubro | 52,97 | 51,95 | 54,51 | 46,35 |
| Novembro | 62,24 | 56,64 | 60,19 | 47,16 |
| Dezembro | 64,38 | 56,64 | 60,50 | 45,84 |
| Média | 47,88 | 50,22 | 51,70 | 46,86 |

Fonte: Adaptado de (CRESESB, 2018).

O gráfico de geração e consumo de energia para o sistema com inclinação de 21° (valor máximo de geração anual) pode ser analisado com base na Figura 26 .

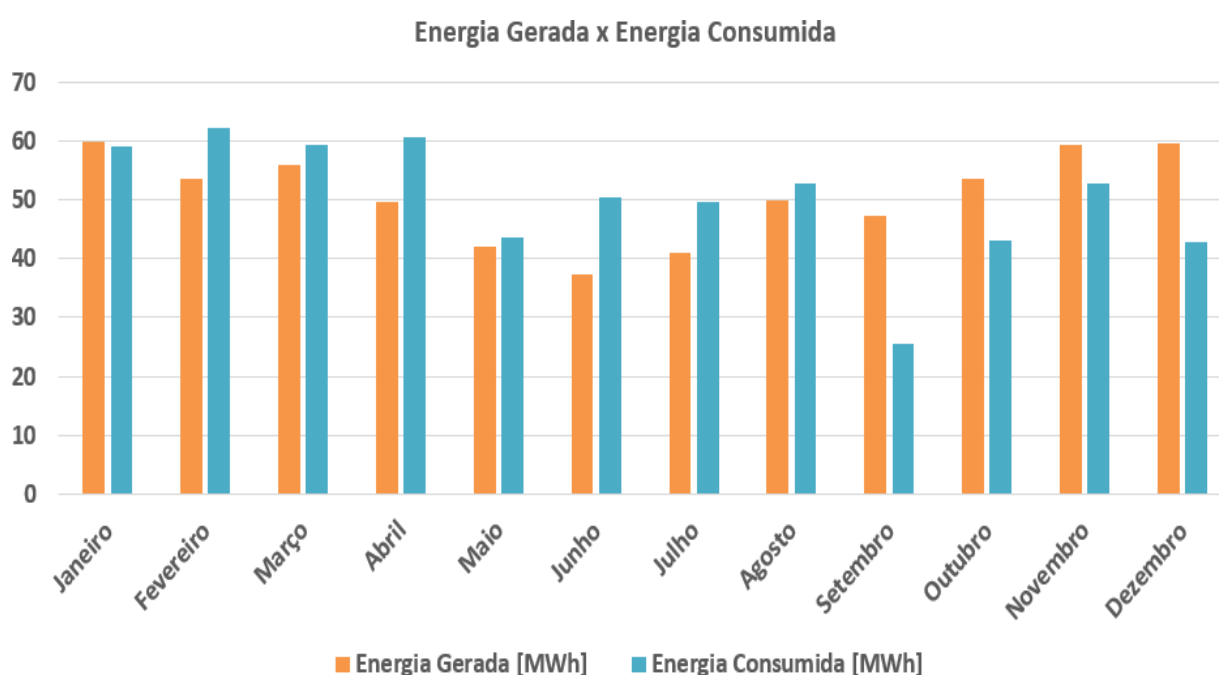


Figura 26. Gráfico de geração e consumo de energia para o sistema proposto com inclinação de 21°.

Fonte: Adaptado de CRESESB (2018).

Para a inclinação de 46°, caso onde se terá a menor geração de energia anual entre os analisados, o gráfico de geração e consumo de energia está ilustrado pela Figura 27.

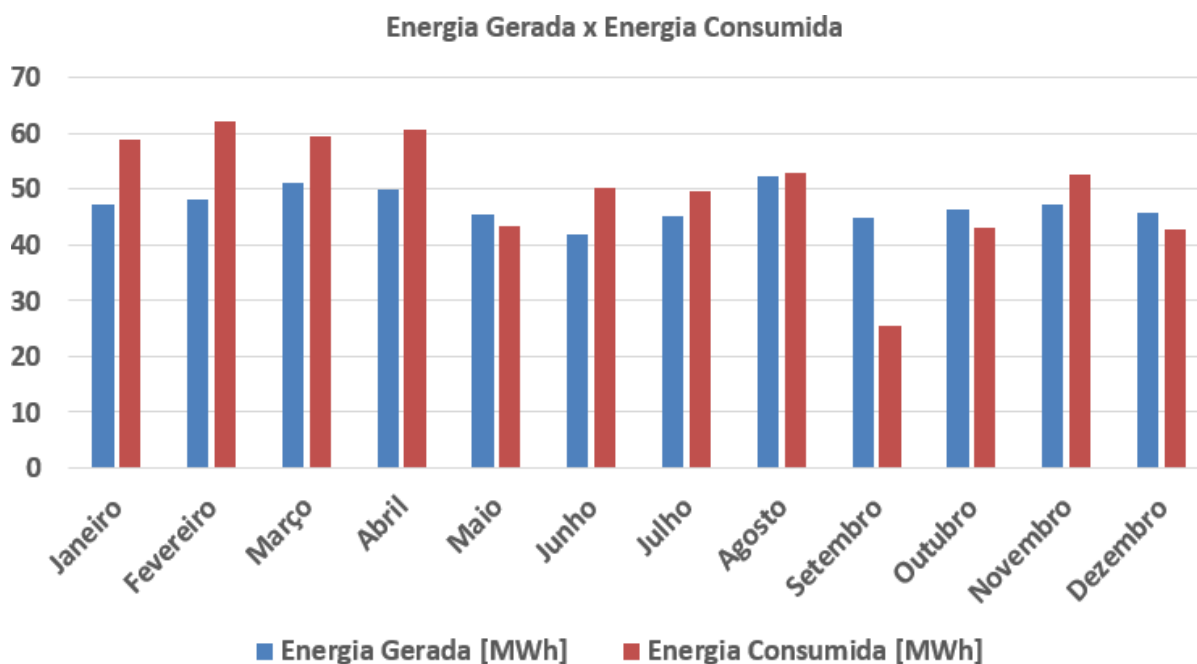


Figura 27. Gráfico de geração e consumo de energia para o sistema proposto com inclinação de 46°.

Fonte: Adaptado de CRESESB (2018)..

O valor da tarifa da COPEL para a energia gerada nas unidades consumidoras localizadas nas áreas urbanas é diferente do valor da tarifa da energia consumida. O valor difere devido ao fato de que a energia consumida terá uma tarifa sem isenção do ICMS, porém, a compensação da energia gerada terá uma tarifa isenta de ICMS. Cabe ressaltar que na maioria dos estados brasileiros há a isenção de ICMS sobre a geração distribuída tanto em áreas rurais quanto em urbanas.

O valor da tarifa para o horário fora de ponta (sem ICMS) atual obtido a partir da Tabela 6 (R\$ 0,27834 por kWh) que é o valor da tarifa que a COPEL irá faturar a energia que for gerada pelo sistema de minigeração distribuída, devido ao fato do mesmo estar localizado na área urbana, e, analisando a variação tarifária média anual obtida a partir da Tabela 16 (+8,13%) tem-se que o valor da tarifa ao final do período analisado será de R\$ 1,68.

O valor que será economizado ao longo do primeiro ano com o sistema proposto será de aproximadamente R\$ 171.329,40 considerando a inclinação de 21°, com geração anual no primeiro ano de 615.54 MWh (já considerando 0,8% de perdas relativas ao primeiro ano). Já para o sistema considerando a inclinação de 46°, haverá uma geração anual de 516,24 MWh, também considerando 0,8% de perdas, o que resultará num valor de R\$ 143.689,35 de economia.

