

**INSTITUTO FEDERAL DE MINAS GERAIS  
BACHARELADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA  
SAMUEL RODRIGUES SOUZA LEITE**

**VIABILIDADE ECONÔMICA DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À  
REDE EM RELAÇÃO AOS SISTEMAS TARIFÁRIOS DE DISTRIBUIÇÃO  
CONVENCIONAL E BRANCO**

**FORMIGA – MG  
2018**

**SAMUEL RODRIGUES SOUZA LEITE**

**VIABILIDADE ECONÔMICA DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À  
REDE EM RELAÇÃO AOS SISTEMAS TARIFÁRIOS DE DISTRIBUIÇÃO  
CONVENCIONAL E BRANCO**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica do Instituto Federal de Minas Gerais, como requisito para obtenção do título de bacharel em Engenharia Elétrica.

**Orientador:** Prof. Dr. Renan Souza Moura

**FORMIGA – MG**

**2018**

Leite, Samuel Rodrigues Souza.  
621.3 Viabilidade econômica de um sistema fotovoltaico conectado à rede em relação aos sistemas tarifários de distribuição convencional e branco / Samuel Rodrigues Souza Leite . -- Formiga : IFMG, 2018.  
108p. : il.

Orientador: Prof. Dr. Renan Souza Moura  
Trabalho de Conclusão de Curso – Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Minas Gerais – *Campus* Formiga.

1. Sistema Fotovoltaico. 2. Sistema Tarifário. 3. Energia Solar.  
I. Título.

CDD 621.3

**SAMUEL RODRIGUES SOUZA LEITE**

**VIABILIDADE ECONÔMICA DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À  
REDE EM RELAÇÃO AOS SISTEMAS TARIFÁRIOS DE DISTRIBUIÇÃO  
CONVENCIONAL E BRANCO**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado  
ao Curso de Engenharia Elétrica do Instituto  
Federal de Minas Gerais como requisito para  
obtenção do título de bacharel em Engenharia  
Elétrica.

Avaliado em: \_\_\_\_ de \_\_\_\_\_ de \_\_\_\_\_.

Nota: \_\_\_\_\_

**BANCA EXAMINADORA**

---

Orientador – Prof. Dr. Renan Souza Moura

---

Avaliador 01 – Prof. Me. Efrem Ferreira

---

Avaliador 02 – Eng. Fausto Machado Costa

## DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho a Rode Ribeiro Underwood (*in memoriam*), que foi uma presente supervisora e amiga, dedicou-se a ensinar e transmitir com paciência e devoção todo o seu conhecimento.

*"Quero ser as impressões digitais que o pedreiro deixou na argamassa entre os tijolos para provar que ele estava aqui, que ele construiu um teto sobre a cabeça de alguém para manter a tempestade de sua fé, minha mãe diz que é por isso que todos nós nascemos. E eu acho que ela está certa."*

Rode Ribeiro Unverwood

## RESUMO

O aumento do consumo de eletricidade está estimulando a busca pela utilização de outros meios de produção de energia. Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFVCR) são uma das melhores alternativas para substituição das grandes centrais de geração de energia elétrica. Este tipo de geração renovável está em ascensão com perspectivas futuras positivas de crescimento no Brasil. Em vista disso, as edificações públicas apresentam uma importante oportunidade para utilização destes sistemas. Neste contexto, este trabalho tem por finalidade realizar um estudo da viabilidade para instalação de um sistema fotovoltaico conectado à rede para o novo prédio da Prefeitura Municipal da cidade de Formiga, Minas Gerais. Deste modo, o trabalho inicia-se realizando o levantamento do projeto elétrico, afim de se obter o valor da carga total instalada e a estimativa do consumo mensal. Depois, realiza-se o dimensionamento do SFVCR para atender o consumo estipulado. Em sequência, efetua-se um estudo técnico afim de estimar o orçamento para a instalação do sistema considerando um período de 25 anos. E por fim, se conclui com o estudo do impacto na viabilidade financeira do SFVCR em função do sistema tarifário convencional e branco.

**Palavras chave:** Sistema fotovoltaico, Sistema Tarifário, Energia Solar

## ABSTRACT

The increase in electricity consumption is stimulating the search for the use of other means of energy production. Photovoltaic systems connected to the grid (SFVCR) are one of the best alternatives for the replacement of large power generation plants. This type of renewable generation is on the rise with positive prospects for future growth in Brazil. In view of this, public buildings present an important opportunity to use these systems. In this context, this work has the purpose of conducting a feasibility study for the installation of a photovoltaic system connected to the network for the new building of the Municipal Building of the city of Formiga, Minas Gerais.. Thus, the work begins by carrying out the survey of the electric project, in order to obtain the value of the total installed load and the estimate of the monthly consumption. Then, the SFVCR is dimensioned to meet the stipulated consumption. Subsequently, a technical study is carried out in order to estimate the budget for the installation of the system considering a period of 25 years. Finally, it concludes with the study of the impact on SFVCR's financial viability due to the conventional and white tariff system.

**Key words:** Photovoltaic system, Tariff system, Solar energy

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 - Localização do novo Centro Operacional na cidade de Formiga. Fonte: Google Earth, 2018. ....	23
Figura 1.2 - Perfil do consumo de energia elétrica dos prédios públicos. Fonte: Figura extraída de (PROCEL, 2001). ....	24
Figura 1.3 - Consumo de energia elétrica em kWh do município de Formiga, dos meses de setembro até dezembro de 2017. Fonte: próprio autor.....	25
Figura 2.1 - Previsão para a participação das fontes de energia no mundo até o ano de 2100. Fonte: www.solarwirtschaft.de.....	48
Figura 2.2 - Estrutura da célula fotovoltaica. Fonte: solarpower.com.....	50
Figura 2.3 - Estrutura dos materiais tipo N e P respectivamente. Fonte: eletronicaanalogica.com.....	50
Figura 2.4 - Materiais semicondutores unidos. Fonte: www.123rf.com.....	51
Figura 2.5 - Curva característica de um módulo fotovoltaico. Fonte: www.cresesb.cepel.br. ....	53
Figura 2.6 - Configuração dos módulos fotovoltaicos ligados em série, paralelo e série-paralelo. Fonte: www.mpptsolar.com. ....	54
Figura 2.7 - Elementos de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica residencial. Fonte: Eudora Solar. ....	56
Figura 2.8 - Ângulos de inclinação de um painel fotovoltaico. Fonte www.osetoreletrico.com.br .....	61
Figura 2.9 - Comparativo entre a Tarifa Branca e Tarifa Convencional. Fonte: ANEEL, 2018. ....	68
Figura 2.10 - Custos da energia elétrica no Brasil. Fonte: Autor.....	69
Figura 3.1 – Projeto em 3D do novo prédio do Centro Operacional.....	73
Figura 3.2 - Movimento do sol para o mês de Abril, no local onde será instalado o SFVCR. Fonte: www.seionde.com.br.....	74
Figura 3.3 - Comportamento do painel fotovoltaico sobre a variação da irradiação incidente. Fonte: PVsyst.....	76
Figura 3.4 - Corrente e tensão do conjunto de módulos fotovoltaicos. Fonte: PVsyst v6.70 .....	76
Figura 3.5 - Relação da potência de entrada e saída. Fonte: PVsyst V6.70. ....	77



Figura 3.6 - Energia anual injetada na rede. Fonte: PVsyst V6.70.....	78
Figura 3.7 - Produção de energia normalizada em kWh/kWp/dia. Fonte: PVsyst V6.70.....	78
Figura 3.8 - Perdas consideradas para simulação. Fonte: PVsyst V6.70.....	80
Figura 3.9 - Projeção em 3D do SFVCR em estudo, vista frontal da edificação. Fonte: Próprio autor e Arquiteta Bianca Silva .....	81
Figura 3.10 - Fluxo de Caixa do SFVCR. Fonte: Autor. ....	84
Figura 3.11 - Valor Presente Líquido (VPL). Fonte: Autor.....	85
Figura 3.12 - Comparação econômica em relação as sistemas tarifas convencional e branco para o SFVCR. Fonte: Autor. ....	87

## LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 - Iluminâncias em lux, por tipo de atividade (valores médios em serviço). Fonte: NBR5413. ....	32
Tabela 2.2 - Valores de refletâncias. Fonte: NBR 5410. ....	33
Tabela 2.3 - Eficiência da luminária. Fonte: NBR 5410. ....	34
Tabela 2.4 - Fator de depreciação ou de manutenção. ....	34
Tabela 2.5 - Secção mínima dos condutores (Tabela 47 da NBR 5410:2004).....	36
Tabela 2.6 - Secção mínimas do condutor neutro. (Tabela 48 NBR5410:2004) .....	37
Tabela 2.7 - Tipos de linhas elétricas (Tabela 33 da NBR 5410:2004). ....	39
Tabela 2.8 - Fatores de correção para temperatura ambientes diferentes de 30 °C para linhas não-subterrâneas e de 20°C (temperatura do solo) para linhas subterrâneas. Fonte: NBR5410:2004.....	41
Tabela 2.9 - Fatores de correção para agrupamento de circuitos ou cabos múltiplos, aplicáveis aos valores da capacidade de condução de corrente. (Fonte: NBR5410:2004) .....	42
Tabela 2.10 - Número de condutores carregados a ser considerado em função do tipo de circuito. (Tabela 46 da NBR 5410:2004). ....	42
Tabela 2.11- Capacidade de condução de corrente, em ampères, para os métodos de referência A1, A2, B1, B2, C e D para condutores de cobre. Fonte: NBR5410:2004.....	43
Tabela 2.12 - Capacidade de Condução de Corrente, em ampères, para os métodos de referência E, F, e G. Fonte: NBR5410:2004. ....	44
Tabela 2.13 - Comparação entre tecnologias das células fotovoltaicas. Fonte: VILLAIVA, GAZOLI, 2012.....	52
Tabela 2.14 - Escolha do ângulo de inclinação. Fonte: "Installation and Safety Manual of the Bosh Solar Modules." .....	61
Tabela 2.15 - Irradiação sobre a cidade de Formiga. Fonte: Nasa SSE. ....	62
Tabela 2.16 - Valor da Tarifa Convencional estabelecida pela CEMIG. Fonte: Cemig,2018.....	67
Tabela 2.17 - Valor da Tarifa Branca para os horários de ponta, intermediário e fora de ponta em R\$/kWh. Fonte: Cemig, 2018. ....	68
Tabela 3.1 - Dados gerais do projeto elétrico realizado. Fonte: Autor.....	70

Tabela 3.2 - Características da Instalação Elétrica do Prédio do Novo Centro Operacional da Prefeitura Municipal de Formiga. Fonte: Autor.....	71
Tabela 3.3 - Consumo médio estimado.....	72
Tabela 3.4 -Resultado obtida com os cálculos. Fonte: Próprio autor. ....	75
Tabela 3.5 - Parâmetros do SFVCR simulado. Fonte: PVsyst V6.70.....	75
Tabela 3.6 - Balanço e resultado simulado para o SFVCR em estudo. Fonte; PVsyst V6.70.....	79
Tabela 3.7 - Planilha orçamentária para o SFVCR em estudo.....	82
Tabela 3.8 - Análise econômica do SFVCR para tarifa convencional. Fonte: Autor..	83
Tabela 3.9 – Viabilidade financeira para a Tarifa Branca.Fonte: Autor. ....	86
Tabela 3.10 – Viabilidade Finaceira da Tarifa Branca + ICMS. Fonte: Autor. ....	86
Tabela 3.11 – Valor a pagar com a tarifa convencional. Fonte: Autor.....	86
Tabela 3.12 – Comparação entre as tarifa convencional e branca. Fonte: Autor.....	87
Tabela 3.13 - Análise econômica do SFVCR para tarifa branca. Fonte: Autor. ....	88

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

NBR – Norma Brasileira

BEN – Balanço Energético Brasileiro

PROCEL – Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica

SFVCR – Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede

ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas

ISO – Organização Internacional de Normalização

CIE – Comitê Internacional de Iluminação

CA – Corrente Alternada

CC – Corrente Contínua

PVC – Policloreto de Vinila

PDE – Plano de Expansão de Energia

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

DPS – Dispositivo de Proteção Contra Surto

MPPT - Maximum Power Point Tracker

HPS – Horas de Pleno Sol

NASA – National Aeronautics and Space Administration

SSE - Surface meteorology and Solar Energy

CEMIG – Companhia Energética de Minas Gerais

PIS – Programa de Integração Social

COFINS - Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social

ICMS – Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviço

LED - Light Emitting Diode

DR – Disjuntor Residual

QD – Quadro de Distribuição

BDI – Benefícios e Despesas Diretas

AC / DC - Alternating Current/Direct Current

## SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO .....	22
1.1	Justificativa .....	23
1.2	Objetivos gerais e específico .....	25
1.3	Estrutura do Trabalho .....	26
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	26
2.1	Instalações elétricas.....	26
2.1.1	Previsão de cargas .....	29
2.1.2	Pontos de Tomadas.....	29
2.1.3	Pontos de Iluminação .....	30
2.1.4	Circuitos da Instalação.....	35
2.1.5	Condutores Elétricos.....	36
2.1.6	Proteção em Instalações Elétricas.....	44
2.1.7	Acessórios para Instalação Elétricas .....	46
2.2	Energia Solar Fotovoltaica .....	48
2.2.1	Princípios e conceitos sobre os sistemas fotovoltaicos .....	49
2.2.2	Atributos dos módulos fotovoltaicos comerciais .....	53
2.2.3	Sistemas Fotovoltaicas Conectados à Rede Elétrica.....	55
2.2.4	Sistema de tarifação para os Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede ..	58
2.2.5	Dimensionamento dos Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede .....	59
2.2.5.1	Levantamento do consumo de energia elétrica.....	59
2.2.5.2	Informações sobre as características construtivas.....	60
2.2.5.3	Informações sobre a localização da edificação .....	60
2.2.5.4	Dimensionamento das Horas de Sol Pleno.....	61
2.2.5.5	Dimensionamento da potência do inversor .....	62
2.2.5.6	Dimensionamento da quantidade de painéis do sistema .....	63
2.2.5.7	Ligação dos arranjos fotovoltaicos .....	63
2.2.5.8	Viabilidade financeira .....	64
2.3	Sistema tarifário da energia elétrica no Brasil.....	66
3	RESULTADOS E DISCUSSÃO .....	70
3.1	Projeto Elétrico.....	70
3.1.1	Custo Financeiro Total.....	71
3.1.2	Características gerais do projeto elétrico .....	71

3.2	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede .....	72
3.2.1	Resultados do dimensionamento do SFVCR.....	72
3.2.2	Resultado da viabilidade econômica do SFVCR.....	82
3.2.3	Resultados para a comparação Tarifária Convencional e Branca para um SFVCR 85	
4	CONCLUSÃO.....	89
4.1	Trabalhos Futuros.....	90
5	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	91
	ANEXO I.....	95
	ANEXO I – Tipos de Luminárias e Curvas CDL (LUMINE).....	95
	ANEXO II.....	96
	ANEXO II – TABELA COM A EFICIÊNCIA DO RECINTO.....	96
	ANEXO III.....	99
	ANEXO III – LISTA DE MATERIAIS E ORÇAMENTO DO PROJETO ELÉTRICO .....	99
	ANEXO IV .....	105
	ANEXO IV – FOLHA DE ESPECIFICAÇÕES DO PAINEL FOTOVOLTAICO CANADIAN SOLAR CS6U-330P .....	105
	ANEXO V .....	106
	ANEXO V - FOLHA DE ESPECIFICAÇÕES DO INVERSOR PVI – 10.0-TL-OUTD .....	106
	ANEXO VI .....	107
	ANEXO VII .....	108
	ANEXO VII – PROJETO ELÉTRICO DO NOVO CENTRO OPERACIONAL DA PREFEITURA MUNICIPAL DE FORMIGA .....	108

## 1 INTRODUÇÃO

O aumento gradativo do consumo de energia elétrica, oriundo do impacto cada vez maior de novas tecnologias sendo adotadas e inseridas, em conjunto com os hábitos rotineiros da população, vem criando um desequilíbrio entre consumo e geração de energia elétrica. Assim, políticas que visam diminuir o consumo de energia elétrica e que buscam a sustentabilidade vem sendo incorporadas ao mercado consumidor.

As energias renováveis são uma alternativa para a matriz energética mundial, pois podem ser consideradas inesgotáveis para os padrões humanos de utilização. Neste contexto, as edificações públicas podem apresentar uma oportunidade significativa em questão da produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis. Outra medida que pode apresentar a economia de energia elétrica é a adoção de contratos tarifários, de modo que o consumidor irá pagar um valor financeiro pela tarifa de energia elétrica menor de acordo com o seu hábito e horário de consumo.

Deste modo, este trabalho tem como objetivo principal realizar o dimensionamento de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFVCR) considerando a adoção da contratação das tarifas convencional e branca para o novo prédio da Prefeitura Municipal de Formiga em busca de responder a seguinte hipótese: qual a relação financeira entre os SFVCR e as tarifas convencional e branca? Para isso, será necessário o levantamento do projeto elétrico da edificação, afim de determinar a carga instalada e estipular qual será o futuro consumo energético da edificação.

Segue na próxima secção a descrição da caracterização do problema em que esta monografia se baseia.



## 1.1 Justificativa

Atualmente, a Prefeitura Municipal de Formiga consta-se com edificações alugadas para abrigar suas secretarias, que são: Secretaria Municipal de Meio Ambiente, Secretaria de Regulação Urbana, Procuradoria, Licitação e Recursos Humanos. Estas secretarias estão localizadas no centro da cidade, o que gera um alto custo financeiro para os cofres públicos. Valem ressaltar também, as más condições das edificações onde os funcionários municipais trabalham, alguns dos prédios estão há anos sem reforma ou reparos, gerando riscos à saúde destes.

A construção de um novo Centro Operacional irá reunir todas as secretarias citadas, mais a Secretaria de Obras e Trânsito e a Secretaria de Regulação Urbana Municipal em apenas um único prédio, tornando o serviço mais acessível ao contribuinte. Além disso, facilitará toda a gestão do município, uma vez que todos os servidores estarão próximos, dos secretários e prefeito. A construção tenderá a diminuir a necessidade do número de profissionais, como vigilantes, telefonistas e porteiros, além dos gastos com materiais de limpeza, água, energia, telefone, internet, etc.