Para o cálculo do *payback* do sistema foi considerado uma perda de geração de 0,8% a cada ano, tendo assim a geração do sistema ao final dos 25 anos um valor de 80% referente ao valor inicial de geração (496,4 MWh por ano para a inclinação de 21° e 416,32 MWh para a inclinação de 46°).

Como taxa mínima de atratividade (TMA) utiliza-se o valor da taxa SELIC (Sistema Especial de Liquidação e Custódia) que está cotada em 6,4% ao ano (BRASIL, 2018).

A partir dos dados de geração e tarifa corrigidos ao longo dos anos, assim como o valor da TMA, foi verificado através do *software* ®Excel os valores do TIR e VPL ao longo do período.

Considerando o melhor cenário de geração, com orientação norte e inclinação de 21°, chegou-se a duas situações de viabilidade econômica. Para o caso 1-a, tomou-se como base o investimento inicial segundo o orçamento da empresa 2. Já para o caso 1-b, tomou-se como base o investimento inicial segundo o orçamento da empresa 3

Tabela 18. Payback para o caso 1-a.

| Período | Ano | Fluxo de Caixa (R\$) | Valor Presente Líquido (R\$) | Saldo (R\$) |
|------------|------|----------------------|------------------------------|-----------------|
| 0 | 2018 | | -1.401.054,00 | -1.401.054,00 |
| 1 | 2019 | 171.329,40 | -1.240.030,13 | -1.229.724,60 |
| 2 | 2020 | 183.776,41 | -1.077.697,24 | -1.045.948,19 |
| 3 | 2021 | 197.127,70 | -914.044,69 | -848.820,49 |
| 4 | 2022 | 211.448,94 | -749.061,77 | -637.371,55 |
| 5 | 2023 | 226.810,62 | -582.737,64 | -410.560,92 |
| 6 | 2024 | 243.288,33 | -415.061,41 | -167.272,60 |
| 7 | 2025 | 260.963,13 | -246.022,08 | 93.690,53 |
| 8 | 2026 | 279.921,99 | 75.608,58 | 373.612,52 |
| 9 | 2027 | 300.258,21 | 96.190,26 | 673.870,73 |
| 10 | 2028 | 322.071,85 | 269.385,71 | 995.942,58 |
| 11 | 2029 | 345.470,24 | 443.989,13 | 1.341.412,83 |
| 12 | 2030 | 370.568,52 | 620.011,95 | 1.711.981,34 |
| 13 | 2031 | 397.490,17 | 797.465,72 | 2.109.471,52 |
| 14 | 2032 | 426.367,67 | 976.362,07 | 2.535.839,19 |
| 15 | 2033 | 457.343,12 | 1.156.712,73 | 2.993.182,31 |
| 16 | 2034 | 490.568,91 | 1.338.529,51 | 3.483.751,22 |
| 17 | 2035 | 526.208,55 | 1.521.824,35 | 4.009.959,76 |
| 18 | 2036 | 564.437,39 | 1.706.609,25 | 4.574.397,15 |
| 19 | 2037 | 605.443,54 | 1.892.896,32 | 5.179.840,68 |
| 20 | 2038 | 649.428,77 | 2.080.697,78 | 5.829.269,45 |
| 21 | 2039 | 696.609,51 | 2.270.025,94 | 6.525.878,96 |
| 22 | 2040 | 747.217,91 | 2.460.893,21 | 7.273.096,86 |
| 23 | 2041 | 801.502,99 | 2.653.312,10 | 8.074.599,85 |
| 24 | 2042 | 859.731,86 | 2.847.295,22 | 8.934.331,72 |
| TMA | | 6,4 % | TIR | 18,244 % |

Fonte: Autoria própria.

A Figura 28 apresenta o gráfico de payback considerando os dados de saldo em reais (R\$) referentes ao caso 1-a (Tabela 18).

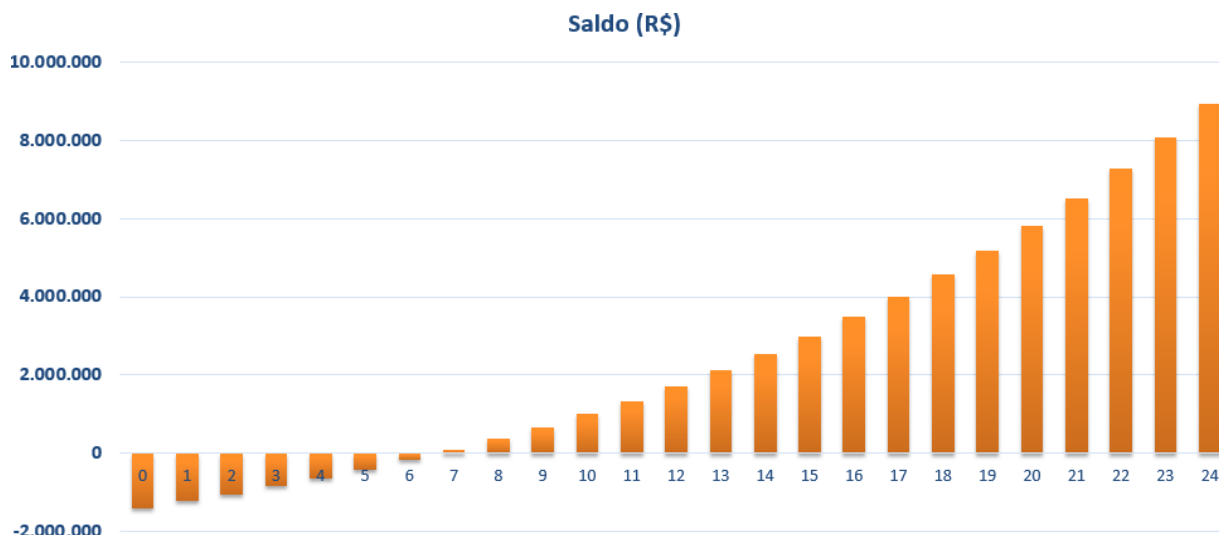


Figura 28. Gráfico do *payback* para o caso 1-a
Fonte: Autoria própria.

A Tabela 19 mostra os dados considerando o caso 1-b.

Tabela 19. *Payback* para o caso1-b.

| Período | Ano | Fluxo de Caixa (R\$) | Valor Presente Líquido (R\$) | Saldo (R\$) |
|------------|------|----------------------|------------------------------|-----------------|
| 0 | 2018 | | -1.415.349,00 | -1.415.349,00 |
| 1 | 2019 | 171.329,40 | -1.254.325,13 | -1.244.019,60 |
| 2 | 2020 | 183.776,41 | -1.091.992,24 | -1.060.243,19 |
| 3 | 2021 | 197.127,70 | -928.339,69 | -863.115,49 |
| 4 | 2022 | 211.448,94 | -763.356,77 | -651.666,55 |
| 5 | 2023 | 226.810,62 | -597.032,64 | -424.855,92 |
| 6 | 2024 | 243.288,33 | -429.356,41 | -181.567,60 |
| 7 | 2025 | 260.963,13 | -260.317,08 | 79.395,53 |
| 8 | 2026 | 279.921,99 | -89.903,58 | 359.317,52 |
| 9 | 2027 | 300.258,21 | 81.895,26 | 659.575,73 |
| 10 | 2028 | 322.071,85 | 255.090,71 | 981.647,58 |
| 11 | 2029 | 345.470,24 | 429.694,13 | 1.327.117,83 |
| 12 | 2030 | 370.568,52 | 605.716,95 | 1.697.686,34 |
| 13 | 2031 | 397.490,17 | 783.170,72 | 2.095.176,52 |
| 14 | 2032 | 426.367,67 | 962.067,07 | 2.521.544,19 |
| 15 | 2033 | 457.343,12 | 1.142.417,73 | 2.978.887,31 |
| 16 | 2034 | 490.568,91 | 1.324.234,51 | 3.469.456,22 |
| 17 | 2035 | 526.208,55 | 1.507.529,35 | 3.995.664,76 |
| 18 | 2036 | 564.437,39 | 1.692.314,25 | 4.560.102,15 |
| 19 | 2037 | 605.443,54 | 1.878.601,32 | 5.165.545,68 |
| 20 | 2038 | 649.428,77 | 2.066.402,78 | 5.814.974,45 |
| 21 | 2039 | 696.609,51 | 2.255.730,94 | 6.511.583,96 |
| 22 | 2040 | 747.217,91 | 2.446.598,21 | 7.258.801,86 |
| 23 | 2041 | 801.502,99 | 2.639.017,10 | 8.060.304,85 |
| 24 | 2042 | 859.731,86 | 2.833.000,22 | 8.920.036,72 |
| TMA | | 6,4 % | TIR | 18,190 % |

Fonte: Autoria própria.