O imóvel será construído em um terreno já pertencente ao poder executivo, na área central da cidade através de linhas de créditos existentes no BDMG. A localização onde o Centro Operacional será construído é apresentada na figura 1.1:



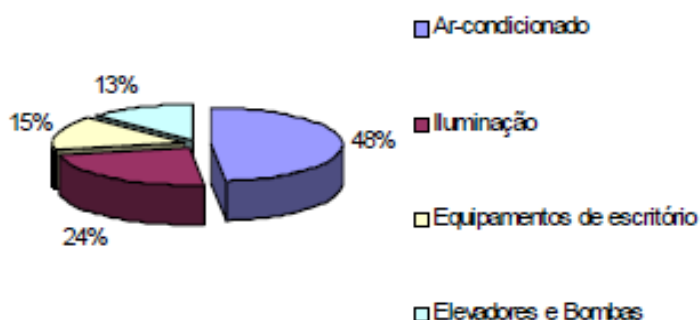
*Figura 1.1 - Localização do novo Centro Operacional na cidade de Formiga.*

*Fonte: Google Earth, 2018.*

A edificação será dividida em três blocos principais mais o estacionamento para os funcionários. Dois dos blocos serão no térreo e um terceiro estará no primeiro pavimento. A edificação contará também com uma base para futura expansão do prédio, para porvindouro a construção de um segundo pavimento. A área de construção total do novo centro operacional será de 1704,45 m<sup>2</sup> e estará localizada na área central da cidade em torno de 120 metros de distância de onde se encontra a atual sede da Prefeitura Municipal de Formiga.

Conforme os dados do BEN 2010, o total da energia elétrica consumida em 2009 foi de 426 TWh no Brasil. O consumo dos prédios públicos em 2009 representou um total de 12 TWh. Então os prédios públicos consumiram cerca de 2,8% do consumo de energia elétrica de todo o país (MINISTÉRIO DE MINAS ENERGIA, 2010).

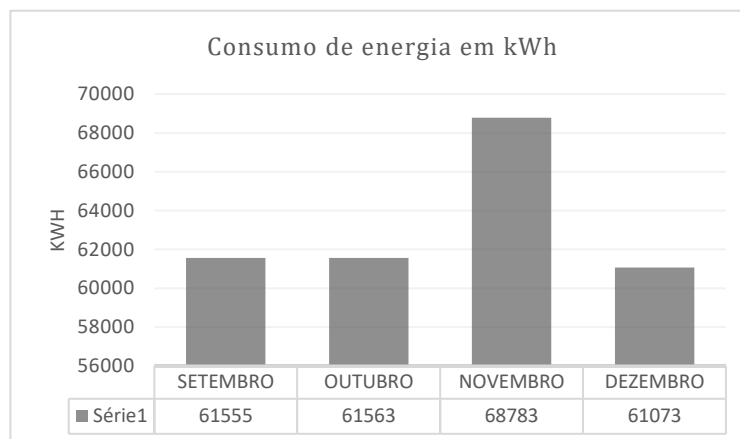
Além disso, de acordo com o Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (MAGALHÃES, 2001) traça-se o perfil de consumo de energia elétrica dos prédios públicos. Como apresenta a figura 1.2 a grande parte do consumo de energia neste local se dá pela utilização de aparelhos de refrigeração do ambiente e da iluminação.



*Figura 1.2 - Perfil do consumo de energia elétrica dos prédios públicos.*

*Fonte: Figura extraída de (PROCEL, 2001).*

A figura 1.3 apresenta a somatória do consumo de energia em quilowatt-hora das 137 edificações pertencentes ao poder público municipal de Formiga, como escolas, creches, postos de saúde, hospitais, escritórios, etc.



*Figura 1.3 - Consumo de energia elétrica em kWh do município de Formiga, dos meses de setembro até dezembro de 2017. Fonte: próprio autor.*

O consumo médio de energia elétrica pela Prefeitura Municipal nos meses de setembro à dezembro de 2017 foi de 63, 243 kWh. No mês de dezembro de 2017 o Poder Executivo pagou um valor de aproximadamente R\$ 65000,00 em contas de energia elétrica. Neste contexto, a próxima subseção descreve os objetivos gerais e específicos desta monografia.

## 1.2 Objetivos gerais e específico

Esta monografia tem como objetivo principal o desenvolvimento de um projeto de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede afim de comparar sua relação aos sistemas tarifários convencional e branco, onde que, levanta-se as seguintes hipóteses:

- É viável a instalação de um SFVCR?
- Qual o valor financeiro que o contribuinte irá pagar, considerando o consumo estimado, em relação à tarifa convencional e a branca?
- Qual a relação econômica entre os SFVCR e a contratação da tarifa convencional e branca?
- Deste modo, considerando o valor financeiro estipulado, compensa-se a contratação tarifária branca utilizando um SFVCR?

Além disso, a monografia terá como objetivos gerais:

- A realização do projeto das instalações elétricas de toda a edificação, a fim de se obter a carga total instalada da edificação e o consumo mensal.

### **1.3 Estrutura do Trabalho**

Esta monografia de conclusão de curso é formada por cinco capítulos principais. No Capítulo 1 tem-se a introdução, que informa conteúdo do trabalho, contextualizando o tema, a justificativa e os objetivos gerais e específicos. O capítulo 2 apresenta uma revisão geral sobre os conceitos abordados para esta pesquisa, este capítulo contém uma revisão sobre os conceitos das instalações elétricas prediais, sistemas fotovoltaicos e sobre o sistema de tarifas energéticas nacionais pagas pelo consumidor. Assim, os resultados obtidos com o projeto elétrico, para o sistema fotovoltaico e a viabilidade econômica é apresentada no Capítulo 3. O Capítulo 4 apresenta a conclusão e considerações finais desta monografia. E por fim, discuta-se sobre as sugestões de trabalhos futuros no Capítulo 5.

## **2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA**

### **2.1 Instalações elétricas**

Um projetista tem que garantir que a instalação elétrica atenda aos requisitos das Normas Técnicas (NBR5410, 2004) e quaisquer outros regulamentos que possam ser relevantes para a instalação. A adesão das Normas Técnicas para realização do projeto garante o melhor desempenho do funcionamento da instalação, resultando em uma instalação segura e durável.

Deste modo, o objetivo de um projeto elétrico é a transferência da energia elétrica deste uma determinada fonte, que seria a rede de distribuição da concessionária, até o ponto final, como tomadas, pontos de iluminação, etc. (FILHO, 2001).

O projeto elétrico necessitará:

- Quantificar e alocar os pontos de utilização de energia elétrica;
- Determinar o caminho dos condutores e dos condutos;
- Possuir a capacidade de ser moldado de acordo com as mudanças na edificação, como expansões e adições de novos equipamentos elétricos;
- Possuir os pontos finais de fácil acessibilidade e bem posicionados;
- Ser seguro, ou seja, interromper os circuitos na presença de perturbações. Estar bem dimensionado de acordo com a capacidade de corrente que passa pelos elementos constituintes da instalação, com o objetivo de manter a integridade de todos os componentes elétricos conectados a este;
- Ser contínuo, interromper apenas quando houver algum distúrbio.

Inicialmente o projetista precisará possuir a planta arquitetônica da edificação, contendo as características gerais, como a localidade da edificação, para que o projetista consiga determinar junto a concessionária as condições para o fornecimento da energia elétrica, garantindo o suprimento da demanda e a disponibilidade dos níveis de tensão.

A planta deverá conter toda a área de construção, a distribuição dos ambientes e dependências, o layout com a localização das máquinas (computadores, telefones, impressoras, ventiladores, etc.) e todo o conjunto. Terá que conter também informações sobre as dimensões, como largura e comprimento das paredes, altura do pé direito, do piso e as dimensões das áreas externas. Além disso, o projeto terá de informar a localidade de vigas de concreto, ou características particulares da edificação (DOMINGOS LEITE, 2001).

É importante que o projetista, a partir de um diálogo com o contratante, levante as previsões de cargas, para definir se o proprietário irá utilizar equipamentos de uso específico, como fornos micro-ondas, ar-condicionado, aquecedores, etc. E assim, quantificar o sistema e a carga que deverá ser prevista para o projeto. A quantificação da potência de alimentação é fundamental em questões econômicas e seguras da instalação. A partir da previsão de carga, determina-se a provável demanda da edificação, e então, projeta-se o padrão ou a entrada de serviço de acordo com as normas da concessionária.

O próximo passo é o desenho das plantas pelo projetista. As plantas deverão conter:

- Localização de todos os quadros elétricos, como: Quadro de Distribuição, Quadro de Força, Quadro Geral de Baixa Tensão, Quadro de Medição, Quadro de Equipotencialização do Aterramento;
- Localização de todos os pontos de iluminação, tomadas, caixas de passagem, etc.;
- As informações sobre as divisões dos circuitos;
- O caminho percorrido por todas as tubulações;
- O caminho percorrido por todos os condutores elétricos;
- As características do ramal de alimentação e do ponto de entrega.

Por meio do memorial de cálculo, abordam-se todos os cálculos envolvidos no projeto. O memorial deverá conter a previsão de cargas, o dimensionamento dos condutores, dispositivos de proteção e dos eletrodutos de acordo com que a norma NBR5410 estabelece.

Para realização da instalação, o electricista necessita realizar a correta leitura do projeto, para isso, diagramas garantem uma comunicação comum entre os projetistas e os electricistas. Os diagramas irão representar minuciosamente a instalação elétrica, contendo informações pertinentes a interconexão entre os componentes, apresentar todos os dispositivos e o trajeto dos condutores em suas corretas posições físicas.

É necessário também, que o projeto contenha o memorial descritivo, fazendo toda a descrição do projeto, dando a justificativa de todas as soluções abordadas. Nesta seção, é importante apresentar a documentação envolvida do projeto e sua identificação. O memorial descritivo garante ao cliente os seus direitos, dando as diretrizes para o planejamento da instalação, além de todas as informações extras necessárias.

A última etapa, para evitar maiores problemas, principalmente na parte econômica do projeto, prepara-se a lista de materiais, quantizando todos os produtos que serão necessários comprar para realizar a instalação elétrica e as características, garantindo uma melhor segurança na hora da compra.

### 2.1.1 Previsão de cargas

De acordo com a norma regulamentadora NBR5410 de 2004, define que a carga a ser considerada em um equipamento de utilização é a potência nominal por ele absorvida, dada pelo fabricante ou calculada a partir da tensão nominal, da corrente nominal e do fator de potência. Assim, a norma determina as circunstâncias que devem ser utilizadas para previsão de cargas de uma edificação, determinando as potências dos pontos de iluminação e de tomadas.

A previsão de cargas de iluminação e tomadas em locais não destinados à habitação é abordada pela norma NBR5410.

### 2.1.2 Pontos de Tomadas

De acordo com a norma NBR5410/2004, os pontos de tomada deverão seguir os seguintes preceitos:

- Dependência com área inferior a 6 m<sup>2</sup>, pelo menos uma tomada;
- Dependências com área superior a 6 m<sup>2</sup>, uma tomada a cada 5 m ou fração de perímetro;
- Em áreas definidas como molhadas, como cozinhas, copas, áreas de serviço, pelo menos uma tomada a cada 3,5 m ou fração de perímetro;
- Subsolos, varandas, garagens ou sótãos pelo menos uma tomada;
- Banheiros, pelo menos uma tomada junto ao lavatório, 60 cm do limite do box;

Porém, para melhor distribuição dos pontos de tomadas em locais não habitáveis, existem em algumas bibliografias sugestões de previsão de pontos de tomadas. Utilizando o livro Instalações Elétricas Industriais (MAMEDE FILHO, 2010), para as cargas em locais utilizadas como escritório e comércio, o autor estabelece que deverão ser instalados:

- Caso a área do local for inferior a 37 m<sup>2</sup>, deverá ser adotado as seguintes medidas para determinação do número de tomadas:
  - i. Para cada 3 m de fração de perímetro da dependência, deverá ser alocada uma tomada pelo menos;
  - ii. Para cada 4 m<sup>2</sup> de fração de área da dependência, deverá alocar uma tomada pelo menos.
  
- Caso a área do local for superior a 37 m<sup>2</sup>, deverão ser adotados as seguintes medidas para determinação do número de tomadas:
  - i. Para os primeiros 37 m<sup>2</sup>, deverão ser alocadas no mínimo oito tomadas;
  - ii. Para cada 37 m<sup>2</sup> ou fração adicional, deverão ser alocadas três tomadas.

### **2.1.3 Pontos de Iluminação**

A Norma Brasileira ABNT NBR ISO/CIE 8995-1 de 2013 diz a respeito da Iluminação de ambientes de trabalho. O objetivo desta norma é estabelecer os requisitos para proporcionar uma iluminação eficiente em locais onde os profissionais desempenham suas tarefas, permitindo que estes possam trabalhar de modo eficiente, seguro e sem fadigas visuais. A norma estabelece os parâmetros para criar as condições visuais confortáveis, com valores recomendados, respeitando os requisitos de segurança.

De acordo com a norma, uma iluminação deverá satisfazer os seguintes aspectos:

- Dar aos trabalhadores a sensação de bem-estar e o conforto visual;
- Os trabalhadores devem realizar suas tarefas precisamente, mesmo sendo sob ocasiões difíceis e repetitivas por longos períodos;
- Ser possível detectar perigos, transmitindo a segurança local aos trabalhadores.



Para o desenvolvimento de um projeto luminotécnico, é necessário seguir uma sequência lógica de cálculos. Para o cálculo desta monografia utilizou-se o método dos lumens, apresentado em 1950 por Westinghouse Lighting Handbook. Este método é o mais empregado para realização dos projetos e dimensionamentos dos sistemas de iluminação interna de vários ambientes.

O método dos lumens se baseia na transferência de fluxo. Tem como objetivo calcular o fluxo luminoso total necessário, e então, determinar o número de luminárias para o ambiente em estudo (SANTOS, 2018). Assim, o fluxo luminoso total é calculado a partir da seguinte fórmula 2.1:

$$\phi = \frac{A \cdot E}{\mu \cdot D} \quad (2.1)$$

Onde que:

$\phi$  = Fluxo luminoso total, em lúmens;

$\mu$  = Fator/coeficiente de utilização;

A = Área do recinto, em m<sup>2</sup>;

E = Iluminância ou nível de iluminamento, em lux;

D = Fator de depreciação ou de manutenção.

A área do ambiente é determinada pela formula 2.2:

$$A = L \cdot C \quad (2.2)$$

Onde que:

A = área do recinto, em m<sup>2</sup>;

L = largura do ambiente, em m;

C = comprimento do ambiente, em m;

O nível de iluminamento (E) significa a quantidade de luz que existe em um determinado ambiente. A norma técnica, determina que é necessário obter uma quantidade de níveis de iluminância, afim de se obter o conforto visual. Os valores recomendados para cada tipo de ambiente está disposto na NBR 5413 – Iluminância

de interiores (SANTOS, 2018). A tabela 2.1 a seguir apresenta alguns níveis de iluminação de alguns ambientes:

*Tabela 2.1 - Iluminâncias em lux, por tipo de atividade (valores médios em serviço). Fonte: NBR5413.*

Arquivos	200 – 300 – 500
Atendimento ao público	300 – 500 – 750
Banheiros em geral	100 – 150 – 200
Cantinas	100 – 150 – 200
Corredores e escadas em geral	75 – 100 – 150
Escadas em geral	75 – 100 – 150
Escritórios de desenho, engenharia mecânica e arquitetura	750 – 1000 – 1500
Garagem, estacionamento interno	100 – 150 – 200
Salas de Gerentes (secretários)	300 – 500 – 750
Salas de recepção	100 – 150 – 200

Segundo o que a norma indica, para cada tipo de local, três iluminâncias são indicadas, porém recomenda-se considerar o valor do meio. O valor mais alto, deverá ser utilizado quando a tarefa se apresenta com refletâncias e contrastes baixos, difícil correção dos erros, trabalho visual crítico, alta produtividade e precisão no campo de trabalho. Os valores baixos, terá que ser utilizados quando as refletâncias ou contrastes são relativamente altos, a velocidade e/ou precisão não são importante e a tarefa é executada ocasionalmente.

Para se obter o coeficiente de utilização ( $\mu$ ) é utilizado a seguinte fórmula 2.3:

$$\mu = \eta_r \cdot \eta_l \quad (2.3)$$

Onde que:

$\mu$  = Coeficiente de utilização;

$\eta_r$  = Eficiência do recinto;

$\eta_l$  = Eficiência da luminária;

A partir de catálogos e normas técnicas, é possível se obter o valor da eficiência do recinto, a partir dos valores (SANTOS, 2018):

- Índice do recinto, que é uma relação entre a altura, largura e o comprimento. Deve-se considerar então a altura da luminária e o plano de trabalho, podendo ser iluminação direta ou indireta, a fórmula para a iluminação direta é:

$$K_d = \frac{L \cdot C}{h \cdot (L + C)} \quad (2.4)$$

E a fórmula para iluminação indireta é:

$$K_i = \frac{3 \cdot L \cdot C}{2 \cdot h' \cdot (L + C)} \quad (2.5)$$

Onde que:

$K_d$  = Índice do recinto, para iluminação direta;

$K_i$  = Índice do recinto, para iluminação indireta;

$C$  = Comprimento do recinto, em m;

$L$  = Largura do recinto, em m;

$h$  = Altura entre a luminária e o plano de trabalho, em m;

$h'$  = altura útil do pé direito, em m;

- Refletância, define-se como o fluxo luminoso refletido em uma superfície. O valor é dado conhecendo-se o ambiente que será iluminado e suas características. A tabela 2.2 a seguir apresenta o grau de reflexão de acordo com a cor e o tipo de material.

*Tabela 2.2 - Valores de refletâncias. Fonte: NBR 5410.*

Refletâncias de acordo com a cor		Refletância de acordo com o tipo de material	
Branco	70 até 80%	Madeira	70 até 80%
Preto	3 até 7%	Concreto	3 até 7%
Cinza	20 até 50%	Tijolo	20 até 50%
Amarelo	50 até 70%	Rocha	50 até 70%

- Tipo de luminária, que irá determinar o tipo de iluminação, se será direta ou indireta e estabelece a Curva de Distribuição Luminosa da luminária utilizada. É possível obter no manual do fabricante da luminária suas características, como quantidade de lâmpadas, a potência, o fator de potência, o rendimento, o tipo de luminária, etc.

Assim, é possível obter o valor da eficiência do recinto, de acordo com o tipo de luminária, refletância e o índice de recinto a partir de tabelas que está disposto nesta monografia na seção Anexo I e Anexo II.

A eficiência de uma luminária, é a relação entre o fluxo luminoso da luminária e o fluxo luminoso total de cada lâmpada. O valor da eficiência de acordo com o tipo de luminária está disposto na tabela 2.3 a seguir:

*Tabela 2.3 - Eficiência da luminária. Fonte: NBR 5410.*

Luminária aberta com lâmpadas nuas	0,9
Luminárias com refletor ou embutidas abertas ou refletor e lâmpadas de alta eficiência	0,7
Luminária com refletor ou embutidas com lâmpadas ou luminárias tipo “plafond” com acrílico anti-ofuscante	0,6
Luminárias de embutir com acrílico anti-ofuscante	0,5

O próximo passo então, é determinar o coeficiente de utilização a partir da fórmula 2.3.