A Figura 29 apresenta o gráfico de payback considerando os dados de saldo em reais (R\$) referentes ao caso 1-b (Tabela 19).

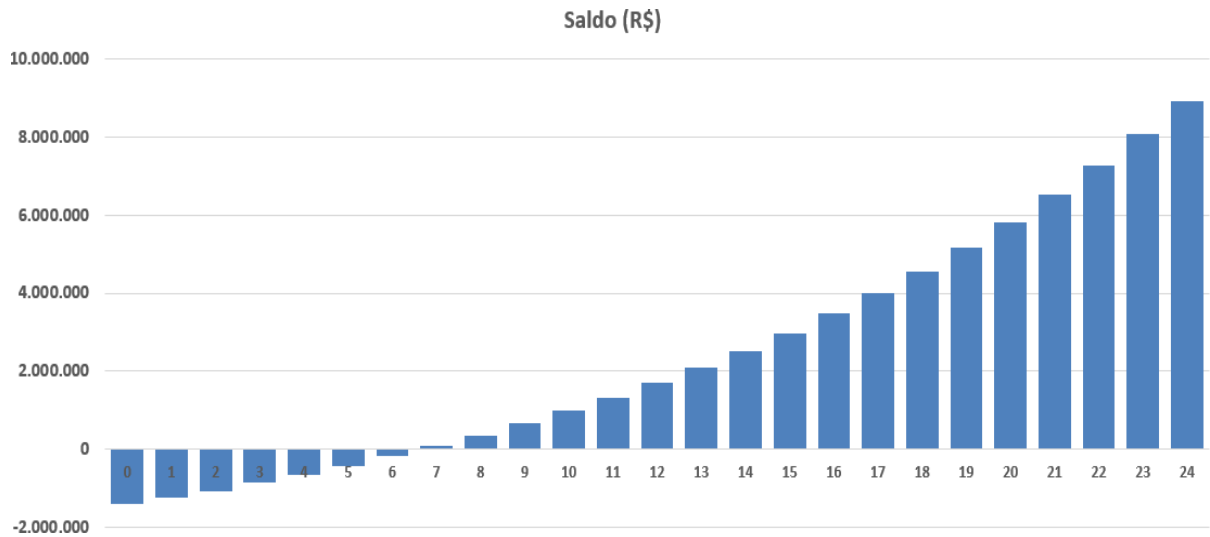


Figura 29. Gráfico do *payback* para o caso 1-b.
Fonte: Autoria própria.

Considerando agora o pior caso de geração, com orientação norte, mas com a inclinação de 46°, também chegamos à duas situações de viabilidade econômica. Para o caso 2-a, tomou-se como base o investimento inicial segundo o orçamento da empresa 2. Já para o caso 2-b, tomou-se como base o investimento inicial segundo o orçamento da empresa 3

A Tabela 20 mostra os dados considerando o caso 2-a.

Tabela 20. *Payback* para o caso 2-a.

| Período | Ano | Fluxo de Caixa (R\$) | Valor Presente Líquido (R\$) | Saldo (R\$) |
|------------|------|----------------------|------------------------------|-----------------|
| 0 | 2018 | | -1.401.054,00 | -1.401.054,00 |
| 1 | 2019 | 143.689,35 | -1.266.007,62 | -1.257.364,65 |
| 2 | 2020 | 154.128,32 | -1.129.863,40 | -1.103.236,33 |
| 3 | 2021 | 165.325,68 | -992.612,43 | -937.910,64 |
| 4 | 2022 | 177.336,53 | -854.245,70 | -760.574,11 |
| 5 | 2023 | 190.219,96 | -714.754,13 | -570.354,15 |
| 6 | 2024 | 204.039,36 | -574.128,60 | -366.314,79 |
| 7 | 2025 | 218.862,74 | -432.359,87 | -147.452,05 |
| 8 | 2026 | 234.763,03 | -289.438,66 | 87.310,98 |
| 9 | 2027 | 251.818,47 | -145.355,60 | 339.129,45 |
| 10 | 2028 | 270.112,98 | -101,24 | 609.242,43 |
| 11 | 2029 | 289.736,58 | 146.333,94 | 898.979,01 |
| 12 | 2030 | 310.785,83 | 293.959,54 | 1.209.764,84 |
| 13 | 2031 | 333.364,29 | 442.785,23 | 1.543.129,13 |
| 14 | 2032 | 357.583,08 | 592.820,78 | 1.900.712,21 |
| 15 | 2033 | 383.561,34 | 744.076,01 | 2.284.273,55 |
| 16 | 2034 | 411.426,92 | 896.560,85 | 2.695.700,48 |
| 17 | 2035 | 441.316,92 | 1.050.285,28 | 3.137.017,40 |
| 18 | 2036 | 473.378,42 | 1.205.259,39 | 3.610.395,82 |
| 19 | 2037 | 507.769,18 | 1.361.493,34 | 4.118.165,00 |
| 20 | 2038 | 544.658,40 | 1.518.997,36 | 4.662.823,40 |
| 21 | 2039 | 584.227,62 | 1.677.781,79 | 5.247.051,02 |
| 22 | 2040 | 626.671,52 | 1.837.857,02 | 5.873.722,54 |
| 23 | 2041 | 672.198,96 | 1.999.233,56 | 6.545.921,49 |
| 24 | 2042 | 721.033,94 | 2.161.921,97 | 7.266.955,43 |
| TMA | | 6,4 % | TIR | 15,932 % |

Fonte: Autoria própria.

A Figura 30 apresenta o gráfico de *payback* considerando os dados de saldo em reais (R\$) referentes ao caso 2-a (Tabela 20).