Por último, só falta determinar o fator de depreciação ou de manutenção para se obter o fluxo luminoso. O valor do fator de manutenção desejado é obtido a partir da tabela 2.4 a seguir:

*Tabela 2.4 - Fator de depreciação ou de manutenção.*

	Período de manutenção (h)		
	2500	5000	7500
Limpo	0,95	0,91	0,88
Normal	0,91	0,85	0,80
Sujo	0,80	0,66	0,57

E por fim, é possível calcular o fluxo luminoso total, pela equação 2.1. Então, obtém-se o número de luminárias necessárias para o tipo de ambiente em estudo pela fórmula 2.6 a seguir:

$$\eta_l = \frac{\phi}{\theta} \quad (2.6)$$

Onde que:

$\eta_l$  = número de luminárias;

$\phi$  = fluxo luminoso total, em lumens;

$\theta$  = fluxo luminoso de cada luminária, em lumens.

Assim, nesta secção, apresenta-se os parâmetros e métodos aplicados para determinar a quantidade de luminárias pelo método dos lumens. A próxima secção desta monografia, trata-se a respeito dos circuitos elétricos de uma instalação.

#### **2.1.4 Circuitos da Instalação**

Um circuito elétrico é o conjunto de equipamentos e condutores, ligados ao mesmo dispositivo de proteção (CAVALIN; CERVELIN, 2006). Assim, define-se como circuito elétrico linhas de distribuição de energia interna, e podem ser classificadas de dois tipos diferentes, os circuitos de distribuição e os circuitos terminais. Os circuitos de distribuição são aqueles que alimentam os quadros de distribuição a partir do quadro de medição e os circuitos terminais, são aqueles que vão do quadro de distribuição para os pontos de iluminação, tomadas, etc. (JÚNIOR,2009).

Em busca de facilitar a operação e manutenção de uma instalação elétrica em uma edificação, deve-se dividir os circuitos terminais. A divisão em circuitos torna-se vantajoso em relação a corrente que circula nos condutores elétricos, que serão menores, e, portanto, necessitando de condutores com menores secções. Também, irão gerar dispositivos de proteção com menor capacidade nominal de operação. Tornando a edificação mais segura e gerando um custo financeiro menor para o cliente.

Segundo a norma NBR5410, deverá ser previsto circuitos de iluminação separados dos circuitos terminais de tomadas de uso geral e específico. A norma diz

que um circuito deverá possuir um cabo de 2,5 mm<sup>2</sup> de secção para uma tensão de 127 V com uma potência entre 1200 a 1500 W.

Deverá ser previsto um circuito exclusivo para as tomadas de uso específico, onde que, a secção do condutor para este, irá variar de acordo com a potência do equipamento

Deve-se ficar atento ao estabelecer o número de circuitos, para que não se tenha circuitos com limites excessivos de potência, isso pode gerar alto aquecimento dos condutores elétricos, gerando a atuação dos disjuntores de proteção. Deste modo, estabelece-se que os circuitos deverão possuir uma potência máxima de 1200 W para os circuitos com tensão de 127 V.

A próxima subsecção diz a respeito dos condutores elétricos, dimensionamento e sua instalação.

### 2.1.5 Condutores Elétricos

Em busca de um bom funcionamento dos equipamentos em uma instalação elétrica deve-se utilizar condutores elétricos com excelente qualidade e estarem de acordo com a tarefa que se destinam. Assim, um condutor elétrico tem a finalidade de transportar a corrente elétrica até o destino, desde o ramal de entrada da edificação até o equipamento a ser alimentado. A tabela 2.5 a seguir apresenta a seções dos condutores fase, para circuitos CA, de acordo com a norma NBR 5410.

*Tabela 2.5 - Secção mínima dos condutores (Tabela 47 da NBR 5410:2004)*

Tipo de linha		Utilização do circuito	Sec. Min. do condutor (mm <sup>2</sup> )	Material
Instalações fixas em geral	Condutores e cabos isolados	Circuito de Iluminação	1,5	Cobre
			16	Alumínio
		Circuito de força	2,5	Cobre
		16	Alumínio	
		Circuito de sinalização e circuito de controle	0,5	Cobre
	Condutores nus	Circuito de Força	10	Cobre
		16	Alumínio	
	Circuito de sinalização e circuito de controle	4	Cobre	

A tabela 2.5, as seções mínimas ditadas foram por razões mecânicas. Os circuitos de tomada de corrente são considerados circuitos de força, onde que a norma fixa que deverá ser utilizado uma seção de 2,5 mm<sup>2</sup>. Assim, a norma estabelece também que para os circuitos de iluminação, deve-se utilizar uma secção de 1,5 mm<sup>2</sup> (CAVALIN; CERVELIN, 2006).

Além dos condutores fase, existe o condutor neutro, que em um sistema elétrico de distribuição secundária, tem por finalidade o equilíbrio e a proteção desse sistema elétrico (CAVALIN; CERVELIN, 2006).

Em relação ao condutor neutro, a norma NBR 5410 diz que:

- O condutor neutro não pode ser comum a mais de um circuito;
- O condutor neutro de um circuito monofásico deve ter a mesma seção do condutor fase;

A tabela 2.6 apresenta o valor das seções dos condutores neutro de acordo com os condutores fase:

*Tabela 2.6 - Seção mínimas do condutor neutro. (Tabela 48 NBR5410:2004)*

<b>Seção dos condutores de fase (mm<sup>2</sup>)</b>	<b>Seção reduzida do condutor neutro (mm<sup>2</sup>)</b>
S ≤ 25	S
35	25
50	25
70	35
95	50
120	70
150	70
185	95
240	120
300	150
400	185

Assim, quando condutores fase tiverem seções menores ou iguais a 25 mm<sup>2</sup>, os condutores neutros deverão possuir o mesmo valor da seção dos condutores fase. Se

os condutores fase forem maiores que 25 mm<sup>2</sup>, irá variar o valor das seções do condutor neutro de acordo com a tabela 2.6 acima.

Um condutor é dimensionado para permitir a passagem de corrente, sem que exista aquecimento excessivo ou quedas de tensão. Assim, o dimensionamento de um condutor, baseia-se em determinar a seção mais adequada, obedecendo os seguintes critérios (CAVALIN; CERVELIN, 2006):

- Um condutor possuir a capacidade de transmissão de corrente igual ou superior à corrente de projeto do circuito, incluindo os fatores de correção aplicáveis;
- A proteção de sobre carga;
- A proteção contra curto-circuito e solicitações térmicas;
- A proteção contra choque elétricos por seccionamento automático da alimentação em esquemas TN e IT;
- Os limites de queda de tensão;
- As seções mínimas dos condutores.

Os condutores podem ser dimensionados pelo critério da Capacidade de Condução de Corrente (Ampacidade). Em um condutor elétrico, ao ser conduzindo por uma corrente provindo de uma diferença de potencial, tende a aquecer graças a Lei de Joule. Assim, deve-se obter todo o cuidado para que temperaturas excessivas não danifiquem o condutor podendo gerar prejuízos ao cliente. A norma NBR 5410:2004 indica, por meio de tabelas, a capacidade de condução de corrente e fatores de correção que deverão ser levados em consideração para dimensionamento dos condutores.

Inicialmente, para a aplicação deste método, necessita-se determinar qual será o tipo de isolamento do condutor. O tipo de isolamento, irá estabelecer qual a temperatura máxima que os condutores conseguirão suportar em condições de distúrbio (curto-circuito ou sobrecargas). Na grande maioria dos casos em instalações prediais, como no caso desta monografia, os condutores possuirão isolamento de Policloreto de Vinila (PVC). Este material, para seções de até 300 mm<sup>2</sup>, possui a temperatura de operação em regime contínuo de 70 °C, uma temperatura de sobrecarga de 100 °C e temperatura de curto-circuito de 160 °C.



O próximo passo, é determinar como os condutores serão dispostos (eletrodutos ou eletrocalhas, embutidos ou de sobrepor, subterrâneos ou aéreos, etc.). É necessário determinar essas características, porque elas poderão provocar trocas térmicas entre os condutores e o ambiente e poderão alterar o valor da condução da corrente (CAVALIN; CERVELIN, 2006). Deste modo, a tabela 2.7 a seguir apresenta algum dos tipos de linhas elétricas de interesse desta monografia.

*Tabela 2.7 - Tipos de linhas elétricas (Tabela 33 da NBR 5410:2004).*

<b>Método de Referência a Utilizar para a Capacidade de Condução de Corrente</b>	<b>Descrição</b>
B1	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Condutores isolados ou cabos unipolares em eletroduto aparente de seção circular sobre parede ou espaçado desta menos de 0,3 vezes o diâmetro do eletroduto.</li> <li>- Ou condutores isolados ou cabos unipolares em eletroduto aparente de seção não circular aparente.</li> <li>- Condutores isolados ou cabos unipolares em eletroduto de seção circular embutido em alvenaria.</li> </ul>
B2	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Condutor multipolar em eletroduto aparente de seção circular sobre parede ou espaçado desta menos de 0,3 vezes o diâmetro do eletroduto.</li> <li>- Cabo multipolar em eletroduto aparente de seção não circular sobre parede.</li> <li>- Cabo multipolar em eletroduto de seção circular embutido em alvenaria.</li> </ul>
E (Multipolar) F (Unipolar)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Cabos unipolares ou multipolares em bandeja perfurada, na horizontal ou vertical.</li> </ul>
D	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Cabos unipolares em eletrodutos (de seção circular ou não) ou em canaleta não ventilada enterrado(a).</li> <li>- Cabos unipolares ou cabo multipolar diretamente enterrado (a), com proteção mecânica adicional.</li> </ul>

A capacidade de corrente para este método, segundo a Norma NBR5410:2004, foi determinada a partir de ensaios e cálculos. Para esta monografia, a execução do projeto irá utilizar apenas os métodos de referência citados acima (B1, B2, E, F e D).

Pela norma, no caso das bandejas perfuradas (E e F), a capacidade de corrente foi estipulada tendo em vista que os furos ocupassem uma área de 30% da bandeja. Caso a área for menor que 30%, deve-se considerar a bandeja como não-perfurada.

É necessário calcular o valor da Corrente de Projeto ( $I_p$ ), definida como a corrente que o circuito terminal ou de distribuição deverá sustentar. Para esse cálculo, é utilizado as seguintes formulas a seguir:

- Para circuitos Resistivos Monofásicos (F+N, F+F,2F+N):

$$I_p = \frac{P_n}{v} \quad (2.7)$$

Onde que:

$P_n$  = Potência Nominal do circuito;

$v$  = Tensão do circuito (entre fase e neutro de 127 V – Sistema CEMIG).

- Para circuitos Indutivos Monofásicos (F+N, F+F,2F+N):

$$I_p = \frac{P_n}{v \cdot \cos\phi \cdot \eta} \quad (2.8)$$

- Para circuitos Trifásicos (3F+N):

$$I_p = \frac{P_n}{\sqrt{3} \cdot v \cdot \cos\phi \cdot \eta} \quad (2.9)$$

Onde que:

$P_n$  = Potência Nominal do circuito;

$v$  = Tensão do circuito (entre fase e neutro de 127 V – Sistema CEMIG);

$\cos\phi$  = Fator de potência;

$\eta$  = Rendimento.

Os efeitos térmicos, disposição dos condutores no eletroduto e o modo de instalação como citados acima, poderão afetar o dimensionamento do condutor. Além disso, é preciso realizar a correção da corrente de projeto a partir do Fator de Correção

de Temperatura e o do Fator de Agrupamento. A correção da corrente é dada pela fórmula 2.9 a seguir:

$$I_c = \frac{I_p}{f_1 \cdot f_2} \quad (2.10)$$

Onde que:

$I_c$  = Corrente corrigida em ampères (A);

$I_p$  = Corrente de projeto em ampères (A);

$f_1$  = fator de correção de temperatura;

$f_2$  = fator de correção de agrupamento;

O valor do fator de correção de temperatura para condutores com isolamento PVC pode ser obtido pela tabela 2.8 a seguir:

*Tabela 2.8 - Fatores de correção para temperatura ambientes diferentes de 30 °C para linhas não-subterrâneas e de 20°C (temperatura do solo) para linhas subterrâneas. Fonte:*

*NBR5410:2004*

Temperatura °C	Isolação em PVC	
	Ambiente	Do solo
10	1,22	1,10
15	1,17	1,05
20	1,12	0,95
25	1,06	0,89
35	0,94	0,84
40	0,87	0,77
45	0,79	0,71
50	0,71	0,63
55	0,61	0,55
60 até 80	0,50	0,45

A correção do fator de temperatura está associada ao ambiente onde os condutores serão instalados (solo ou ambiente). Segundo a norma, o valor da temperatura ambiente a utilizar é o do meio circundante quando o condutor considerado não estiver carregado.

O valor do fator de correção de agrupamento pode ser obtido pela tabela 2.9 a seguir:

*Tabela 2.9 - Fatores de correção para agrupamento de circuitos ou cabos múltiplos, aplicáveis aos valores da capacidade de condução de corrente. (Fonte: NBR5410:2004)*

Esquema de condutores vivos do circuito	Número de Condutores Carregados a ser adotado
Monofásico a dois condutores	2
Monofásico a três condutores	2
Duas fases sem neutro	2
Duas fases com neutro	3
Trifásico sem neutro	3
Trifásico com neutro	3 ou 4

A próxima etapa, é determinar a quantidade de condutores carregados pelo circuito, define-se como condutor carregado aquele que é percorrido pela corrente elétrica, deste modo, os condutores neutro e fase são considerados como condutores carregados. A tabela 2.10 apresenta como determinar a quantidade de condutores carregados em um circuito:

*Tabela 2.10 - Número de condutores carregados a ser considerado em função do tipo de circuito. (Tabela 46 da NBR 5410:2004).*

Ref.	Forma de Agrupamento Dos Condutores	Número de circuitos ou de cabos unipolares												Met De Ref
		1	2	3	4	5	6	7	8	9 a 11	12 a 15	16 a 19	>20	
1	Ar livre, ou sobre superfície; embutidos; em conduto fechado	1	0,8	0,7	0,65	0,6	0,57	0,52	0,52	0,5	0,45	0,41	0,38	A a F
2	Camada única sobre parede, piso, ou em bandeja não perfurada ou prateleira	1	0,85	0,79	0,75	0,73	0,72	0,72	0,71	0,7				C
3	Camada única no teto	0,95	0,81	0,72	0,68	0,66	0,64	0,63	0,62	0,61				
4	Camada única em bandeja perfurada	1	0,88	0,82	0,77	0,75	0,73	0,73	0,72	0,72				E e F
5	Camada única em leito, suporte.	1	0,87	0,82	0,8	0,8	0,79	0,79	0,78	0,78				

Deve-se ficar atento aos circuitos trifásicos com neutro, caso o circuito for um circuito desequilibrado, o neutro deve ser considerado como condutor carregado.

Por fim, conhecendo-se:

- O tipo de isolamento dos condutores (PVC);
- A maneira de instalar o circuito (tabela 2.7);
- A corrente de projeto corrigida ( $I_c$ ) do circuito em (A) (formula 2.7 à 2.8) ;
- E o número de condutores carregados do circuito (tabela 2.10).

É possível determinar a seção do condutor a partir das tabelas 2.11 e 2.12 a seguir. Considerando uma temperatura ambiente de 30 °C para condutores não enterrados no solo, ou para uma temperatura do solo de 20 °C para condutores enterrados no solo. Admitindo-se uma temperatura no condutor de 70 °C e com isolamento em PVC:

*Tabela 2.11- Capacidade de condução de corrente, em ampères, para os métodos de referência A1, A2, B1, B2, C e D para condutores de cobre. Fonte: NBR5410:2004.*

Seções nominais mm <sup>2</sup>	Métodos de referência											
	A1		A2		B1		B2		C		D	
	Número de condutores carregados											
	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)
Cobre												
0,5	10	9	10	9	12	10	11	10	12	11	14	12
0,75	12	11	12	11	15	13	15	13	16	14	18	15
1	15	13	14	13	18	16	17	15	19	17	21	17
1,5	19	17	18,5	16,5	23	20	22	19,5	24	22	26	22
2,5	26	23	25	22	31	28	30	26	33	30	34	29
4	35	31	33	30	42	37	40	35	45	40	44	37
6	45	40	42	38	54	48	51	44	58	52	56	46
10	61	54	57	51	75	66	69	60	80	71	73	61
16	81	73	76	68	100	88	91	80	107	96	95	79
25	106	95	99	89	133	117	119	105	138	119	121	101
35	131	117	121	109	164	144	146	128	171	147	146	122
50	158	141	145	130	198	175	175	154	209	179	173	144
70	200	179	183	164	253	222	221	194	269	229	213	178
95	241	216	220	197	306	269	265	233	328	278	252	211
120	278	249	253	227	354	312	305	268	382	322	287	240
150	318	285	290	259	407	358	349	307	441	371	324	271
185	362	324	329	295	464	408	395	348	506	424	363	304
240	424	380	386	346	546	481	462	407	599	500	419	351
300	486	435	442	396	628	553	529	465	693	576	474	396
400	579	519	527	472	751	661	628	552	835	692	555	464
500	664	595	604	541	864	760	718	631	966	797	627	525
630	765	685	696	623	998	879	825	725	1 122	923	711	596
800	885	792	805	721	1 158	1020	952	837	1 311	1 074	811	679
1 000	1014	908	923	826	1332	1 173	1 088	957	1 515	1 237	916	767

Tabela 2.12 - Capacidade de Condução de Corrente, em ampères, para os métodos de referência E, F, e G. Fonte: NBR5410:2004.

Seções nominais dos condutores mm <sup>2</sup>	Métodos de referência						
	Cabos multipolares		Cabos unipolares				
	Dois condutores carregados	Três condutores carregados	Dois condutores carregados, justapostos	Três condutores carregados, em trifólio	Três condutores carregados, no mesmo plano		
	Método E	Método E	Método F	Método F	Justapostos	Espaçados	
					Método F	Horizontal Método G	Vertical Método G
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
	Cobre						
0,5	11	9	11	8	9	12	10
0,75	14	12	14	11	11	16	13
1	17	14	17	13	14	19	16
1,5	22	18,5	22	17	18	24	21
2,5	30	25	31	24	25	34	29
4	40	34	41	33	34	45	39
6	51	43	53	43	45	59	51
10	70	60	73	60	63	81	71
16	94	80	99	82	85	110	97
25	119	101	131	110	114	146	130
35	148	126	162	137	143	181	162
50	180	153	196	167	174	219	197
70	232	196	251	216	225	281	254
95	282	238	304	264	275	341	311
120	328	276	352	308	321	396	362
150	379	319	406	356	372	456	419
185	434	364	463	409	427	521	480
240	514	430	546	485	507	615	569
300	593	497	629	561	587	709	659
400	715	597	754	656	689	852	795
500	826	689	868	749	789	982	920
630	958	798	1005	855	905	1138	1070
800	1118	930	1169	971	1119	1325	1251
1 000	1 292	1 073	1 346	1 079	1 296	1 528	1 448

A próxima seção dessa monografia trata a respeito da proteção em Instalações elétricas.

### 2.1.6 Proteção em Instalações Elétricas

A norma NBR5410:2004 diz que “Os condutores vivos devem ser protegidos, por um ou mais dispositivos de seccionamento automático contra sobrecorrentes e contra curto-circuito”. Isso tem por finalidade garantir a segurança das pessoas e dos bens materiais.