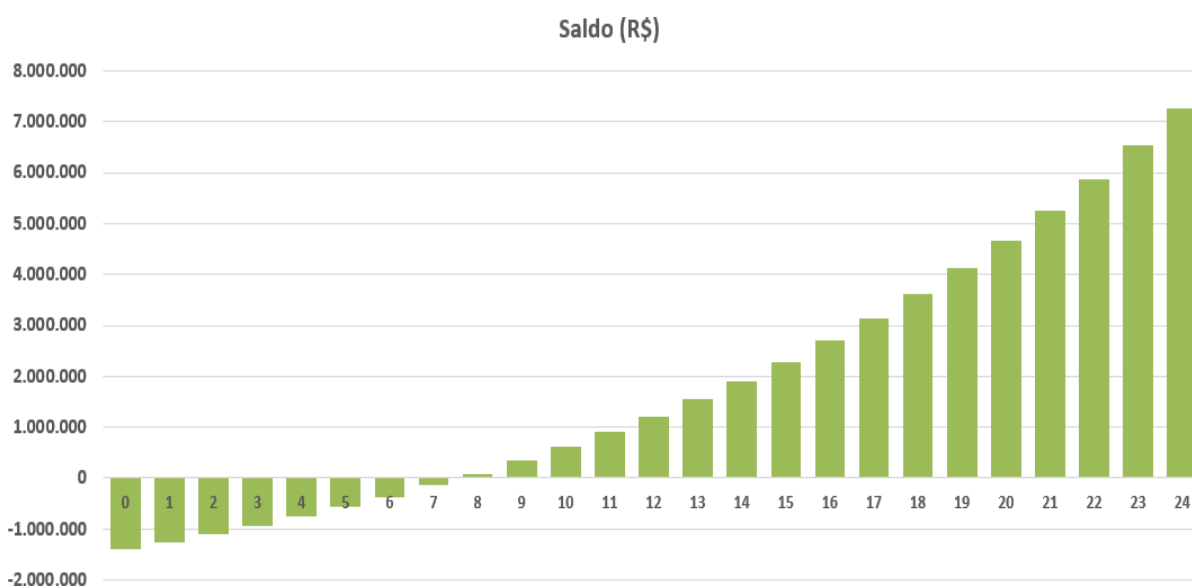


Figura 30. Gráfico do *payback* para o caso 2-a.

Fonte: Autoria própria.

Com base na Tabela 21 pode-se analisar os dados considerando o caso 2-

b.

Tabela 21. Payback para o caso 2-b.

| Período | Ano | Fluxo de Caixa (R\$) | Valor Presente Líquido (R\$) | Saldo (R\$) |
|------------|------|----------------------|------------------------------|-----------------|
| 0 | 2018 | | -1.415.349,00 | -1.415.349,00 |
| 1 | 2019 | 143.689,35 | -1.280.302,62 | -1.271.659,65 |
| 2 | 2020 | 154.128,32 | -1.144.158,40 | -1.117.531,33 |
| 3 | 2021 | 165.325,68 | -1.006.907,43 | -952.205,64 |
| 4 | 2022 | 177.336,53 | -868.540,70 | -774.869,11 |
| 5 | 2023 | 190.219,96 | -729.049,13 | -584.649,15 |
| 6 | 2024 | 204.039,36 | -588.423,60 | -380.609,79 |
| 7 | 2025 | 218.862,74 | -446.654,87 | -161.747,05 |
| 8 | 2026 | 234.763,03 | -303.733,66 | 73.015,98 |
| 9 | 2027 | 251.818,47 | -159.650,60 | 324.834,45 |
| 10 | 2028 | 270.112,98 | -14.396,24 | 594.947,43 |
| 11 | 2029 | 289.736,58 | 132.038,94 | 884.684,01 |
| 12 | 2030 | 310.785,83 | 279.664,54 | 1.195.469,84 |
| 13 | 2031 | 333.364,29 | 428.490,23 | 1.528.834,13 |
| 14 | 2032 | 357.583,08 | 578.525,78 | 1.886.417,21 |
| 15 | 2033 | 383.561,34 | 729.781,01 | 2.269.978,55 |
| 16 | 2034 | 411.426,92 | 882.265,85 | 2.681.405,48 |
| 17 | 2035 | 441.316,92 | 1.035.990,28 | 3.122.722,40 |
| 18 | 2036 | 473.378,42 | 1.190.964,39 | 3.596.100,82 |
| 19 | 2037 | 507.769,18 | 1.347.198,34 | 4.103.870,00 |
| 20 | 2038 | 544.658,40 | 1.504.702,36 | 4.648.528,40 |
| 21 | 2039 | 584.227,62 | 1.663.486,79 | 5.232.756,02 |
| 22 | 2040 | 626.671,52 | 1.823.562,02 | 5.859.427,54 |
| 23 | 2041 | 672.198,96 | 1.984.938,56 | 6.531.626,49 |
| 24 | 2042 | 721.033,94 | 2.147.626,97 | 7.252.660,43 |
| TMA | | 6,4 % | TIR | 15,801 % |

Fonte: Autoria própria.

A Figura 31 apresenta o gráfico de payback considerando os dados de saldo em reais (R\$) referentes ao caso 2-b (Tabela 21).

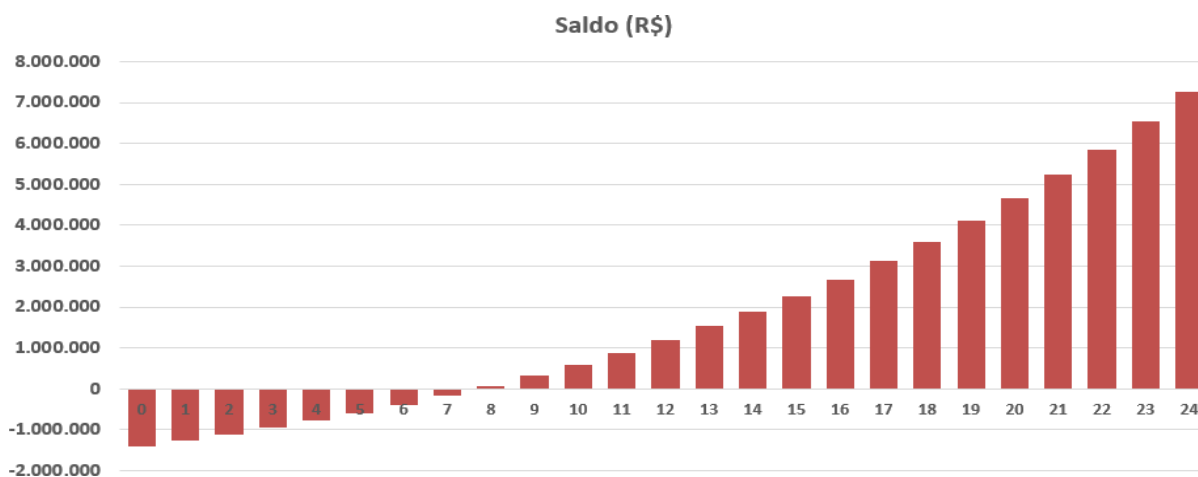


Figura 31. Gráfico do payback para o caso 2-b.

Fonte: Autoria própria.

5.7 SIMULAÇÃO DO SISTEMA

Para a realização da simulação do sistema fotovoltaico proposto foi utilizado o *software* ©Solarius PV da empresa ACCA Software.


Trata-se de um *software* com licença livre de três meses, onde o usuário pode obter a sua licença gratuitamente realizando o cadastro no *site* da empresa (SOFTWARE, 2018).

A partir da Figura 32 pode-se observar a página inicial do *site* do *software*.



Figura 32. Interface do *site* para cadastro do usuário.
Fonte: Adaptado de (SOFTWARE, 2018).

Inicialmente, o usuário pode inserir os dados cadastrais do cliente e do responsável técnico pelo projeto para eventuais conferências posteriores. A Figura 33 mostra a interface inicial do programa contendo os dados cadastrais, assim como tipo de conexão e sistema de acúmulo (armazenamento) que podem ser alterados de acordo com o sistema que será projetado.

Desenho usina 

Dados gerais

Nome:

Descrição do lugar:

Endereço:

Cidade: CEP:

Configuração

Tipo de conexão:

Acúmulo

Sistema de acúmulo:

Resumo

| | | |
|-------------------------|-----------------------|--|
| Energia anual [kWh] | Potência fase L1 [kW] | Superfície total módulos [m ²] |
| Potência total [kW] | Potência fase L2 [kW] | Número total de módulos |
| Energia por kW [kWh/kW] | Potência fase L3 [kW] | Número total de inversores |
| | | Capacidade di acúmulo útil total [kWh] |

Figura 33. Interface inicial do programa.
Fonte: Adaptado de (SOFTWARE, 2018).