Define-se como sobrecorrente, correntes que excedam o valor da corrente nominal. Estas podem ser causadas por curto-circuito ou sobrecargas no circuito. As

sobrecargas são causadas por equipamentos conectados à rede elétrica capazes de gerar correntes de até dez vezes o valor da corrente nominal, podendo ocasionar efeitos térmicos danosos aos circuitos.

Os curtos-circuitos são ocasionados por ponderosas falhas em uma instalação elétrica, podendo ser rompimentos na isolação de condutores, entre fase e terra, fase e neutro, ou a mais grave, fase e fase, gerando valores altos de corrente.

Para evitar que as correntes de sobrecarga ou de curto-circuito causem danos a uma instalação elétricas, estas devem portar dispositivos que garantem a manobra e a proteção contra distúrbios. No mercado, existem vários dispositivos que garantem esse tipo de proteção, o mais comum é a utilização dos disjuntores termomagnéticos. A grande vantagem da utilização dos disjuntores é o religamento do circuito sem a necessidade da substituição.

Este tipo de dispositivo, tem como finalidade (CAVALIN; CERVELIN, 2006):

- Manobra, ou seja, abrir ou fechar o circuito;
- Proteger os condutores, aparelhos domésticos e equipamentos, contra sobrecorrente a partir do seu dispositivo térmico;
- Proteger a fiação contra curto-circuito por meio do dispositivo magnético.

O disjuntor mais comum é do tipo “quick-lag” e funciona com princípio da dilatação térmica. Formado por dois bimetals de materiais diferentes e com coeficientes de dilatação distintos, formando duas lâminas. Quando existe uma sobrecarga, um bimetal irá sofrer dilatação, curvando-se até atingir uma alavanca de engate. A alavanca de engate aciona uma outra alavanca fixada a uma mola. O contato então se abre (desligando o circuito) quando o conjugado da força da mola é transmitido a um contato móvel (CAVALIN; CERVELIN, 2006).

Os disjuntores podem ser monopolares, bipolares ou tripolares. Em instalações elétricas prediais, os mais utilizados são os disjuntores termomagnéticos em caixa moldadas e podem ser acionados tanto manualmente, ou na presença de sobrecarga ou de curto-circuito.

A NRR5410:2004 dita condições para o dimensionamento dos disjuntores, para proteção de sobrecargas e contra curto-circuito. A norma, item 5.3.4 diz que “devem ser previstos dispositivos de proteção para interromper toda a corrente de sobrecarga nos condutores dos circuitos antes que ela possa provocar um aquecimento prejudicial

à isolação, aos terminais ou às vizinhanças das linhas”. Para dimensionamento dos disjuntores, eles deverão satisfazer as condições:

$$a) I_p \leq I_n \leq I_z \quad (2.11)$$

Onde que:

$I_p$  = Corrente de projeto do circuito em ampère;

$I_n$  = Corrente nominal do disjuntor, nas condições calculadas para a instalação em ampère, ela deverá ser igual a capacidade de condução de corrente dos condutores, conforme as tabelas 11 e 12 desta monografia.

$I_z$  = Capacidade de condução de corrente dos condutores vivos do circuito nas condições previstas para a sua instalação, submetida aos fatores de correção.

$$b) I_2 \leq 1,45 \cdot I_z \quad (2.12)$$

Onde que:

$I_2$  = Corrente que assegura efetivamente a atuação do dispositivo de proteção.

Assim, um disjuntor deve ser dimensionado em função da capacidade máxima admissível pelos condutores. A próxima seção trata a respeito dos eletrodutos e acessórios para uma instalação elétrica.

### **2.1.7 Acessórios para Instalação Elétricas**

Um dos acessórios mais utilizados nas instalações elétricas são os eletrodutos, que tem como objetivo a proteção dos condutores elétricos contra os desgastes do tempo, desgastes mecânicos, incêndio, etc. Eles podem ser dos tipos (CAVALIN; CERVELIN, 2006):

- Metálicos rígidos ou flexíveis;
- PVC rígidos ou flexíveis.



Os eletrodutos metálicos rígidos, são tubos de aço normalmente de cor preta ou galvanizados, que podem ser encontrados no mercado de diferentes tamanhos e espessuras. Sua especificação está ligada a bitola do eletroduto, podem ser encontrados de ½” até 6”. Aconselha-se não utilizar eletrodutos metálicos em ambientes altamente úmidos ou expostos a produtos químicos corrosivos.

Os eletrodutos metálicos flexíveis, são formados por uma cinta de aço galvanizado, enrolado em espirais. Sua vantagem está em permitir uma resistência mecânica em conjunto com a flexibilidade. Por fora destes eletrodutos existe uma camada de PVC afim de aumentar a resistência do material. Podem ser encontrados no mercado dos mais variados diâmetros.

Os eletrodutos em PVC flexíveis são mais práticos, possuem resistência a compressão e aos impactos. Sua aplicação é ideal para instalações elétricas que possuem trajetos sinuosos. Existem diferentes tipos de eletrodutos em PVC no mercado, podendo variar em espessura, cor, esforço mecânico, etc.

Para o dimensionamento dos eletrodutos, deverá seguir-se os seguintes passos:

1º passo) determinar a secção total ocupada pelos condutores, pela equação 2.12:

$$S_t = \Sigma \left( \frac{\pi \cdot D^2}{4} \right) \quad (2.13)$$

Onde que

$S_t$  = Área ou seção total ocupada pelos condutores em mm<sup>2</sup>;

D = Diâmetro externo do condutor em mm;

Deverá ser levado em consideração a taxa mínima de ocupação do eletroduto, dada pelo quociente encontrado pela fórmula 2.12, e a área útil da seção transversal do eletroduto. Este valor não deverá ser superior a 40% no caso de três ou mais condutores, de 31% no caso de dois condutores e 53% no caso de um condutor.

## 2.2 Energia Solar Fotovoltaica

A utilização de energias não renováveis deverá ser cada vez menor devido ao esgotamento das reservas combustíveis. Neste contexto, as energias renováveis serão consideradas fontes promissoras para o futuro da humanidade. A energia solar fotovoltaica é hoje, a terceira mais importante fonte de energia renovável, atrás apenas da hidráulica e eólica, em nível mundial. A figura 2.1 apresenta o uso de várias fontes de energia até o ano de 2100.

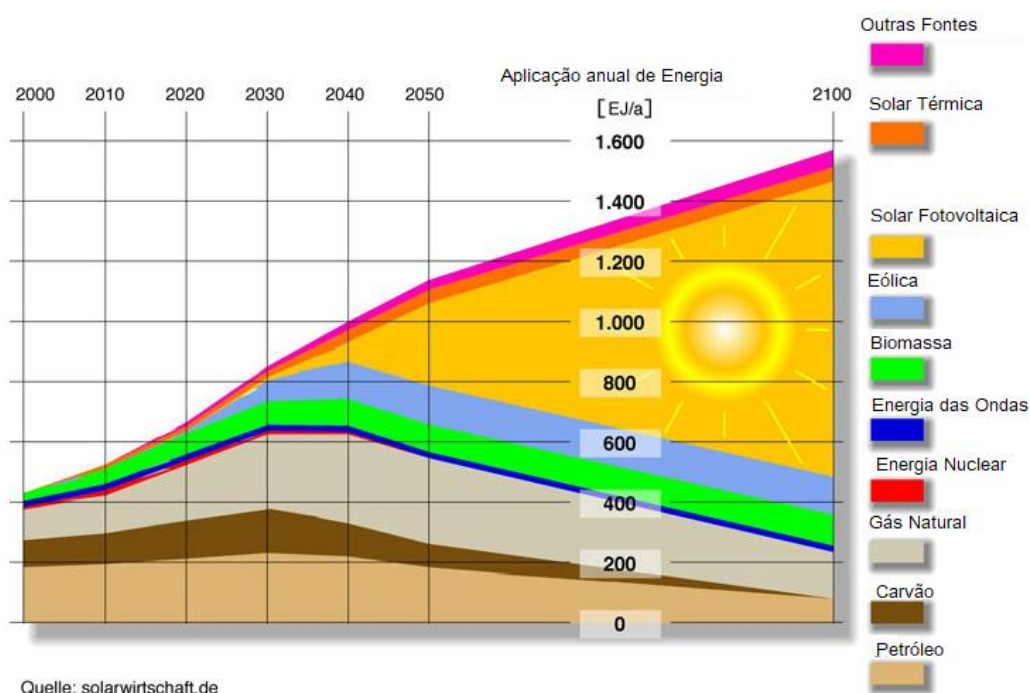


Figura 2.1 - Previsão para a participação das fontes de energia no mundo até o ano de 2100. Fonte: [www.solarwirtschaft.de](http://www.solarwirtschaft.de).

É possível observar que o cenário é bastante positivo em relação a energia solar fotovoltaica, devido ao potencial do emprego desta fonte, ao desenvolvimento tecnológico e aos investimentos nesse setor.

Uma das grandes vantagens de se utilizar essa tecnologia para produção de energia elétrica, é a capacidade da geração de energia distribuída, que são fontes descentralizadas, ou seja, ficam próximo aos centros de consumo, aliviando as linhas de transmissão e sistemas de distribuição. O uso de microusinas fotovoltaicas descentralizadas, em residência, setores comerciais ou públicos, aumentará a oferta de energia elétrica e poderá sustentar o crescimento da demanda de modo robusto.

O Brasil é um país privilegiado com relação as taxas de irradiação (densidade de energia solar incidente) em todas as regiões. Isso, em conjunto com a Resolução Normativa nº 482 de abril de 2012, sobre a microgeração e minigeração com sistemas de distribuição conectados em baixa tensão e alimentados por fontes renováveis de energia, irá permitir uma grande expansão dessa fonte de energia nos próximos anos.

No ano de 2018 o Brasil deverá estar entre os 20 países com maior geração de energia solar. Presume-se que a capacidade instalada para a geração solar chegue a valores de 8.300 MW em 2024 no Brasil, pelo Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE 2024). Entre o valor de 8.300 MW, estima-se que 7.000 MW serão para geração descentralizadas (geração de energia distante do consumidor) e 1.300 MW para geração distribuída (geração de energia próxima ao consumidor). Estima-se que em 2050 18% dos domicílios no país deverão possuir a geração fotovoltaica (MINISTÉRIO DE MINAS ENERGIA, 2015).

Frente a matriz energética brasileira, que se baseia principalmente da geração das hidrelétricas e termoeletricas, ocasiona um problema pela falta de diversificação da matriz. Caso uma dessas fontes sofra, por exemplo, pela falta da matéria responsável pela geração, como a falta de chuvas, comprometerá a produção de energia em todo o país. Fato já ocorrido nos anos de 1999 a 2001, quando o volume de água dos reservatórios nas usinas hidrelétricas tornou-se os mais baixos da história, combinada com a falta de investimentos nesse tipo de geração ocasionou o racionamento de energia elétrica em todo o país.

Deste modo, o Brasil possui um cenário excelente para geração de energia fotovoltaicas conectadas à rede, a geração em residência são a melhor opção, principalmente por ser modular e de fácil instalação. A próxima subseção tratará a respeito das concepções sobre os sistemas fotovoltaicos, explicando sucintamente seu funcionamento.

### **2.2.1 Princípios e conceitos sobre os sistemas fotovoltaicos**

O sol emite energia conhecida como radiação eletromagnética, formado por ondas que possuem comprimento e frequência. Se propagam no espaço até atingir a superfície terrestre, alterando as particularidades dos objetos e seres. Alguns objetos, ao receber essa energia, podem transmitir calor e outros alterar suas propriedades, como acarretar em tensões e correntes elétricas.

Deste modo, a base dos sistemas fotovoltaicos é o efeito fotovoltaico, que consiste na conversão direta da luz solar em energia elétrica. As células fotovoltaicas são dispositivos elétricos capazes de realizar este tipo de conversão, são compostas por dois materiais semicondutores com propriedades distintas, um com semicondutor P e outro N (VILLAIVA, GAZOLI, 2012). A figura 2.2 apresenta uma célula fotovoltaica:

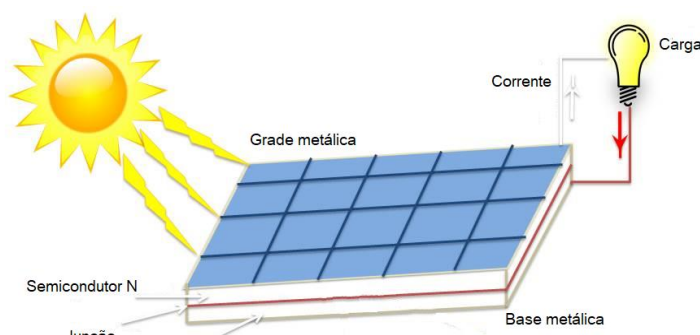


Figura 2.2 - Estrutura da célula fotovoltaica. Fonte: solarpower.com.

A camada dos semicondutores pode ser fabricada de diferentes tipos de materiais, porém, é mais comum encontrar no mercado células fotovoltaicas a base de silício, por se tratar de um material abundante e acessível. O material semicondutor, é um material que não é isolante e nem condutor, suas propriedades foram alteradas por materiais dopantes ou impurezas. Assim, o material do tipo N constitui de elétrons em excesso, e o material do tipo P constitui falta de elétrons. Graças a diferença de elétrons nas duas camadas destes materiais, os elétrons da camada N irão mover-se para a camada P e criar um campo elétrico dentro de uma zona de depleção, ou também chamada de barreira de potencial (VILLAIVA, GAZOLI, 2012).

A figura 2.3 a seguir apresenta um exemplo da estrutura de materiais do tipo N e tipo P.

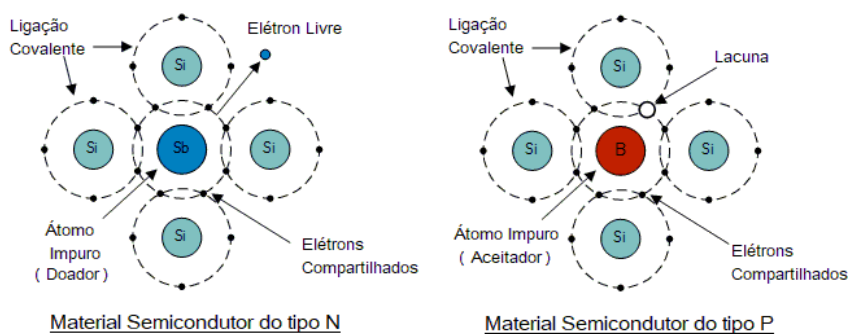


Figura 2.3 - Estrutura dos materiais tipo N e P respectivamente. Fonte: eletronicanalogica.com

Na figura 2.3, o átomo impuro utilizado como exemplo para formação do semiconductor do tipo N é o Antimônio. Este átomo possui a peculiaridade de possuir cinco elétrons na camada mais externa que podem ser compartilhados com os átomos vizinhos. Assim, quando o silício é dopado com materiais desta natureza, o resultado é um material semiconductor com excesso de elétrons, ou, com carga negativa, denominado material do “tipo-N”.

O átomo impuro de natureza trivalente, o boro, é utilizado como exemplo na figura 2.3 como material do tipo P. Eles possuem três elétrons livres na camada de valência, enquanto o silício possui apenas quatro elétrons. Quando existe a ligação entre os átomos de boro e silício, uma ligação não será completa, assim, o material tornará portador de carga positiva, denominado lacunas.

A figura 2.4 a seguir mostra quando as camadas dos materiais do tipo P e do tipo N quando são colocadas em contato, formando a junção semicondutora chamada região de depleção.

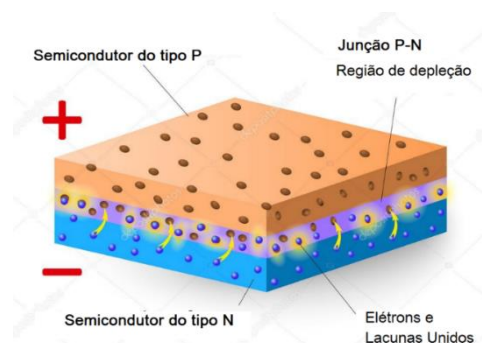


Figura 2.4 - Materiais semicondutores unidos. Fonte: [www.123rf.com](http://www.123rf.com).

É possível observar pela figura 2.4 que ocorrerá a mudança entre elétrons e lacunas de uma camada para outra criando um campo elétrico, ou, uma barreira de potencial. Assim, quando as células fotovoltaicas não estão iluminadas, os elétrons e lacunas encontram-se presos pela barreira. Quando exposto a luz solar, ocorrerá uma mudança na camada do material do tipo N, devido a energia descarregada sobre os elétrons. Essa energia é suficiente, tal que, os elétrons irão vencer a barreira de potencial e poderão movimentar-se entre as camadas N e P. Caso exista um circuito fechado, os elétrons poderão circular graças a eletrodos metálicos conectados, formando uma corrente elétrica.

Não será possível criar uma corrente caso não exista um caminho entre as duas camadas. Porém, mesmo com a ausência de uma corrente elétrica, é possível obter

uma tensão elétrica de aproximadamente 0,6 V, oriundo do campo elétrico da região de depleção (VILLAIVA, GAZOLI, 2012).

Deste modo, a corrente elétrica produzida pela célula fotovoltaica, pode ser utilizada em várias aplicações, em aparelhos eletrônicos, elétricos, baterias, ou ser injetada na rede elétrica da concessionária.

Existe hoje uma infinidade de tecnologias de células fotovoltaicas, porém o mais comum e o mais utilizado são as de silício monocristalino, policristalino e as de filme fino de silício. A tabela 2.13 a seguir apresenta uma comparação entre essas tecnologias:

*Tabela 2.13 - Comparação entre tecnologias das células fotovoltaicas. Fonte: VILLAIVA, GAZOLI, 2012.*

<b>Tipo</b>	<b>Características</b>
Silício monocristalino	São os mais eficientes produzidos em larga escala e disponíveis comercialmente. São células rígidas e quebradiças, portanto, precisam ser produzidas em módulos para adquirir resistência. A eficiência da célula em laboratório é de 24,7% e comercialmente de 18%.
Silício policristalino	O processo de fabricação do policristalino é mais barato que o do monocristalino, também são células quebradiças e rígidas, que precisam ser produzidas em módulos para obter resistência mecânica. A eficiência da célula em laboratório é de 19,8% e comercialmente de 15%.
Filmes finos	Baixo custo de fabricação, porém, tem baixa eficiência, o que impacta na necessidade de uma área maior de módulos para produzir uma mesma quantidade de energia do que as outras tecnologias. Possuem a vantagem de ser melhores em captar a luz solar para baixos níveis de radiação. Sofrem degradação mais acelerada do que os cristalinos. A eficiência da célula em laboratório é de 19,2% e comercialmente de 9,5%.