O programa traz em seu banco de dados os valores de irradiação solar diária média mensal para várias localidades do mundo, inclusive de algumas cidades do território brasileiro. Verificou-se então os dados de irradiação solar diária média mensal para a cidade de Marmeireiro-PR, onde será projetado o sistema fotovoltaico. A Figura 34 mostra a interface de verificação da localização e dos dados de irradiação solar diária média mensal para o projeto.

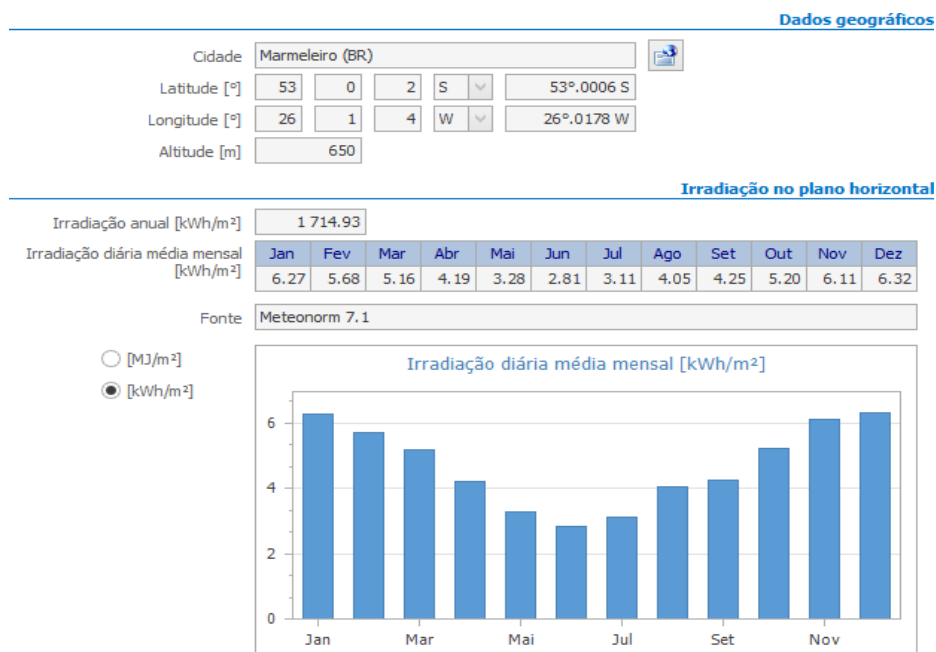


Figura 34. Escolha dos dados de localidade e irradiação solar diária média mensal.
Fonte: Adaptado de (SOFTWARE, 2018).

Na barra superior fica disponível ao usuário a alteração de alguns parâmetros, tais como parâmetros de rentabilidade (moeda utilizada, taxa de inflação, perda de eficiência do sistema e vida útil do sistema) e da usina (eficiência, temperatura de trabalho e fator de dimensionamento do inversor). A Figura 35 traz as informações referentes à rentabilidade do sistema fotovoltaico.

| Parâmetros de rentabilidade | |
|---------------------------------|------|
| Moedas | |
| Moeda | R\$ |
| Taxas | |
| Taxa de inflação [%] | 6.14 |
| Taxa de inflação de energia [%] | 8.13 |
| Taxa de desconto [%] | 0.00 |
| Aumento do consumo [%] | 0.00 |
| Sistema | |
| Perda de Eficiência [%] | 0.80 |
| Vida útil [anos] | 25 |

Figura 35. Parâmetros de rentabilidade do sistema.
Fonte: Adaptado de (SOFTWARE, 2018).

Com a inserção de dados e características do sistema de acordo com o que foi realizado no dimensionamento anterior, obteve-se o resultado da simulação contendo os dados de geração anual da planta. Entretanto, cabe ressaltar que a simulação não foi inteiramente fiel ao que foi projetado anteriormente, devido a ausência de componentes similares aos propostos. Em virtude disso, foi dimensionado o componente com característica elétrica mais similar possível de acordo com o que havia sido projetado. O resultado da simulação pode ser analisado a partir da Figura 36.

Desenho assistido do gerador

| Dados gerais | | Módulo | | | |
|---|------------------------------|---------------------------------------|--|---------------------|-------------|
| Nome gerador | Gerador1 | Módulo | JA Solar PV Technology Co. Ltd. - JAM6-72-325/SI | | |
| Posicionamento dos módulos | Não complanar às superfícies | Tipo de material | Si monocristalino | | |
| Estrutura de suporte | Fixa | Potência de pico [W] | 325.0 | Número módulos | 1300 |
| Tipo conexão | Trifásico | Superfície módulo [m²] | 1.952 | Sup. total [m²] | 2 537.60 |
| Posicionamento e irradiação sobre o plano dos módulos | | Inversor | | | |
| Azimute [°] | 0 | Tilt [°] | 21 | | |
| | | Inversor | Dasstech Co., Ltd. - Soleaf DSP-3350K | | |
| Irradiação anual [kWh/m²] | | 2 343.29 | | Tipo fase | Trifásico |
| | | Potência nominal [W] | 50 000 | | |
| | | Capacidade de acúmulo integrado [kWh] | 0.00 | | |
| | | Configuração | MPPT | N. módulos | Fil. X mód. |
| | | | 1 | 130 | 13 x 10 |
| | | Totais | | | |
| | | Energia anual [kWh] | 806 746.28 | Potência total [kW] | 422.500 |
| | | Extensão total [m²] | 3 000.00 | | |

Figura 36. Resultado da simulação do sistema fotovoltaico.
 Fonte: Adaptado de (SOFTWARE, 2018).

Baseado nas características de geração do sistema simulado e da inserção dos parâmetros de rentabilidade do sistema, foi realizado então a simulação da viabilidade econômica do sistema no *software*.

O gráfico de fluxo de caixa acumulado para o sistema simulado pode ser observado com base na Figura 37.

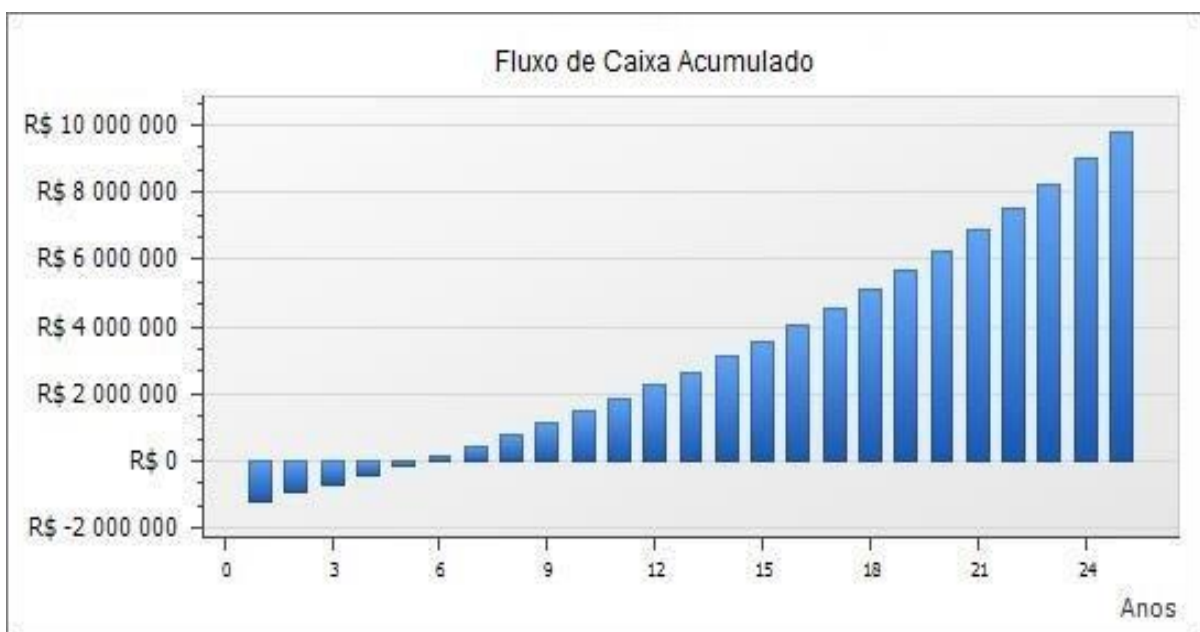


Figura 37. Gráfico do fluxo de caixa acumulado para o sistema simulado.
 Fonte: Adaptado de (SOFTWARE, 2018).