A célula fotovoltaica sozinha produz pouca eficiência, porém, várias células juntas poderão produzir uma maior quantidade. Assim sendo, painéis fotovoltaicos são utilizados, a partir de várias células fotovoltaicas fabricadas sobre uma mesma estrutura e conectadas eletricamente. Os terminais das células são conectados em série afim de se produzir um valor maior de tensão.

A próxima subseção descreve sobre as características dos módulos fotovoltaicos.

## 2.2.2 Atributos dos módulos fotovoltaicos comerciais

Um módulo fotovoltaico não se comporta como uma fonte de energia ideal, existe uma relação entre tensão e corrente. De acordo com o que está conectado aos painéis fotovoltaicos, determinará o ponto de operação do sistema. Por exemplo, se estiver conectado ao terminal dos painéis fotovoltaicos um determinado equipamento elétrico que demanda uma grande quantidade de corrente, a tensão irá diminuir proporcionalmente, o mesmo acontece quando se conecta um equipamento que precisa de pouca corrente, a tensão irá ser alta (VILLAIVA, GAZOLI, 2012).

A figura 2.5 apresenta o comportamento da corrente e tensão de um módulo fotovoltaico.

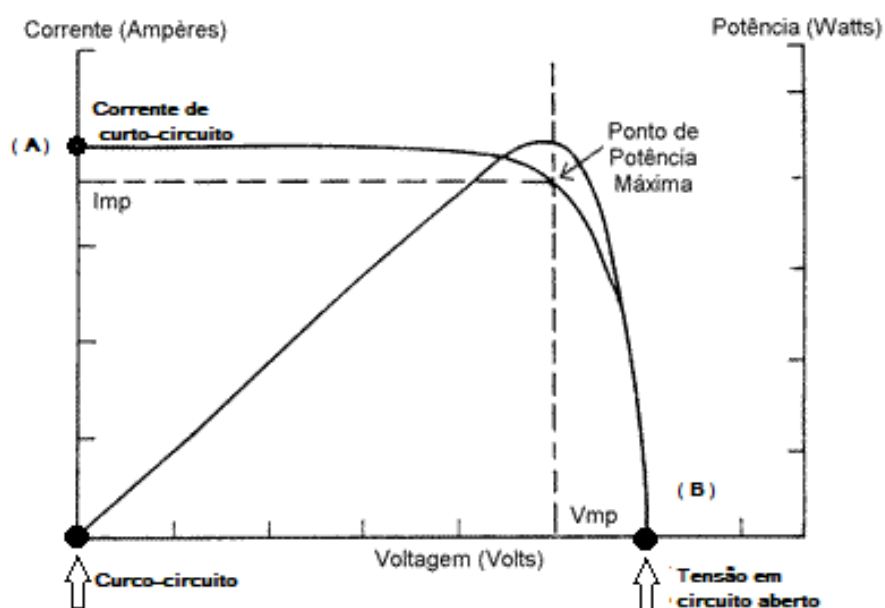


Figura 2.5 - Curva característica de um módulo fotovoltaico.

Fonte: [www.cresesb.cepel.br](http://www.cresesb.cepel.br).

Em (A) como apresentado na figura 2.5, advém quando existe um curto-circuito nos terminais do módulo fotovoltaico, nessas circunstâncias, a tensão obterá um valor mínimo e a corrente um valor máximo. No caso de (B), ocorre quando os terminais do módulo fotovoltaico estão em circuito aberto, nesta ocasião, a tensão será máxima enquanto a corrente obterá um valor mínimo. O restante das curvas, fora os extremos como já analisado, variam de acordo com o valor da resistência da carga a ser alimentada (VILLAIVA, GAZOLI, 2012).

Afim de aumentar a quantidade de energia produzida, as microusinas geradoras conectadas a rede elétrica utilizam de vários módulos fotovoltaicos conectados em série ou em paralelo. Pela literatura, vários módulos conectados são chamados de arranjo ou conjunto fotovoltaico (*array*).

A figura 2.6 a seguir apresenta os três tipos possíveis de ligação dos painéis fotovoltaicos, em paralelo, em série e em série-paralelo:

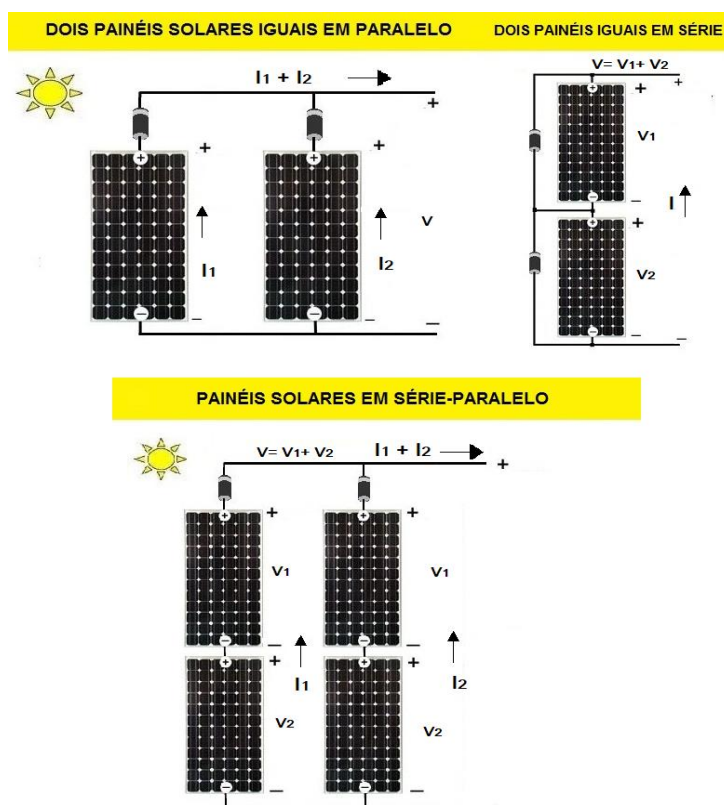


Figura 2.6 - Configuração dos módulos fotovoltaicos ligados em série, paralelo e série-paralelo. Fonte: [www.mpptsolar.com](http://www.mpptsolar.com).

Pela figura 2.6, pode-se observar que os painéis solares iguais e em paralelo, tem-se que a tensão de saída desta configuração será a mesma munido de cada painel. A corrente do conjunto será a soma da corrente gerada de cada um dos painéis individualmente.

Quando painéis iguais são conectados em série, observa-se que a saída da corrente nesta configuração será a mesma de cada painel individualmente. Porém, a tensão fornecida será a soma da tensão de cada painel fotovoltaico. Na configuração que os painéis são conectados em série-paralelo, existe a soma da corrente e da tensão de cada um dos painéis.



Os painéis fotovoltaicos estão sujeitos a sombreamento, podendo alterar a geração de energia. Como dito, a geração da corrente elétrica está ligada diretamente a intensidade da radiação sobre o painel, caso a radiação diminua seu valor por vindouro de alguma sombra, a corrente gerada pelo painel irá diminuir de modo proporcional. Assim, quando os painéis estão conectados em série, o sombreamento poderá afetar gravemente a geração do conjunto. Deste modo, o efeito do sombreamento em painéis conectados em série poderá impedir a passagem de corrente para outros módulos.

Para que esse efeito não prejudique a geração, os fabricantes instalam diodos *bypass* em paralelo à uma quantidade de células no módulo, isso permite que, mesmo que a célula do módulo fotovoltaico deixe de produzir energia, ela continuará conduzindo corrente, pois a corrente será desviada pelo diodo.

### **2.2.3 Sistemas Fotovoltaicas Conectados à Rede Elétrica**

Este tipo de sistema se baseia na produção de eletricidade no local, para consumo ou, gerar excedente para a rede da concessionária. Deste modo, os sistemas fotovoltaicos funcionam em paralelo com a rede de eletricidade (VILLAIVA, GAZOLI, 2012).

Os sistemas conectados à rede, segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) podem ser classificadas de acordo com sua potência, são elas:

- Usinas de eletricidade, que possuem potência instalada acima de 1 MW. Possuem grande quantidade de painéis fotovoltaicos conectados em uma central, ligados a inversores, transformadores e linhas de transmissão;
- Minigeração, com potência instalada entre 100 kW e 1 MW. Este tipo está associado a instalações fotovoltaicas em setores comerciais e industriais. Tem como objetivo suprir toda a demanda desses setores e gerar créditos de energia.
- Microgeração, que possuem potência instalada de até no máximo 100 kW. São instalados em locais com menor consumo, como telhados de residências, e tem como objetivo suprir toda a demanda da residência e gerar créditos.

A figura 2.7 apresenta um sistema fotovoltaico conectado à rede de uma residência comum:

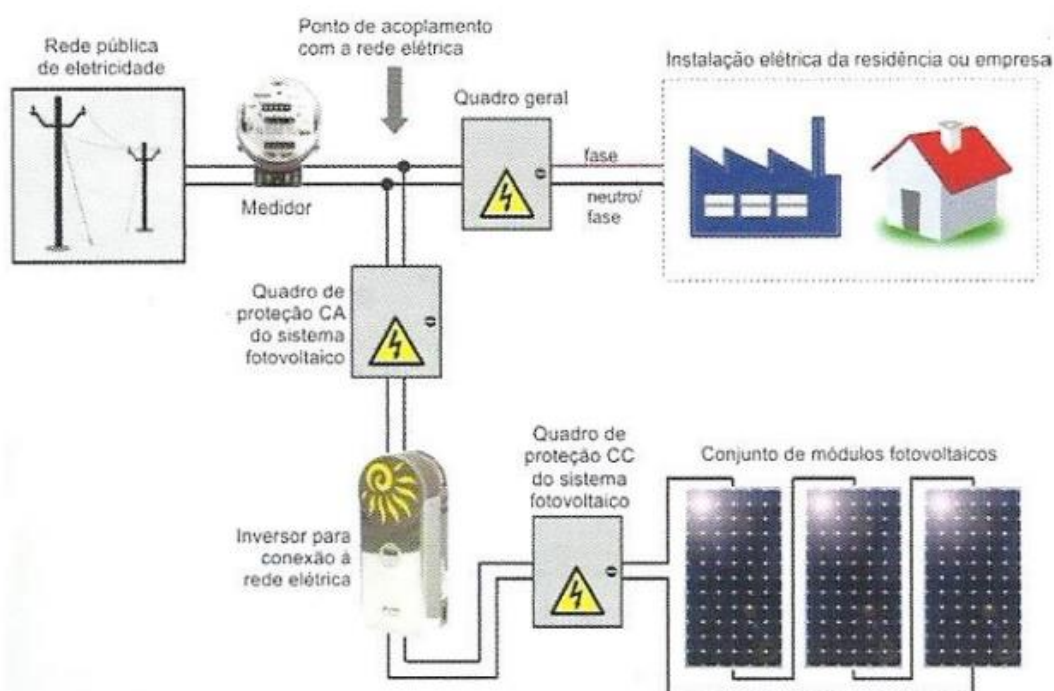


Figura 2.7 - Elementos de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica residencial.

Fonte: Eudora Solar.

O conjunto de módulos fotovoltaicos são responsáveis pela captação da luz solar e gerar eletricidade, são dimensionados de acordo com a carga a ser alimentada na residência.

O quadro de proteção CC exibidos pela figura 2.7 de um sistema fotovoltaico, tem como objetivo a segurança dos conjuntos dos módulos fotovoltaicos, contra distúrbios elétricos (curto-circuito, sobrecargas, etc.). Nele existem quatro componentes principais:

- Fusíveis para conexão das *strings*, percebem com facilidade a existência de falhas nos painéis e suas conexões, e protegem os sistemas fotovoltaicos;
- Chave de desconexão CC, utilizados para a desconexão dos sistemas fotovoltaicos para realizar a manutenção nas instalações ou nos inversores. Elas deverão suportar a tensão gerada pelo conjunto fotovoltaico e ter a capacidade de interromper na presença de algum arco-elétrico em CC;

- Dispositivo de proteção de surto (DPS), utilizados para proteção dos equipamentos contra sobretensões oriundas de descargas atmosféricas;
- Barramento de aterramento, deve-se realizar o aterramento de todas as estruturas metálicas e carcaças dos módulos à terra.

Os inversores apresentados na figura 2.7 possuem a finalidade principal de converter a corrente contínua em corrente alternada. Assim, os módulos fotovoltaicos geram tensão com na forma de corrente contínua, porém, os equipamentos elétricos em sua maioria, como televisores, computadores, etc. Utilizando corrente alternada, então deve-se utilizar um conversor CC/CA (PEREIRA, GONÇAVES, 2008).

Deste modo, o principal objetivo dos inversores nos sistemas fotovoltaicos conectados à rede de energia é entregar a energia elétrica na rede de distribuição em corrente alternada, com os padrões de qualidade exigidos. Ou seja, a forma de onda da corrente deverá possuir níveis de distorção mínimas, aproximando-se de uma forma de onda senoidal pura (RAMPINELLI; KRENZINGER; ROMERO, 2013).

Os inversores possuem sistemas MPPT (rastreamento do ponto de máxima potência), que servem para maximizar a potência fornecida pelos painéis fotovoltaicos. Possuem a característica de fazer com que os módulos operem no ponto de máxima potência independente das condições, afim de proporcionar o maior rendimento possível do sistema. O princípio de funcionamento se baseia na mudança do comportamento da tensão, observando o aumento da potência fornecida pelos módulos fotovoltaicos. Na prática, o que o inversor faz é incrementos e decrementos de tensão em valores pequenos, procurando o ponto de estabilidade, ou ponto de máxima potência (VILLAIVA, GAZOLI, 2012).

O ilhamento é o efeito que ocorre na existência da continuação de operação de um sistema de geração distribuída, mesmo quando ela se encontra eletricamente desconectada da rede principal (DA SILVA, 2016). Deste modo, os inversores possuem a detecção de ilhamento e reconexão automática, recurso exigido pelas normas dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede. O objetivo deste sistema é a proteção das pessoas e equipamentos. Quando o sistema de distribuição é interrompido, o inversor deve reconhecer a falta de energia e desconectar o sistema fotovoltaico da rede. Caso isso não aconteça, o sistema fotovoltaico irá continuar alimentando a rede com eletricidade e então alimentar toda a carga local. Isso poderá

gerar riscos na rede elétrica, principalmente as pessoas responsáveis pela manutenção da rede de distribuição local.

O quadro de proteção de corrente alternada (CA) da figura 2.7 fica entre os inversores do sistema fotovoltaico e a rede elétrica, ele contém dispositivos que realizam a conexão e proteção elétrica. Ele contém dispositivos como disjuntores bipolares ou tripolares, disjuntores diferenciais residual e dispositivo de proteção contra surto (DPS).

Os medidores de energia são instalados entre os três pontos, a rede pública de eletricidade, o quadro geral da instalação elétrica da edificação e do quadro de proteção CA do sistema fotovoltaico. E possui como objetivo medir e supervisionar a produção e consumo de energia.

#### **2.2.4 Sistema de tarifação para os Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede**

Existe dois tipos de tarifação, *Net Metering* e *Feed In*. O sistema *Net metering*, ou medida da energia líquida, é um sistema de medição empregado em vários países. É utilizado um medidor eletrônico que mede e registra a energia consumida e gerada por uma edificação. Assim, de acordo com o valor medido, o cliente irá pagar só a diferença do que foi consumido ou gerado. Este é o sistema que é implantado no Brasil, de acordo com a resolução da ANEEL nº 482/2012. O microprodutor terá o prazo de 36 meses para utilizar os créditos gerados. Vencido o período de 36 meses, o proprietário perderá crédito gerado, sem remuneração pela energia produzida (METHEUS, 2015).

É interessante que, caso o proprietário tenha outras unidades consumidoras em diferentes endereços no seu nome, ele poderá abater os créditos de energia gerados na conta de outras unidades. Caso que, se torna aplicável à esta monografia, pois, a Prefeitura Municipal de Formiga, gerando créditos de energia no novo Centro Operacional, poderá abater o valor na conta de outras dependências públicas pertencentes ao poder municipal.

O sistema de tarifação *Feed In* baseia-se em contratos de longo prazo, em torno de 15 anos, com tarifas estabelecidas. O valor da tarifa (cobrado por kWh) é estabelecido de acordo com o custo da geração, da fonte de energia, do tipo de instalação, etc. O incentivo para esse tipo de tarifação é dado pelo valor pago pela

energia injetada na rede ser maior do que a tarifa da energia comprada, porém, o valor vai sendo reduzido ao longo dos anos. Deste modo, para esse sistema é mais vantajoso vender a energia gerada para a rede, pois a tarifa vendida possui um valor maior que a tarifa de energia da rede pública. A Alemanha é uma referência utilizando este tipo de tarifação (PASSOS, 2016).

A próxima subseção tratará a respeito dos cálculos para dimensionar um sistema fotovoltaico conectado à rede.

### **2.2.5 Dimensionamento dos Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede**

O dimensionamento de um SFVCR baseia-se na moldagem entre a energia radiante emitida pelo Sol, a energia recebida pelos módulos fotovoltaicos e o consumo de energia elétrica da edificação.

Esta subseção trata-se a respeito do cálculo para dimensionamento de um SFVCR. Os passos que serão discutidos e analisados para o dimensionamento do sistema:

- Levantamento do consumo de energia elétrica;
- Levantamento das informações sobre as características construtivas;
- Levantamento sobre as informações da localização do prédio;
- Dimensionamento das Horas de Sol Pleno (HSP);
- Dimensionamento da potência do inversor;
- Dimensionamento da quantidade de painéis;
- Dimensionamento de como os arranjos dos módulos fotovoltaicos serão conectados;
- Viabilidade financeira.

A seguir, descreve-se os passos para o dimensionamento do sistema.

#### **2.2.5.1 Levantamento do consumo de energia elétrica**

Como a edificação será construída, ela não possui um diário de consumo mensal, assim, será necessário realizar uma estimativa do consumo de energia elétrica mensal total do prédio a partir do projeto elétrico levantado. Esta estimativa irá considerar

todos os equipamentos elétricos que estarão em utilização no prédio em conjunto com a quantidade de horas que ficarão ligados.

É preciso utilizar uma análise segura do consumo, pois qualquer divergência poderá alterar o valor final da potência consumida e gerada. Porém, quando a energia gerada pelo SFVCR não é suficiente para suprir o consumo da edificação, a energia poderá ser extraída da rede de distribuição local.

### **2.2.5.2 Informações sobre as características construtivas**

As informações relacionadas as características construtivas da edificação são importantes para determinar se ele estará apto a receber a quantidade de painéis previsto no projeto. Deve-se levar em consideração a quantidade de painéis a ser instalado, o espaçamento entre eles e como será a estrutura para fixação dos painéis. Deve-se evitar também o sombreamento dos painéis fotovoltaicos, deste modo, os painéis estarão dispostos de modo que as estruturas da edificação, prédios, árvores ou outros estorvos não prejudiquem a passagem da luz.