O gráfico de contendo a variação da Taxa Interna de Retorno ao longo dos anos para o sistema simulado pode ser observado com base na Figura 38.

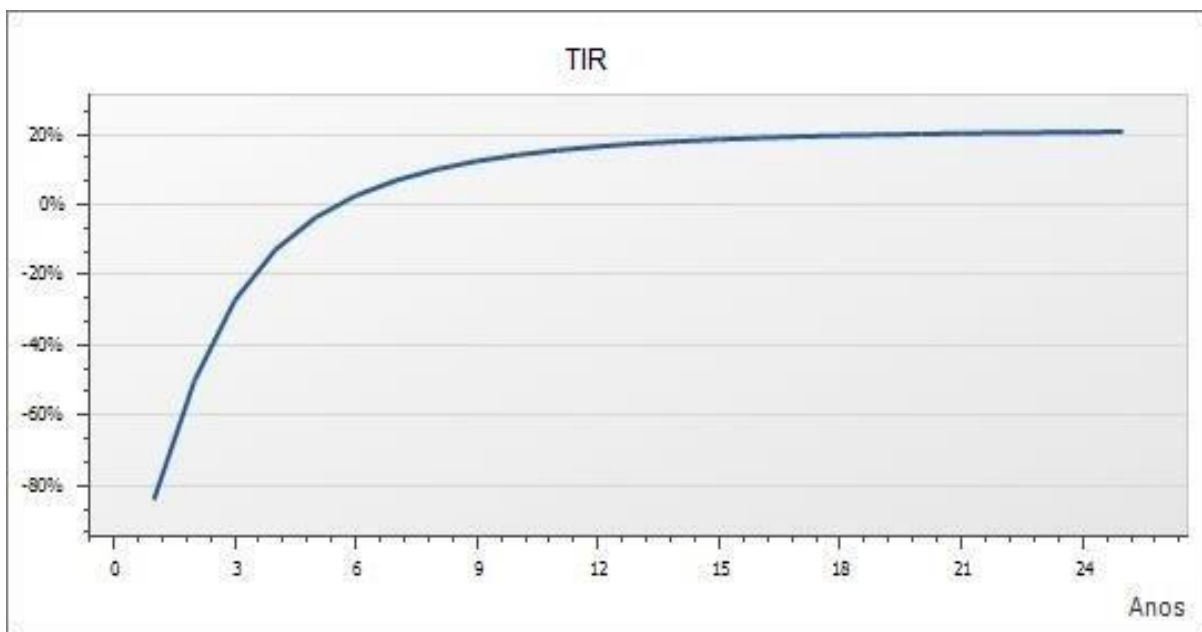


Figura 38. Gráfico do tempo de retorno de investimento para o sistema simulado.
Fonte: Adaptado de (SOFTWARE, 2018).

Finalmente, o rendimento líquido do sistema considerando as alterações tarifárias e de produção de energia do sistema pode ser observado segundo a Figura 39.

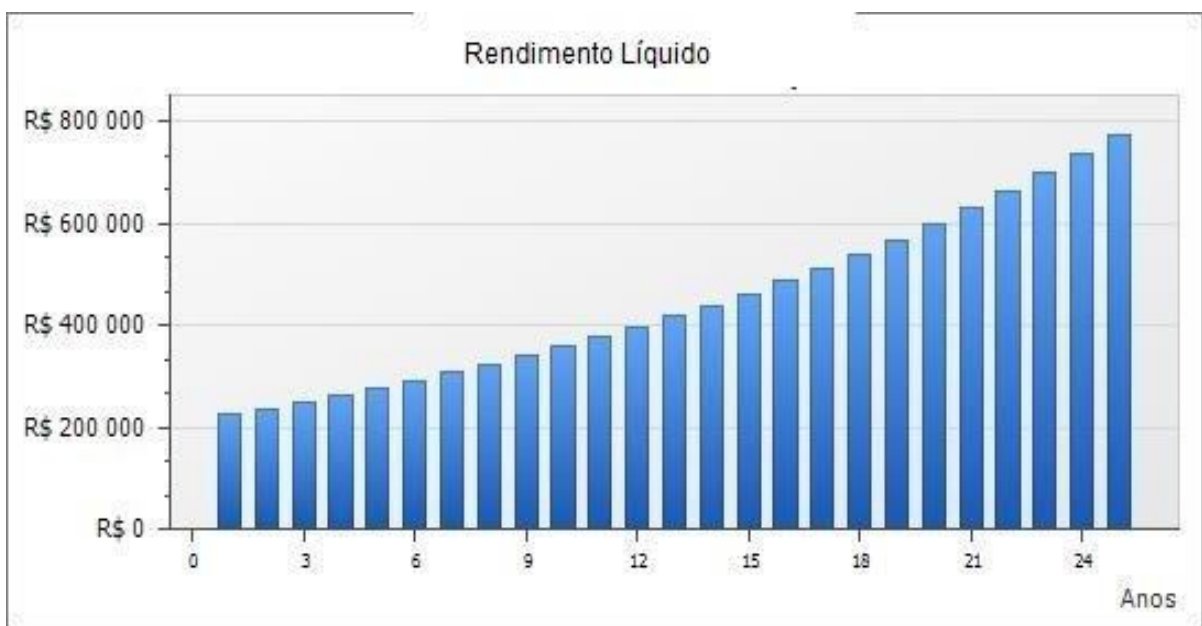


Figura 39. Gráfico de rendimento líquido para o sistema simulado.
Fonte: Adaptado de (SOFTWARE, 2018).

6 CONCLUSÕES

Para suprir os diversos desafios energéticos brasileiros, as fontes de energia renováveis deverão ter uma participação cada vez mais relevante no âmbito da geração de energia elétrica. Para tal, os sistemas fotovoltaicos, que possuem um elevado potencial energético a ser aproveitado deverão ser utilizados como forma de complementação das demais fontes de energia, tais como eólica e hidráulica.

Nosso território tem uma irradiação solar diária média considerada elevada em comparação com a média global, o que faz com que o potencial de geração de energia por meio de sistemas fotovoltaicos seja elevado. Porém, políticas de incentivo à micro e minigeração distribuída através de isenções fiscais e financiamentos à juros baixos ainda deverão ser tomadas para que o investimento inicial possa ser mais atrativo.

Mesmo considerando o elevado custo de aquisição de um sistema fotovoltaico (média de 55% do valor total atribuído ao valor dos painéis), a longo prazo o sistema torna-se viável do ponto de vista econômico. Sendo que, quanto maior for a potência instalada do projeto, menor será a relação R\$/kWp instalado, e, conseqüentemente, mais rápido se dará o retorno do investimento.