### **2.2.5.3 Informações sobre a localização da edificação**

Os raios solares chegam a superfície terrestre de modo difuso e direto. Quando os raios solares atravessam a atmosfera, parte dos raios sofrem efeito da difusão e irão desviar-se em várias direções, porém a maioria deles irão seguir um curso em linha reta. Além disso, em cada ponto do planeta a radiação deverá chegar com uma inclinação diferente, relacionado com a posição do sol e da terra. Deste modo, a localização da edificação irá determinar a inclinação e posição dos painéis fotovoltaicos afim de se maximizar o valor da radiação captada. Portanto, a melhor maneira de se instalar os painéis será com sua face orientada para o norte geográfico.

O ângulo azimutal determina a orientação dos painéis quanto ao norte geográfico, o sol possui diferentes valores de ângulo durante o dia, possuindo o maior valor de incidência ao meio dia solar, quando o ângulo será zero. A figura 2.8 mostra como incidem os raios solares em um painel fotovoltaico.

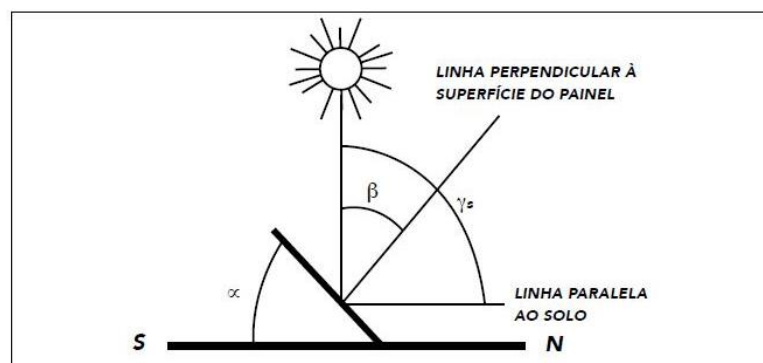


Figura 2.8 - Ângulos de inclinação de um painel fotovoltaico. Fonte [www.asetoreletrico.com.br](http://www.asetoreletrico.com.br)

Onde que  $\beta$  é o ângulo de incidência do raio solar,  $\alpha$  o valor do ângulo de inclinação do painel e  $\gamma_s$  o ângulo da altura solar. Dependendo da posição e da inclinação empregada, poderá aumentar o valor da energia produzida ao longo do ano, nos meses de verão ou de inverno.

Uma das regras utilizadas por vários fabricantes no mercado para escolha do melhor ângulo de inclinação dos módulos fotovoltaicos está relacionada a latitude geográfica. É possível obter os dados de latitude e longitude a partir de aplicativos computacionais, como o *Google maps*, ou em atlas com mapas do Brasil (VILLAIVA, GAZOLI, 2012). Com o valor da latitude, é possível determinar o valor do ângulo da inclinação do painel ( $\alpha$ ) a partir da tabela 2.14 a seguir:

Tabela 2.14 - Escolha do ângulo de inclinação. Fonte: "Installation and Safety Manual of the Bosh Solar Modules."

Latitude geográfica do local	Ângulo de inclinação recomendado
0° a 10°	$\alpha = 10^\circ$
11° a 20°	$\alpha = \text{latitude}$
21° a 30°	$\alpha = \text{latitude} + 5^\circ$
31° a 40°	$\alpha = \text{latitude} + 10^\circ$
41° ou mais	$\alpha = \text{latitude} + 15^\circ$

#### 2.2.5.4 Dimensionamento das Horas de Sol Pleno

É necessário realizar a avaliação do recurso solar e quantificar qual a radiação que irá incidir sobre os módulos fotovoltaicos durante um intervalo de tempo. Existe

uma serie de bases de dados com os valores disponíveis de radiação solar em kW/m<sup>2</sup>. Para realização dos cálculos desta monografia, utilizou-se da base de dados da NASA SSE (*Surface meteorology and Solar Energy*), disponíveis gratuitamente. Essa base de dados possui mais de 200 parâmetros de meteorologia e energia solar captados por satélites, levando em consideração uma média de 22 anos de dados obtidos.

A tabela 2.15 a seguir apresenta a irradiação média mensal sobre a cidade de Formiga, onde será instalado SFVCR (com Latitude -20,47°; Longitude 45,43°; Altitude 825 metros):

*Tabela 2.15 - Irradiação sobre a cidade de Formiga. Fonte: Nasa SSE.*

Irradiação Global sobre a cidade de Formiga em kWh/m <sup>2</sup> /dia											
Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Agt	Set	Out	Nov	Dez
5,40	5,57	5,12	4,93	4,39	4,31	4,52	5,14	5,25	5,62	5,47	5,24

De acordo com a tabela 2.15, a média anual da irradiação sobre o local será de 5,08 kWh/m<sup>2</sup>/dia. É possível então calcular o número de horas em que a irradiância será constante, igual a 1000 W/m<sup>2</sup>:

$$HSP = \frac{\text{Irradiação ao longo do dia}}{1 \text{ kW/m}^2} \quad (2.13)$$

Onde que, HPS significa Horas de Sol Pleno. Realizando-se a conta acima, obtém-se o valor de 5,08 horas de incidência solar a uma máxima irradiação (1000W/m<sup>2</sup>).

### 2.2.5.5 Dimensionamento da potência do inversor

Para o dimensionamento dos inversores é preciso considerar os valores do consumo diário da energia elétrica da edificação ( $P_{\text{diário}}$ ), a quantidade de Horas de Sol Pleno (HSP), a eficiência do SFVCR ( $\eta_{\text{sistema}}$ ), considerando as perdas nos painéis fotovoltaicos, cabos elétricos e perdas de sobreamento. Estipula-se que esta perda média total para esta monografia será de 0,85. Assim, utiliza-se a fórmula 2.14 a seguir para calcular o valor da potência mínima do SFVCR:



$$P_{inversor} = \frac{P_{diário}}{HSP * \eta_{sistema}} \quad (2.14)$$

Onde que, o valor da eficiência do sistema é calculado por:

$$\eta_{sistema} = \eta_{painéis} * \eta_{caboseletricos} * \eta_{sombreamento} \quad (2.15)$$

### 2.2.5.6 Dimensionamento da quantidade de painéis do sistema

O cálculo da quantidade de painéis do SFVCR levará em consideração a potência do inversor ( $P_{inversor}$ ) calculada pela fórmula 2.14 e a potência de pico gerada por um único painel ( $P_{PV}$ ). Existe no mercado brasileiro uma grande quantidade de painéis disponíveis para venda nos mais diferentes tipos de tamanho e potência. Deste modo, é possível calcular a quantidade de painéis fotovoltaico para o sistema:

$$QTD_{PV} = \frac{P_{inversor}}{P_{PV}} \quad (2.16)$$

### 2.2.5.7 Ligação dos arranjos fotovoltaicos

Em buscar de maximizar a produção de energia elétrica, os painéis fotovoltaicos são conectados em conjunto, formando ligações em série e em paralelo. Os módulos ligados em série formam fileiras ou *strings*. Deste modo, determina-se o valor da tensão que será conectado aos terminais CC do inversor de acordo com a quantidade de painéis fotovoltaicos que são conectados formando uma *string*.

Afim de se obter um valor maior de potência, é possível a conexão de *strings* em paralelo. A corrente total é a soma de cada corrente individual gerada por cada fileira. Porém, as fileiras em paralelo são comumente utilizadas em sistemas não conectados à rede.

Para se obter o dimensionamento do conjunto fotovoltaico, inicialmente calcula-se a quantidade dos painéis que serão conectados em série ( $QTD_{PV\_SERIE}$ ), considerando a razão entre a tensão do inversor ( $V_{in}$ ) e o valor da tensão formado pelas strings em circuito aberto ( $V_{CA\_string}$ ) de acordo com a fórmula 2.17 abaixo:

$$QTD_{PV\_SERIE} = \frac{V_{inv}}{V_{CA\_string}} \quad (2.17)$$

E para o dimensionamento da quantidade de painéis em paralelo ( $QTD_{PV\_PARALELO}$ ), que é dado pela razão entre a corrente do inversor ( $I_{inv}$ ) e a corrente de curto-circuito ( $I_{CC\_PAINEL}$ ) da cadeia de painéis, dado pela equação 2.18 a seguir:

$$QTD_{PV\_PARALELO} = \frac{I_{inv}}{I_{CC\_PAINEL}} \quad (2.18)$$

### 2.2.5.8 Viabilidade financeira

O estudo da viabilidade financeira para um sistema fotovoltaico depende de muitas variáveis, de acordo com a metodologia empregada para o cálculo. Entre essas variáveis, as mais utilizadas são as taxas de desconto, o custo médio total do sistema, o meio de custeio, o tempo médio de vida do sistema e o envelhecimento da geração de energia ao longo da vida (BRAKER; PANKER; PEARCE, 2011). Outras bibliografias, complementam com a quantidade de radiação solar, eficiência das células fotovoltaicas, custo da planta, taxas de desconto, e custos de manutenção e operação (RAMADHAM; NESEEB, 2011).

Para esta monografia, iremos considerar os seguintes indicadores:

- Fluxo de caixa: serve para apurar e projetar o saldo disponível, onde que, tem-se em consideração todas as receitas, despesas, custos e investimento de uma empresa. No caso dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede, o fluxo de caixa irá ser proporcional a energia gerada pelo sistema, ou, pela energia que o consumidor deixará de pagar para a concessionária e pelo valor investido.
- Valor Presente Líquido (VPL): Este indicador realiza a correção do valor das entradas e saída do capital para a data inicial do investimento, de acordo com a Taxa Mínima de Atratividade (TMA), ela é apresentada pela equação 2.19:

$$VPL = -FC_0 + \sum_{k=1}^N \frac{FC_k}{(1+i)^k} \quad (2.19)$$

Onde:

$FC_k$  é o fluxo de caixa de cada ano;

$FC_0$  é o valor do investimento inicial;

$k$  e  $n$  são os períodos do investimento;

$i$  é a taxa mínima de atratividade (TMA).

Existem critérios para analisar se é viável a execução do projeto. Caso VPL for maior ou igual a zero, o projeto será viável, pois haverá o retorno do valor investido. Caso VPL for menor que zero, o projeto não deverá ser executado.

- Taxa Interna de Retorno (TIR): este indicador representa o valor da taxa necessário para que o valor atual se iguale ao valor investido inicial. Ou seja, TIR representa a taxa para que o valor VPL seja igual a zero, portanto:

$$FC_0 = \sum_{k=1}^N \frac{FC_k}{(1+i)^k} \quad (2.20)$$

Onde:

$FC_k$  é o fluxo de caixa de cada ano;

$FC_0$  é o valor do investimento inicial;

$k$  e  $n$  são os períodos do investimento;

$i$  é a taxa mínima de atratividade (TMA).

A TIR também apresenta indicadores para validação do investimento, de modo que, caso a TIR for maior que TMA o projeto é economicamente atrativo. Se a TIR for igual a TMA cabe ao investidor a decisão, trata-se de indiferença. Caso a TIR for menor que o valor TMA o investimento não é economicamente atrativo.

- *Payback* Descontado: refere-se ao tempo que um investidor leva para recuperar o valor da aplicação inicial levando em consideração as taxas de desconto (TMA).

### **2.3 Sistema tarifário da energia elétrica no Brasil**

Segundo a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), o sistema tarifário tem como objetivo a remuneração do serviço de energia elétrica, afim de se manter o sistema com qualidade e em pleno funcionamento. A ANEEL criou metodologias para se obter o valor tarifário para os sistemas de geração, transmissão, distribuição e de comercialização. Deste modo, a tarifa proporciona uma receita para gerir os custos de operação e investimentos em expansões do sistema elétrico.

A metodologia tarifária criada pela ANEEL é simples e funcional, baseia-se em bandeiras com cores (verde, amarela e vermelha). A cor das bandeiras está associada ao custo em função do tipo de geração da eletricidade. As características de cada modalidade são:

- Bandeira verde, o sistema possui circunstâncias propícias para a geração de eletricidade, portanto, a tarifa não sofrerá nenhum acréscimo;
- Bandeira amarela, possui circunstâncias de geração menos propícias. A tarifa sofrerá acréscimos;
- Bandeira vermelha, patamar 1, possui circunstâncias de geração custosas. A tarifa sofrerá acréscimos;
- Bandeira vermelha, patamar 2, tipo de tarifa com as condições de geração mais difíceis. A tarifa cobrada sofrerá acréscimos.

O tipo de geração de energia determina qual das tarifas será cobrada, por exemplo, quando as condições climáticas do país desfavorecem o período de chuva, os reservatórios que alimentam as hidrelétricas sofreram uma redução significativa. Deste modo, o sistema elétrico deverá ser suprido por termoelétricas, que utilizam combustíveis para a produção de eletricidade. Isso gera um aumento no valor da energia produzida, que impactará em qual bandeira deverá ser aplicada na conta do contribuinte.

Estes valores são repassados as concessionárias de energia, que cobram o valor consumido de acordo com as bandeiras na conta da energia dos clientes. Vale ressaltar que, os valores tarifários, mesmo sendo estipulados pela ANEEL, serão diferentes para cada região, dependendo do número de consumidores, tamanho das redes de distribuição e transmissão, tributos estaduais entre outros.

O contribuinte paga por meio de uma conta recebida da distribuidora de energia elétrica o valor proporcional a quantidade de energia elétrica consumido em um intervalo de tempo (15 a 45 dias). Assim, as concessionárias realizam a leitura nos medidores de energia dos consumidores quando completam o período estipulado de 30 dias. O consumo é lido em kWh (quilowatt-hora) e é multiplicado pelo valor da tarifa, dado em R\$/kWh (reais por quilowatt-hora) (CARÇÃO, 2011).

O valor da tarifa convencional de acordo com as bandeiras é apresentado pela tabela 2.16 a seguir:

*Tabela 2.16 - Valor da Tarifa Convencional estabelecida pela CEMIG. Fonte: Cemig, 2018*

Valor da Tarifa Convencional – Grupo B3				
Bandeiras	Verde	Amarela	Vermelha 1	Vermelha 2
Valor (R\$/kWh)	0,49414	0,50414	0,52414	0,54414

Além da Tarifa Convencional apresentado na tabela 2.16 acima, a ANEEL a partir da Resolução Normativa Nº 733, de 2016, estabeleceu as condições para aplicação da modalidade tarifária branca, que entrou em adesão a partir do dia 1º de janeiro de 2018. Os consumidores poderão solicitar a adesão a tarifa branca ou instalação dos medidores como funcionalidades adicionais, conforme:

- De imediato, para as novas ligações e para unidades consumidoras com média anual de consumo superior a 500 kWh por mês;
- Em até 12 meses, para unidades consumidoras com média anual de consumo superior a 250 kWh por mês;
- Em até 24 meses, para as demais unidades consumidoras.

De acordo com a ANEEL, com a nova opção tarifária o consumidor poderá ter a possibilidade de pagar valores diferentes em função da hora do dia e da semana. Onde que, caso o consumidor possua hábitos de consumir energia fora do horário de

ponta (aquele que demanda maior quantidade de energia da concessionária), poderá reduzir o valor pago pela energia consumida. Existem três horários estabelecidos pela CEMIG, que são o horário de ponta (das 17:00 às 20:00), intermediário (das 16:00 às 17:00 e das 20:00 às 21:00) e fora de ponta (demais horários da semana e feriados).

A figura 2.9 a seguir apresenta um comparativo entre a tarifa branca e convencional pela ANEEL:

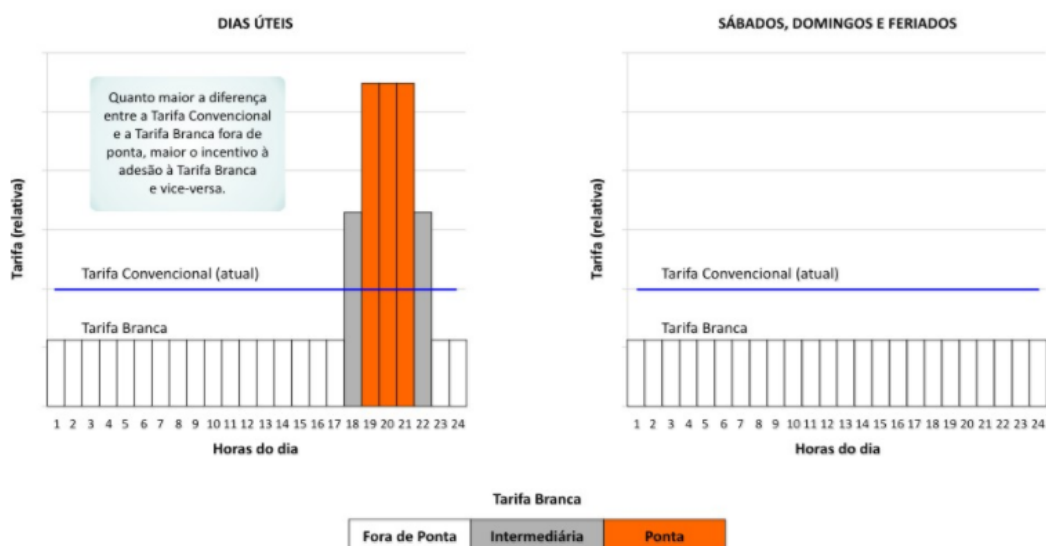


Figura 2.9 - Comparativo entre a Tarifa Branca e Tarifa Convencional. Fonte: ANEEL, 2018.

É possível observar na figura 2.9 as horas do dia relativas a tarifa branca, o seu valor é menor em relação a tarifa convencional, porém, nos horários de ponta a tarifa poderá chegar a valores expressivos. Por isso o consumo de energia nos horários de ponta e intermediário precisam ser mínimos para que a contratação da tarifa branca se tornar vantajosa.

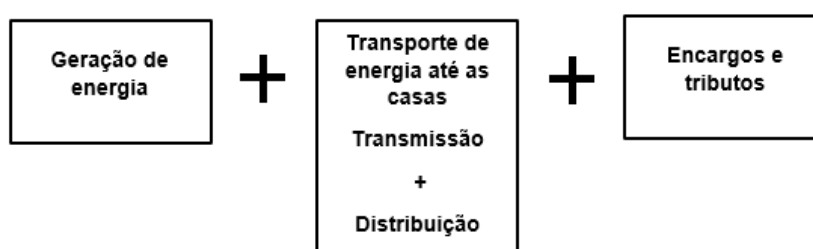
A CEMIG determina o valor da tarifa branca, apresentado pela tabela 2.17.

Tabela 2.17 - Valor da Tarifa Branca para os horários de ponta, intermediário e fora de ponta em R\$/kWh. Fonte: Cemig, 2018.

Bandeiras	Verde (R\$/kWh)	Amarela (R\$/kWh)	Verm.1 (R\$/kWh)	Verm.2 (R\$/kWh)
Ponta	1,00001	1,01001	1,03001	1,05001
Intermediário	0,63986	0,64986	0,66986	0,68986
F. Ponta	0,40556	0,41556	0,43446	0,45556

É possível notar com a tabela 2.17, que o valor da tarifa branca para os horários fora de ponta são bem menores que os outros horários. No caso de prédios públicos, a adoção pela tarifa branca pode-se tornar interessante, porque o consumo de energia desses prédios será maior no horário comercial, exatamente entre 07:00 horas e 18:00, como no caso desta monografia.