Porém há diversas características que deverão ser levadas em conta ao analisar-se a viabilidade econômica de um projeto no âmbito fotovoltaico. Primeiramente, é opção do governo de cada estado a isenção do imposto sobre circulação de mercadorias e serviços (ICMS) para a geração de energia, sendo que existe uma diferença de cerca de 30% no valor da tarifa com isenção e sem isenção de ICMS. Outro fator importante é a análise de irradiação solar média diária do local, sendo que esse valor pode variar muito para duas localidades distintas, mesmo que estas estejam localizadas no mesmo estado, onde a correta orientação e inclinação dos painéis deverão ser levadas em conta para a maximização da geração de energia do sistema.

Verificou-se a partir do presente trabalho a diferença de geração de energia para quatro configurações de inclinação, onde a maior geração se deu para a inclinação de 21°, enquanto a menor em 46°. Dentre os quatro casos analisados, foi considerado para a análise de viabilidade econômica do sistema o melhor e o pior caso, o que resultou numa diferença de geração de 9,36% quando comparados.

Também foi realizado três orçamentos, onde utilizou-se como base o melhor e o pior caso para a análise.

Ao todo, foram analisadas quatro configurações possíveis: inclinação de 21° e orçamento mais barato (caso 1-a); inclinação de 21° e orçamento mais caro (caso 1-b); inclinação de 46° e orçamento mais barato (caso 2-a); e, inclinação de 46° e orçamento mais caro (caso 2-b).

Para o caso 1a, e o mais viável do ponto de vista econômico, o retorno do investimento se dará em 7 anos, com um saldo positivo de R\$ 93.690,53. A taxa de retorno do investimento para o sistema é de 18,244%, sendo esse valor superior ao valor da taxa SELIC (6,4%), demonstrando assim a lucratividade do investimento. Analisando agora o caso 2-b, e o menos viável do ponto de vista econômico, o retorno do investimento se dará em 8 anos, com um saldo positivo de R\$ 73.015,98. A taxa de retorno do investimento para o sistema é de 15,93%, o que também fica acima da taxa SELIC. O valor do saldo ao final dos 25 anos para o primeiro caso será de R\$ 8.934.331,72, enquanto que para o pior caso considerado o valor do saldo ao final dos 25 anos será de R\$ 7.252.660,43, o que representa uma variação de 18,82%.

Fica evidenciado que a correta orientação e inclinação do sistema, considerando a elevada potência instalada, pode fazer com que a geração de energia seja maior, e, conseqüentemente, a lucratividade do projeto seja mais elevada.

É necessário ressaltar como ponto positivo que, como o consumo de energia de empresa é maior no horário comercial (horário fora de ponta), quando o sistema fotovoltaico estiver gerando energia, essa energia será consumida diretamente na própria unidade consumidora, sem passar pelo medidor, e, conseqüentemente, sem ser faturada ao final do mês. Isso fará com que o valor em kWh referente ao consumo de energia da empresa que estará vinculada a fatura da COPEL seja reduzido ao final do mês (em relação ao consumo real mensal), porém, o valor referente à geração de energia do sistema também será reduzido (em relação ao quanto foi realmente produzido ao longo do mês). Entretanto, nos finais de semana, onde o consumo de energia por parte da empresa é baixo, o sistema fotovoltaico estará injetando boa parte de sua energia gerada na rede da concessionária, gerando assim créditos energéticos que serão compensados na fatura da unidade consumidora.

Para todos os casos analisados a viabilidade econômica do sistema foi comprovada, sendo que para o melhor caso esse retorno se dará em 7 anos após o

investimento inicial. Trata-se então de um ótimo investimento, onde, analisando a garantia dada pelas empresas e a geração de energia considerando esse intervalo de tempo, pode-se ter um ótimo saldo ao final desse período.

REFERÊNCIAS

ABB. **Datasheet TRIO-50.0-TL-OUTD-US-480 50**. 2018.[s.n.], 2018. Disponível em: <https://library.e.abb.com/public/4d8140daa2b24c7c9ca4a37638e153bc/TRIO-50.0-TL-OUTD-US-480_Rev.G.pdf>. Acesso em: 16 Janeiro 2018.

ALMEIDA, Marcelo P. **Qualificação de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede**. Universidade de São Paulo. [S.l.]: [s.n.], 2012.

ANEEL. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**. 2002.Agência Nacional de Energia Elétrica. Brasília, 2002.

ANEEL. Resolução Normativa 482/2012. **Agência Nacional de Energia Elétrica**, 2012.

ANEEL. Micro e Minigeração Distribuída. **Sistema de Compensação de Energia Elétrica**, Brasília, 2014.

ANEEL. Resolução Normativa 687/2015. **Agência Nacional de Energia Elétrica**, 2015.

ANEEL. **Bandeiras Tarifárias**. 2017.[s.n.], 2017. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/tarifas-consumidores/-/asset_publisher/e2INtBH4EC4e/content/bandeira-tarifaria/654800?inheritRedirect=false>. Acesso em: 29 Dezembro 2017.

ANEEL. Banco de Informações de Geração, 2018. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.cfm>>. Acesso em: 12 abr. 2018.

BRASIL, Banco C. D. Banco Central do Brasil, 2018. Disponível em: <<http://www.bcb.gov.br/htms/selic/selicdiarios.asp>>. Acesso em: 20 Março 2018.

COPEL. Alterações Tarifárias. **Copel**, 2018. Disponível em: <<https://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Froot%2Fpagcopel2.nsf%2F5d546c6fdeabc9a1032571000064b22e%2F04afb43850ca33c503257488005939b7>>. Acesso em: 01 mar. 2018.

COPEL. **Tarifas para o Grupo A de Energia**. 2018.[s.n.], 2018. Disponível em: <<http://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Faltatensa>>

o%2Fpagcopel2.nsf%2Fdocs%2FCDA0A6C0E19F787803257EBB00451CC5>.
Acesso em: 10 Janeiro 2018.

COUNCIL, World E. **World Energy Resources**. 2016.[s.n.], 2016.

CRESESB. **Sun Data**. 2018.[s.n.], 2018. Disponível em:
<<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata>>. Acesso em: 05 Janeiro 2018.

ENERGIA, Companhia P. D. **NTC 905200**: Acesso de micro e minigeração distribuída ao sistema da COPEL. 2015.Paraná., 2015.

ENERGIA, Ministério D. M. E. **Resenha Energética Brasileira**. MME. [S.l.]: [s.n.], 2017. 32 p.

EPE. **Balço Energético Nacional 2017, Ano base 2016**. 2016. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro, 2016.

LINS, CHRISTINE. **Renewables 2014 Global Status Report**. 2014.[s.n.], 2014.

MME. **Energia Solar no Brasil e no Mundo**. 2015.[s.n.], 2015. Disponível em:
<<http://www.mme.gov.br/documents/10584/3580498/17+++Energia+Solar++Brasil+e+Mundo+++ano+ref.+2015+%28PDF%29/4b03ff2d-1452-4476-907d-d9301226d26c?version=1.3>>.

NAKABAYASHI, Renny K. Microgeração fotovoltaica no Brasil: condições atuais e perspectivas futuras, São Paulo, p. 115, 2014.

NEUMANN, Oara A. U. Solar vapor generation enabled by nanoparticles. **Acs Nano**, v. 7, p. 42 - 49, 2012. ISSN 1.

ONS. Operador Nacional do Sistema, 2017. Disponível em:
<<http://ons.org.br/pt/paginas/sobre-o-sin/mapas>>. Acesso em: Janeiro maio 2018.

PEREIRA, Enicio B. A. M. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. [S.l.]: INPE, v. 1, 2006.

PINHO, João T. Sistemas Híbridos - Soluções Energéticas para a Amazônia. **MME**, Brasília, 2008.

PINHO, João T. A. G. M. A. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: [s.n.], 2014. 590 p.

RODRIGUEZ, Carlos R. C. **Mecanismos regulatórios, tarifários e econômicos na geração distribuída: o caso dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede.** Universidade Estadual de Campinas. Campinas: [s.n.], 2002.

SOFTWARE, ACCA. Solarius PV, 2018. Disponível em: <<http://www.accasoftware.com/ptb/software-fotovoltaico>>. Acesso em: 10 Abril 2018.

SOLAR, Entec. **Sistema Entec Off-grid.** 2018.[s.n.], 2018. Disponível em: <<http://entecsolar.com.br/sistemas-entec>>. Acesso em: 28 Fevereiro 2018.

SOLAR, JA. **Datasheet JAP6(SE)72-305-325/4BB.** 2018.[s.n.], 2018. Disponível em: <[https://portal.segensolar.co.za/reseller/docs/JAP6\(SE\)72-305-325%204BB.pdf](https://portal.segensolar.co.za/reseller/docs/JAP6(SE)72-305-325%204BB.pdf)>. Acesso em: Janeiro 15 2018.

SOLARGIS. **Global Solar Maps.** 2018.[s.n.], 2018. Disponível em: <<http://globalsolaratlas.info/>>. Acesso em: 24 Dezembro 2017.

VANNI, SILVIA R. A. O. **Estudo de viabilidade econômica de fontes alternativas de energia de uma comunidade típica da região Nordeste do Brasil.** [S.l.]: [s.n.], 2008.

VILLALVA, Marcelo G. Energia solar fotovoltaica conceito e aplicações - Sistemas isolados e conectados à rede., São Paulo, p. 224, 2012.

ZILLES, Roberto A. M. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica.** [S.l.]: Oficina de Textos, 2016.

ANEXO A - DATASHEET DO INVERSOR TRIO-50.0-TL-OUTD-US

| Type code | TRIO-50.0-TL-OUTD-US |
|---|--|
| Input side | |
| Absolute maximum DC input voltage ($V_{max,abs}$) | 1000 V |
| Start-up DC input voltage (V_{start}) | 300...500 V (Default 360) |
| Operating DC input voltage range ($V_{dcmin}...V_{dcmax}$) | 0.7x V_{start} ...950 V (min 250 V) |
| Rated DC input voltage (V_{dcr}) | 715 Vdc |
| Rated DC input power (P_{dcr}) | 51250 W |
| Number of independent MPPT | 1 |
| MPPT input DC voltage range ($V_{MPPTmin} ... V_{MPPTmax}$) at P_{acr} | 520-800 Vdc |
| Maximum DC input current (I_{dcmax}) | 100 A |
| Maximum input short circuit current | 144 A |
| Number of DC inputs string / pairs | 12 or 16 string combiner version available / standard version 2 |
| DC connection type | Input lugs (type 1), 12/16 string field wired fuse holders (type 2), 12/16 string quick connectors (type 3) |
| Output side | |
| AC Grid connection type | 3Ø, Y / 3W+GND or 4W+GND |
| Rated AC power (P_{acr} @ $\cos\phi=1$) | 50000 W |
| Maximum AC output power (P_{acmax} @ $\cos\phi=1$) | 50000 W |
| Maximum apparent power (S_{max}) | 50000 VA |
| Rated AC grid voltage (V_{acr}) | 480 V |
| AC voltage range | 422-528 V |
| Maximum AC output current ($I_{ac,max}$) | 61 A |
| Contributory fault current | 66 A |
| Rated output frequency (f_i) | 60 Hz |
| Output frequency range ($f_{min}...f_{max}$) | 57...63 Hz |
| Nominal power factor and adjustable range | > 0.995, 0...± 1 with max S_{max} |
| AC connection type | Screw terminal block |
| Input protection | |
| Reverse polarity protection | Yes, from limited current source; type 3: reverse polarity indicators |
| Input over voltage protection - varistor | Yes |
| Input over voltage protection - plug In modular surge arrester (optional 12 and 16 string DC combiner option) | Type 2 |
| Photovoltaic array isolation control | According to US standards |
| DC switch rating | 200 A / 1000 V |
| Output protection | |
| Anti-islanding protection | According to US standards |
| Maximum external AC overcurrent protection | 90 A |
| Output overvoltage protection - varistor | Yes |
| Operating performance | |
| Maximum efficiency (η_{max}) | 98.6% |
| Weighted efficiency (CEC) | 98.0% |
| Safety | |
| Isolation level | Transformerless |
| Marking | TUV |
| Safety and EMC standard | UL1741, Rule 21, HECO tester per UL 1741 SA, UL1699B, IEEE1547, IEEE1547.1, CSA C22.2 107.1-01-2001, FCC Part 15 Sub-part B Class B Limits |
| Communication | |
| Remote monitoring | VSN300 Wifi Logger Card (opt.), VSN700 Data Logger (opt.) |
| Wireless local monitoring | VSN300 Wifi Logger Card (opt.) |
| User interface | LEDs / No display; Aurora Manager Lite software required |
| Available port | 2 RS485 |
| Environmental | |
| Ambient temperature range | -13...+144°F (-25...+60°C) with derating > 122°F (50°C) |
| Relative humidity | 0...100 % condensing |
| Maximum operating altitude without derating | 2000 m / 6560 ft |
| Physical | |
| Environmental protection rating | NEMA 4X (NEMA 3R for fan tray) |
| Cooling | Forced air over external heatsink |
| Dimension (H x W x D) | 28.5" x 58.7" x 12.4" / 725 mm x 1491 mm x 315 mm |

ANEXO B - DATASHEET DO PAINEL JAP6(SE)-72-325/4BB

| MECHANICAL PARAMETERS | | WORKING CONDITIONS | |
|---|----------------|--|----------------------------------|
| Cell (mm) | Poly 156x156 | Maximum System Voltage | DC 1000V (IEC) |
| Weight (kg) | 26 (approx) | Operating Temperature | -40°C ~ 85°C |
| Glass Thickness | 4 mm | Maximum Series Fuse | 15A |
| Dimensions (LxWxH) (mm) | 1956x991x45 | Maximum Static Load, Front (e.g., snow and wind) | 5400Pa (112 lb/ft ²) |
| Cable Cross Section Size (mm ²) | 4 | Maximum Static Load, Back (e.g., wind) | 2400Pa (50 lb/ft ²) |
| No. of Cells and Connections | 72 (6x12) | NOCT | 45±2°C |
| Junction Box | IP67, 3 diodes | Application Class | Class A |
| Connector | MC4 Compatible | | |
| Packaging Configuration | 23 Per Pallet | | |

| ELECTRICAL PARAMETERS | | | | | |
|--|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| TYPE | JAP6-72-305/4BB | JAP6-72-310/4BB | JAP6-72-315/4BB | JAP6-72-320/4BB | JAP6-72-325/4BB |
| Rated Maximum Power at STC (W) | 305 | 310 | 315 | 320 | 325 |
| Open Circuit Voltage (Voc/V) | 45.37 | 45.66 | 45.95 | 46.22 | 46.48 |
| Maximum Power Voltage (Vmp/V) | 36.88 | 36.99 | 37.19 | 37.38 | 37.49 |
| Short Circuit Current (Isc/A) | 8.81 | 8.89 | 8.98 | 9.06 | 9.14 |
| Maximum Power Current (Imp/A) | 8.27 | 8.38 | 8.47 | 8.56 | 8.67 |
| Module Efficiency [%] | 15.73 | 15.99 | 16.25 | 16.51 | 16.77 |
| Power Tolerance (W) | -0 ~ +5W | | | | |
| Temperature Coefficient of Isc (αIsc) | +0.058%/°C | | | | |
| Temperature Coefficient of Voc (βVoc) | -0.330%/°C | | | | |
| Temperature Coefficient of Pmax (γPmp) | -0.410%/°C | | | | |