Fica a encargo das concessionárias levar a energia elétrica para os consumidores, e para cumprir este compromisso deverá ser cobrado na conta de energia do cliente três custos distintos:



*Figura 2.10 - Custos da energia elétrica no Brasil. Fonte: Autor*

Os tributos apresentados na figura 2.10, são pagamentos obrigatórios exigidos pelo poder público, a partir de determinação legal, que servem para garantir recursos para que o Governo desenvolva suas atividades. No Brasil, estes tributos por lei, devem ser embutidos aos preços de bens e serviços. Assim, os consumidores pagam esses tributos que é repassado aos cofres públicos por empresas que os arrecada. Os tributos cobrados na conta de energia são:

- Programa de Integração Social (PIS) e Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS), impostos cobrados pela união para manter programas voltados ao trabalhador e programas sociais do Governo Federal. O valor é cobrado na conta de energia e depende do faturamento da concessionária, portanto será variável em cada mês. Deste modo, para fins desta monografia, ambas as tarifas não serão utilizadas para o cálculo financeiro;
- Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS), esse imposto incide sobre as operações relativas às circulações de mercadorias e serviços, e está associada aos Governos Federais e Estaduais. Este valor

é determinado por cada estado, por isso são variáveis. Assim, a concessionária tem como obrigação realizar a cobrança do ICMS direto da fatura e repassá-lo integralmente ao Governo Estadual.

As informações desta seção foram baseadas nas resoluções da ANEEL e CEMIG disponibilizadas em suas páginas online. A partir de toda metodologia até aqui analisada, falaremos a respeito dos resultados e discussões no próximo capítulo desta monografia.

### 3 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Inicialmente, trataremos a respeito dos resultados obtidos com a realização do projeto elétrico da edificação, posteriormente sobre o projeto do SFVCR e por fim, comparar a viabilidade econômica a respeito da contratação do SFVCR em relação a tarifa branca e convencional.

#### 3.1 Projeto Elétrico

Foi utilizando o *software* QIBuilder 2017 da AltoQi para realização do projeto elétrico. A tabela 3.1 apresenta os dados gerais do projeto:

*Tabela 3.1 - Dados gerais do projeto elétrico realizado. Fonte: Autor.*

Objeto: Instalação elétrica predial	
Objetivo: Projeto Elétrico do Novo Centro Operacional do Poder Executivo Municipal da Cidade de Formiga, Minas Gerais.	
Local do projeto: Formiga, Minas Gerais. Rua Coronel José Gonçalves do Amarante, Número 83, Centro. CEP: 35570-000	
Proprietário: Prefeitura Municipal de Formiga	Área Geral: 1717,65 m <sup>2</sup>

As informações relativas ao sistema de iluminação, sistemas de tomadas e interruptores, sistemas de proteção, condutos e eletrocalhas, quadros de distribuição, condutores, sistemas de aterramento e as características das ligações seguem junto ao projeto elétrico sob a planta baixa na seção anexo VII.



### 3.1.1 Custo Financeiro Total

A planilha contendo todos os itens, as descrições, a quantidade de materiais e o preço para a instalação elétrica em estudo encontra-se na seção anexo III desta monografia.

O custo financeiro total estipulado para a instalação elétrica da edificação sem o BDI (Benefícios e Despesas Internas) foi de R\$228.572,84. E com o BDI foi de R\$285.701,56.

### 3.1.2 Características gerais do projeto elétrico

A tabela 3.2 a seguir apresenta as características elétricas levantadas após a realização do projeto elétrico.

*Tabela 3.2 - Características da Instalação Elétrica do Prédio do Novo Centro Operacional da Prefeitura Municipal de Formiga. Fonte: Autor.*

<b>Circuito QM1 (Alimentação Geral)</b>			
Alimentação: 3F + N (R+ S+ T)		Tensão: F-N 127 V/ F-F 220 V	FCA = 1.00 <small>(Tabela 42 da NBR5410/2004)</small>
<b>Potência instalada (VA)</b>			
<b>R</b>	<b>S</b>	<b>T</b>	<b>Total</b>
31161,48	32546,41	33669,33	97377,22
<b>Corrente (A)</b>			
256,21	265,95	272,43	272,43
<b>Potência instalada (W)</b>			
<b>R</b>	<b>S</b>	<b>T</b>	<b>Total</b>
27411	27669	29947	85027
Demanda total calculada para um fator de 0,75: 73,0329 kVA			

A partir da tabela 3.2 obtida após a realização do projeto, consulta-se a norma da CEMIG ND 5.1 de 2013, "Fornecimento de Energia Elétrica em Tensão Secundária, Rede de distribuição Aérea – Edificações Individuais". Determina-se que as

características da instalação serão: Consumidor urbano atendida por rede de distribuição secundária trifásica (127 / 220 V). Do tipo C8 com demanda provável de 66,1 até 75 kVA, ligação a 4 fios, 3 fases mais neutro. Ramal de entra com condutor cobre PVC (70° C) 3x95 mm<sup>2</sup> e condutor de aterramento 10 mm<sup>2</sup>. Deverá possuir 3 eletrodos de aterramento. O disjuntor de proteção geral será termomagnético de 200 A tripolar. Com condutor de proteção de 35 mm<sup>2</sup>. A localização dos padrões estará em muro, alvenaria, viradas para via pública conforme o projeto. O poste estará a contra a localização dos padrões, portanto, possuirá uma alimentação via aérea.

### 3.2 Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede

#### 3.2.1 Resultados do dimensionamento do SFVCR

Inicialmente como mencionado, foi necessário realizar o levantamento do consumo mensal da edificação. A tabela 3.3 a seguir apresenta a estimativa do consumo mensal de energia do prédio:

*Tabela 3.3 - Consumo médio estimado.*

Estimativa do consumo mensal do novo Centro Operacional de Formiga						
Aparelho	P (W)	Qtd	Horas/Dia	Horário	KWh/dia	KWh/mês
Ar-Condicionado 1	1247	5	5	Comercial	31,175	623,5
Ar-Condicionado 2	1650	4	5	Comercial	33	660
Ar-Condicionado 3	2110	1	5	Comercial	10,55	211
Ar-Condicionado 4	2128	1	5	Comercial	14,896	212,8
Computadores (CPU + Vídeo)	200	101	8	Comercial	161,6	3232
Elevadores	5500	1	0,1667	Comercial	0,98	18,337
Geladeira	250	3	24	Comercial	18	468
Impressora pequeno porte	70	20	0,1667	Comercial	0,23338	4,6676
Lâmpada Alta Potência Led	100	7	12	Fora do horário Comercial	8,4	235,2
Lâmpada Alta Potência Led	200	4	12	Fora do horário Comercial	9,6	268,8
Lâmpadas Led	32	37	6	Comercial	7,104	142,08

Lâmpadas Led	20	38	2	Comercial	1,52	30,4
Lâmpadas Led	40	138	8	Comercial	44,16	883,2
Máquinas de xerox grande porte	600	4	0,25	Comercial	0,6	12
Ventiladores de parede	130	31	6	Comercial	24,18	483,6
Ventiladores de teto	40	23	6	Comercial	5,52	110,4
<b>TOTAL</b>	<b>14317</b>	<b>418</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>371,518</b>	<b>7595,984</b>

Portanto, o valor do consumo estimado para a edificação será de 7596 kWh/mês. O prédio será de uso comercial, funcionando nos dias de segunda-feira à sexta-feira. Deste modo, foi preciso considerar uma média de 20 (vinte) dias mensais para os equipamentos: ar-condicionado, computadores, impressoras, lâmpadas em LED, máquinas de xerox e ventiladores. Para as lâmpadas de alta potência de 100 W e 200W, se ponderou uma média de 28 (vinte e oito) dias mensais por ficarem ligadas todos os dias do mês em período noturno. Para a geladeira, uma média de 26 (vinte e seis) dias, pois sua potência varia de acordo com a temperatura interna.

A seguinte imagem 3.1 apresenta a projeção da edificação em formato 3D:



*Figura 3.1 – Projeto em 3D do novo prédio do Centro Operacional.*

*Fonte: Arquiteta Bianca Silva.*

A área total construída será de 1704,45 m<sup>2</sup>. O bloco 1 do segundo pavimento possui uma área total de 666,75 m<sup>2</sup> e o bloco 2 no primeiro pavimento possui uma

área de 370,95 m<sup>2</sup>. Deste modo, ambos os telhados poderão ser utilizados para a instalação do SFVCR.

Preende-se a fixação de uma estrutura para que os painéis fiquem com uma inclinação de 20° com a superfície plana, com sua face virada para o norte. Para confirmação do movimento do sol no local, utilizou-se um *website*, a figura 3.2 apresenta o movimento do sol no mês de abril onde será instalado o SFVCR.

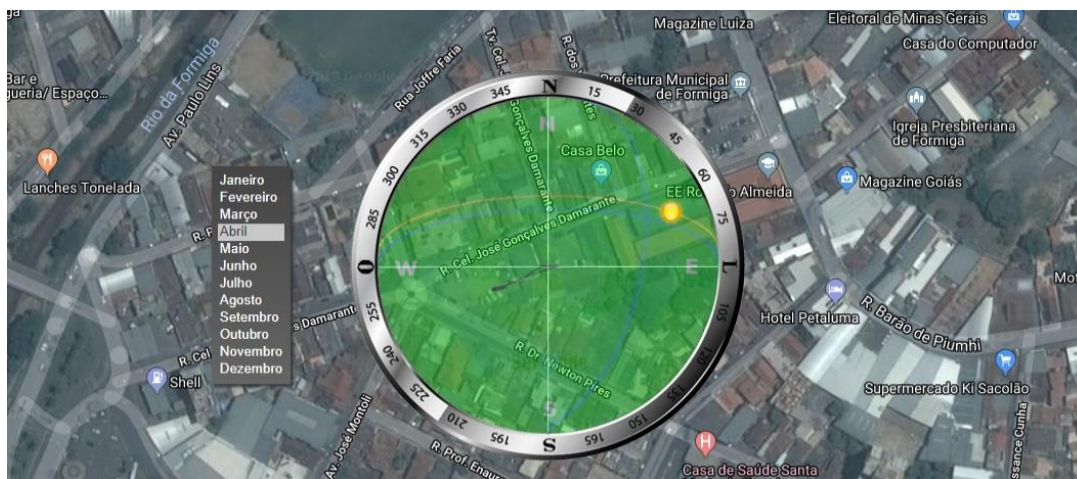


Figura 3.2 - Movimento do sol para o mês de abril, no local onde será instalado o SFVCR.

Fonte: [www.seionde.com.br](http://www.seionde.com.br)

Antes de expor os resultados do dimensionamento do SFVCR, apresenta-se as informações técnicas dos painéis e do inversor escolhidos. As especificações técnicas de ambos estão dispostas na secção anexo IV e V respectivamente. Assim, foi escolhido inversores da marca ABB com potência nominal CA de 10 kW. As placas fotovoltaicas serão da marca Canadian Solar de 330 Wp. Os dois equipamentos foram escolhidos para estudo por atenderem as especificações técnicas e financeiras para esta monografia.

A folha de dados e especificações dos dois componentes (painel fotovoltaico e inversor) com as características técnicas dos produtos em estudo estão dispostas na secção anexo VI e V respectivamente desta monografia.

Com essas informações, realizou-se o dimensionamento do SFVCR. A tabela 3.4 apresenta os dados obtidos:

Tabela 3.4 - Resultado obtida com os cálculos. Fonte: Autor.

	Calculado
Potência Mensal Consumida	7595,9846 kWh/mês
Potência Diária Consumida	371,51838 kWh/dia
Horas de Pleno Sol (HSP)	5,08 h
Potência total do Inversor	87,9572 kW
Eficiência do Sistema	85%
Quantidade de painéis	266,53
Quantidade de painéis em série	19,73
Quantidade de painéis em paralelo	3,59

Portanto, calculou-se um total de 267 módulos fotovoltaicos de 330 Wp para atender o consumo estipulado. Porém, afim de minimizar os valores de tensão e corrente do lado de entrada DC do inversor, para que ele trabalhe com a faixa de segurança, e, devido a área disponível no telhado, serão instalados 16 módulos fotovoltaicos formando 16 *strings*, dando um total de 256 módulos fotovoltaicos. Deste modo, o SFVCR irá possuir uma potência máxima de 84,48 kWp.

Utilizando o *software PVsys V6.70*, realizou-se a simulação considerando os dados calculados e técnicos do painel e inversor. A tabela 3.5 a seguir apresenta os parâmetros de entrada para simulação:

Tabela 3.5 - Parâmetros do SFVCR simulado. Fonte: PVsyst V6.70

<b>Orientation parameters</b>	
Field type:	Fixed Tilted Plane
Plane tilt/azimuth =	20° / 0°
<b>Compatibility between System definitions</b>	
Full system orientation	tilt/azim = 20° / 0°
1 sub-array	PNom = 84,5 kWp, modules area = 508 m <sup>2</sup>
<b>System parameters</b>	
Sub-array #1	PV Array
PV modules:	16 strings of 16 modules in series, 256 total
Pnom = 330 Wp	Pnom array = 84,5 kWp, Area = 508 m <sup>2</sup>
Inverters (10.0 kWac)	15 MPPT inputs, Total 75 kW

Segundo o programa, a área total ocupada pelo SFVCR será de 508 m<sup>2</sup>, para uma potência nominal de 84,5 kWp do conjunto de módulos fotovoltaicos. A potência total dos inversores de saída (AC) será de 75 kW.

É possível verificar as características da tensão, corrente e potência pela figura 3.3 para os painéis Canadian Solar Inc. Modelo CS3U-330P-AG. no gráfico, varia-se o valor da irradiação incidente sobre os painéis para uma temperatura fixa de 45° C.

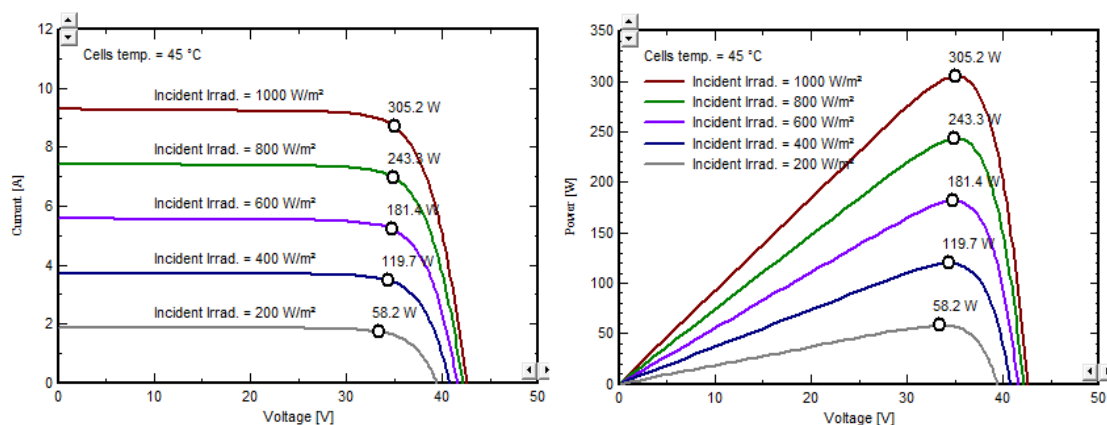


Figura 3.3 - Comportamento do painel fotovoltaico sobre a variação da irradiação incidente.

Fonte: PVsyst.

Por consequência, variando-se o valor da irradiância sobre o painel, varia-se o valor da tensão e da corrente, e, portanto, a potência gerada tenderá a diminuir, ou seja, quanto menor for a irradiância solar menor será a potência gerada pelo painel fotovoltaico.

A figura 3.4 a seguir apresenta o gráfico da relação entre a corrente do conjunto de módulos fotovoltaicos pela tensão. Em posse deste gráfico é possível avaliar o comportamento de sobrecarga do inversor para o SFVCR em estudo.

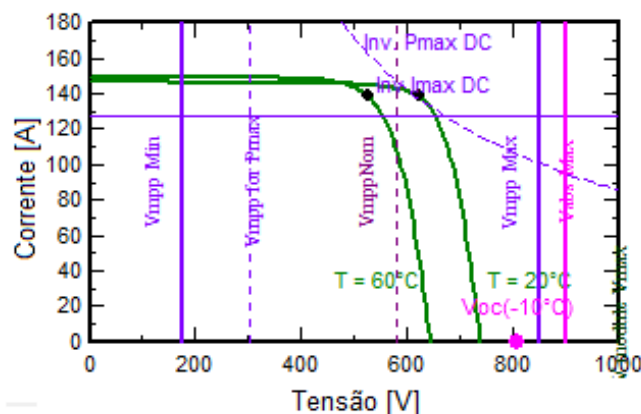


Figura 3.4 - Corrente e tensão do conjunto de módulos fotovoltaicos. Fonte:

PVsyst v6.70

De acordo com a figura 3.4 o valor da corrente gerada pelo conjunto fotovoltaico para uma temperatura de 60° C no ponto de máxima potência nominal (DC) do inversor será de 140 A para uma tensão de 550 V aproximadamente.

Além disso, pela figura 3.4, com a existência de um comportamento de sobrecarga, ou seja, quando a potência gerada pelo conjunto de módulos fotovoltaicos superar o limite de potência (DC) da entrada do inversor, ele continuará operando com uma potência nominal segura, pois o ponto irá se deslocar em direção à um valor de tensão maior. Desse modo, não haverá sobrecargas no inversor, não existirá energia para ser dissipada, superaquecimento ou envelhecimento precoce do equipamento.

A figura 3.5 a seguir apresenta um gráfico sobre a relação da potência de entrada e saída para o SFVCR em estudo.

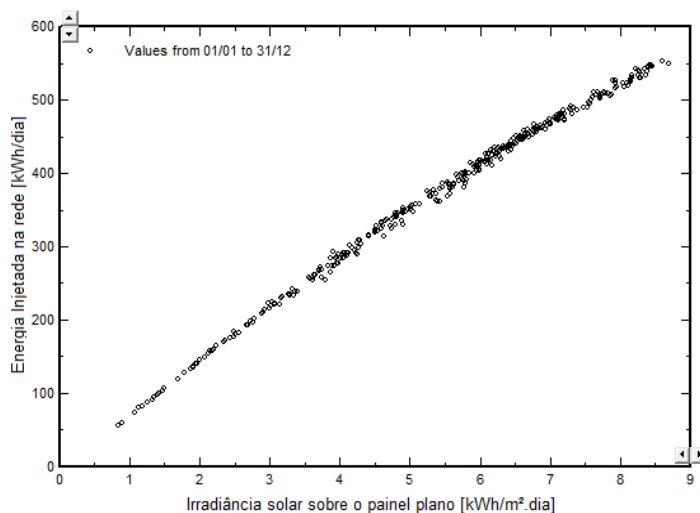


Figura 3.5 - Relação da potência de entrada e saída. Fonte: PVsyst V6.70.

A figura 3.5 é baseado em uma média anual, constata-se que quanto maior for o valor da irradiação solar ( $\text{kWh/m}^2 \cdot \text{dia}$ ) sobre os módulos fotovoltaicos, maior será a energia injetada na rede ( $\text{kWh/dia}$ ). A média sobre a cidade de Formiga está em torno de 5,08  $\text{kWh/dia}$ . Portanto, para esse valor a potência injetada na rede será em torno de 370  $\text{kWh/dia}$ .

O gráfico 3.6 apresenta a simulação da energia injetada na rede durante um ano pelo programa PVsyst V6.70.

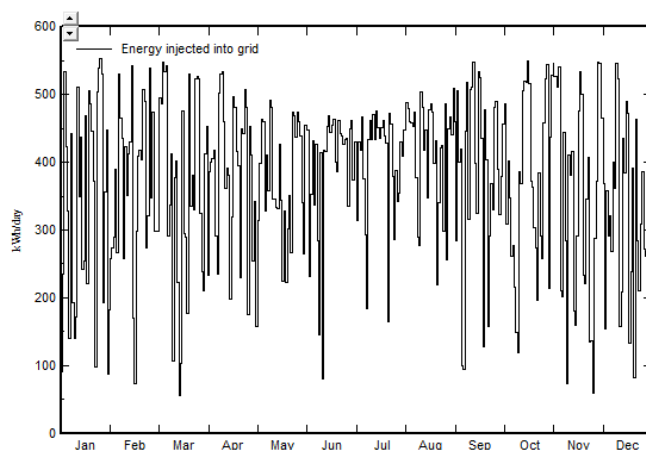


Figura 3.6 - Energia anual injetada na rede. Fonte: PVsyst V6.70.

Pelo gráfico da figura 3.6, o valor da energia gerada irá variar durante os meses em torno de 370 kWh/dia. É possível notar também que nos meses de dezembro e janeiro o valor da energia injetada sofre uma queda. Apesar da estação do ano para estes meses ser o verão no Brasil, com altas temperaturas, eles apresentam um índice maior de precipitação de chuvas e conseqüentemente isso afeta a irradiação solar sobre os painéis. É possível notar o efeito deste fenômeno com mais clareza no gráfico da figura 3.7. O gráfico da figura 3.7 mostra a produção normalizada por kWp, considerando uma potência nominal de 84,5 kWp.

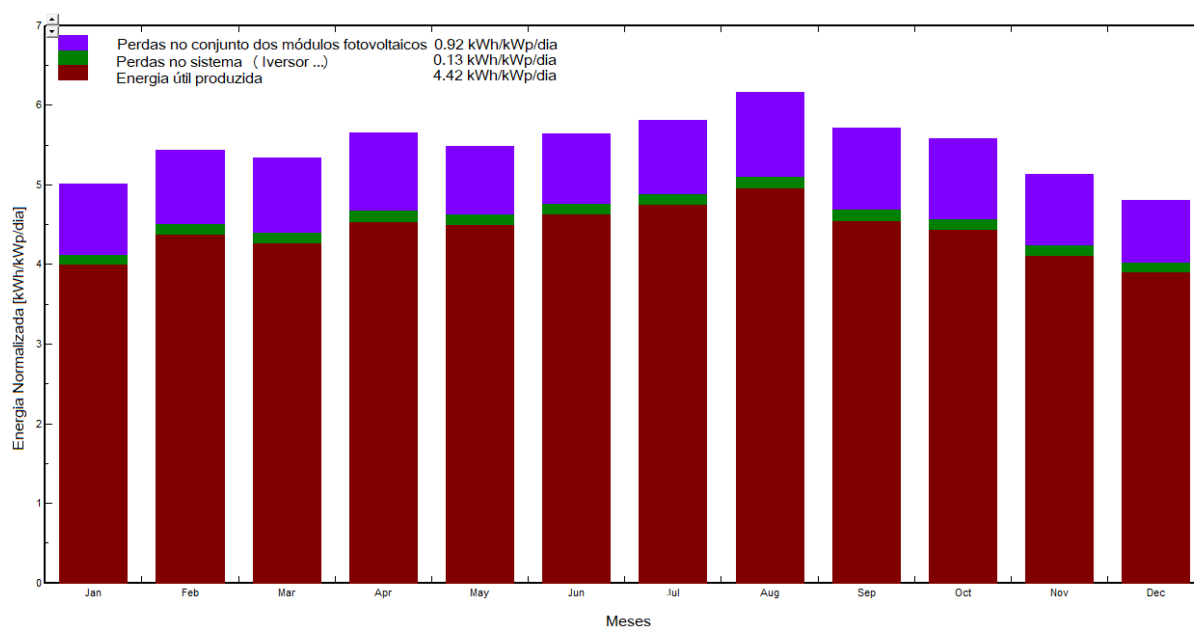


Figura 3.7 - Produção de energia normalizada em kWh/kWp/dia. Fonte: PVsyst V6.70.



O valor médio para energia útil produzida durante um ano será 4,42 kWh/kWp/dia, normalizada para uma potência de 84,5 kWp do conjunto dos módulos fotovoltaicos. As perdas para o sistema (inversores, cabos, sombras) e para o conjunto dos módulos fotovoltaicos simulados foram de 0,13 kWh/kWp/dia e 0,92 kWh/kWp/dia respectivamente.

Portanto, a tabela 3.6 a seguir apresenta todo relatório obtido com a simulação, para 256 módulos fotovoltaicos do modelo Canadian Solar Inc. Modelo CS3U-330P-AG de 330 Wp, formando uma estrutura de 16 módulos fotovoltaicos conectados entre si em 16 *strings*. Com uma potência nominal instalada de 84,5 kWp, gerando uma corrente de 139 A e uma tensão de 549 V para uma temperatura de operação de 50°C. E para um inversor do modelo ABB PVI-10.0-TL-OUTD, com faixa de tensão de operação de 175 a 850 V, com potência total estimada de 75 kWac. Estima-se que a área total ocupada pelo sistema será de 508 m<sup>2</sup> e pelas células fotovoltaicas de 453 m<sup>2</sup>.

Tabela 3.6 - Balanço e resultado simulado para o SFVCR em estudo. Fonte; PVsyst V6.70.

	IriraGlob kWh/m <sup>2</sup>	IriraDif kWh/m <sup>2</sup>	T Amb °C	EnerInc kWh/m <sup>2</sup>	EnerCor kWh/m <sup>2</sup>	EnerGer MWh	EnerInj MWh	PR
Janeiro	167.4	79.70	22.64	155.4	151.2	10.82	10.48	0.798
Fevereiro	156.0	65.80	22.84	152.2	148.3	10.66	10.35	0.805
Março	158.7	63.90	22.23	165.5	161.8	11.52	11.18	0.800
Abril	147.9	46.80	21.23	169.5	166.4	11.85	11.51	0.804
Mai	136.1	37.50	18.88	169.9	166.7	12.12	11.79	0.821
Junho	129.3	28.50	17.67	169.3	166.3	12.08	11.74	0.821
Julho	140.1	30.70	18.10	180.1	176.9	12.81	12.45	0.818
Agosto	159.3	37.50	19.97	190.9	187.7	13.38	13.00	0.806
Setembro	157.5	53.10	22.05	171.2	167.8	11.89	11.54	0.798
Outubro	174.2	67.60	22.76	172.8	168.8	11.98	11.63	0.796
Novembro	164.1	75.60	22.18	154.0	149.9	10.75	10.42	0.801
Dezembro	162.4	80.90	22.13	148.7	144.4	10.55	10.24	0.815
Year	1853.0	667.60	21.05	1999.6	1956.3	140.42	136.33	0.807

Para obter o valor da energia efetiva injetada na rede da concessionária de 136,33 MWh/ano apresentado na tabela 3.8, foi considerado as perdas indicadas pelo diagrama da figura 3.8.

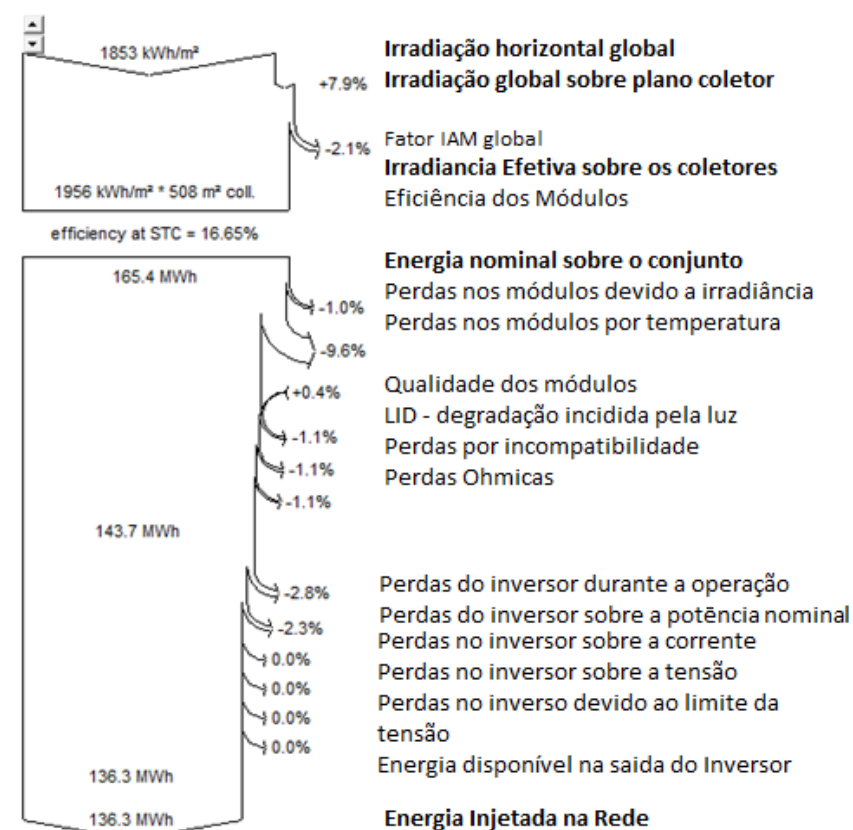


Figura 3.8 - Perdas consideradas para simulação. Fonte: PVsyst V6.70.

Onde:

*IrraGlob* é o índice de irradiação global retirado de dados meteorológicos do programa durante os meses do ano e acumulado;

*IrraDif* é a irradiação difusa durante os meses do ano e acumulado;

*T Amb* é a média da temperatura ambiente na cidade de Formiga em graus celsius nos meses do ano e a média;

*EnerInc* é a energia incidente sobre o plano coletor sem correções;

*EnerCor* é a energia incidente sob o plano coletor com a correção dos ângulos de captação e sombreamento;

*EnerGer* é a energia gerada pelo conjunto de módulos fotovoltaicos;

*EnerInj* é a energia injetada na rede da concessionária;

*PR* é a unidade de medida para avaliação da eficiência do sistema fotovoltaico, é uma relação entre a produção de energia real e teórica.

Portanto para produção da energia elétrica por um sistema fotovoltaico ela sofrerá várias perdas que devem ser consideradas, entre elas está o efeito de incidência (*IAM*

*factor on global*), que corresponde à diminuição da irradiância devido a reflexão no vidro do painel fotovoltaico, as perdas pela resistência interna do módulo fotovoltaico, perdas por temperatura, por incompatibilidade, perdas da qualidade do módulo relacionada discrepância entre os módulos reais e a especificação dada pelo fabricante. E as perdas consideradas para os inversores foram pela potência nominal excessiva e pela eficiência do dispositivo calculada pela simulação.

Por fim, utilizando esses valores como base, o valor da energia média gerada será de 378,694 kWh/dia, comparada ao valor estipulado do consumo de 371,518 kWh/dia (apresentado pela tabela 3.3), resulta em um sistema autossuficiente, ou seja, o sistema fotovoltaico poderá suprir todo o consumo do prédio. Vale ressaltar que, a edificação estará consumindo valores mínimos de energia nos finais de semana, assim o SFVCR poderá injetar a energia produzida na rede da concessionária, gerando valores expressivos de créditos que poderão ser utilizados para o pagamento da conta de energia de outras edificações pertencentes ao poder público executivo municipal. A figuras 3.9 a seguir apresenta o projeto em 3D utilizando o software *SketchUp 3D*.



*Figura 3.9 - Projeção em 3D do SFVCR em estudo, vista frontal da edificação. Fonte: Próprio autor e Arquiteta Bianca Silva*

Na secção anexo VI desta monografia, está disposto o esquema elétrico do SFVCR em estudo, com o objetivo de apresentar o funcionamento da instalação elétrica de modo funcional.

Destaca-se que com a simulação utilizando o programa *PVsyst V6.70*, o sistema em estudo poderá gerar créditos de carbono. Ou seja, para cada tonelada de CO<sub>2</sub> (dióxido de carbono) não emitida para a atmosfera por um país em desenvolvimento pode ser negociada dentro do mercado mundial. O programa calculou um total de 162,6 toneladas de CO<sub>2</sub> em 30 anos de utilização do sistema, uma média de 81g de CO<sub>2</sub> por quilowatt produzido.

A próxima secção desta monografia tratará a respeito da viabilidade econômica do SFVCR.

### 3.2.2 Resultado da viabilidade econômica do SFVCR

Inicialmente, é levantado o custo financeiro total do SFVCR apresentado pela tabela 3.7 a seguir.

*Tabela 3.7 - Planilha orçamentária para o SFVCR em estudo.*

<b>Orçamento Financeiro</b>			
	Valor Unitário	Quantidade	Total
Painel Fotovoltaico Canadian Solar 330 Wp	R\$ 562,5	256	R\$ 144.000,00
Inversor ABB 10 kWac	R\$ 20.000,00	8	R\$ 160.000,00
Kit para montagem	R\$ 1860,00	43	R\$ 79.990,00
Outros (Transporte, documentação, etc.)	R\$ 2.000,00	1	R\$ 2.000,00
Fiação, conectores, alicates, etc.	R\$ 3.000,00	1	R\$ 3.000,00
<b>Outros custos</b>			
Custo com manutenção anual de R\$ 200,00			
Custo de vida estimado de 25 anos			
Média do reajuste anual da conta de luz 4,25% a.a			
Degradação anual de 0,5% a.a do SFVCR			
Taxa Mínima de Atratividade (TMA) de 6,4% a.a			
Data da cotação: 20/06/2018			

O valor unitário do painel fotovoltaico, inversor e do kit para montagem foi obtido a partir de uma cotação de preços no *website* da empresa *NeoSolar* e por empresas que trabalham com a instalação e projeto de sistemas fotovoltaicos na região de Formiga, como a *Eletrovan* com sede em Arcos. Portanto, foi realizado uma estimativa média do custo considerando a data atual deste trabalho.

Vale ressaltar que a vida útil de um inversor é de apenas dez anos, portanto será necessário um reinvestimento após dez anos para instalação de novos inversores. Estima-se que esse reinvestimento será de R\$ 162.000,00.

O valor da depreciação anual do SFVCR foi consultado por um estudo realizado pelo Laboratório Nacional de Energias Renováveis dos Estados Unidos (JORDAN; KURTZ, 2012). Considerou-se uma média do reajuste anual do valor do quilowatt-hora (R\$/kWh) de acordo a previsão da inflação média para os próximos anos de 4,25%, esta estimativa está relacionada ao aumento generalizado dos preços de bens e serviços de um sistema econômico.

Deste modo o valor inicial investido estipulado foi de R\$ 388.990,00, a tabela 3.8 apresenta o resultado para a viabilidade econômica do SFVCR em estudo.

*Tabela 3.8 - Análise econômica do SFVCR para tarifa convencional. Fonte: Autor.*

Ano	R\$/kWh	Energia Gerada kWh	Economia Energia (R\$)	Manutenção (R\$)	Fluxo de Caixa (R\$)	Fluxo de Caixa Descontado (R\$)	Valor Presente Líquido (R\$)
0	0,52	135.130,00	70.267,60	-	-388.990,00	- 388.990,00	- 388.990,00
1	0,54	134.454,35	72.887,70	200,00	72.687,70	68.315,51	- 320.674,49
2	0,57	133.782,08	75.605,50	200,00	75.405,50	66.606,99	- 254.067,50
3	0,59	133.113,17	78.424,64	200,00	78.224,64	64.940,96	- 189.126,54
4	0,61	132.447,60	81.348,90	200,00	81.148,90	63.316,39	- 125.810,15
5	0,64	131.785,36	84.382,20	200,00	84.182,20	61.732,25	- 64.077,90
6	0,67	131.126,44	87.528,60	200,00	87.328,60	60.187,56	- 3.890,34
7	0,70	130.470,81	90.792,32	200,00	90.592,32	58.681,34	54.791,00
8	0,73	129.818,45	94.177,74	200,00	93.977,74	57.212,64	112.003,64
9	0,76	129.169,36	97.689,39	162.000,00	- 64.310,61	- 36.796,62	75.207,02
10	0,79	128.523,51	101.331,99	200,00	101.131,99	54.384,14	129.591,16
11	0,82	127.880,89	105.110,40	200,00	104.910,40	53.022,56	182.613,71
12	0,86	127.241,49	109.029,71	200,00	108.829,71	51.694,93	234.308,64
13	0,89	126.605,28	113.095,15	200,00	112.895,15	50.400,42	284.709,06
14	0,93	125.972,26	117.312,19	200,00	117.112,19	49.138,21	333.847,26
15	0,97	125.342,39	121.686,47	200,00	121.486,47	47.907,50	381.754,76
16	1,01	124.715,68	126.223,85	200,00	126.023,85	46.707,51	428.462,27
17	1,06	124.092,10	130.930,42	200,00	130.730,42	45.537,48	473.999,75
18	1,10	123.471,64	135.812,49	200,00	135.612,49	44.396,67	518.396,42
19	1,15	122.854,29	140.876,60	200,00	140.676,60	43.284,35	561.680,77
20	1,20	122.240,01	146.129,54	200,00	145.929,54	42.199,82	603.880,60
21	1,25	121.628,81	151.578,34	200,00	151.378,34	41.142,39	645.022,99
22	1,30	121.020,67	157.230,32	200,00	157.030,32	40.111,39	685.134,38
23	1,35	120.415,57	163.093,05	200,00	162.893,05	39.106,15	724.240,53
24	1,41	119.813,49	169.174,38	200,00	168.974,38	38.126,05	762.366,58

O valor inicial da energia gerada será de 135,130 MWh/ano, é necessário descontar o valor do consumo mínimo estipulado pela concessionária de 100 kWh/mês (resultado em 1200 kWh/ano) dos 136,33 MWh/ano gerados pelo sistema.

De acordo com a tabela 3.8 é possível calcular qual será o valor da Taxa Interna de Rentabilidade (TIR) pela equação 2.20 sobre com o Fluxo de Caixa. Deste modo, o valor do TIR calculado foi de 20,62%, sendo maior que o valor TMA. Em vista disso, o projeto torna-se rentável. O valor do *payback* descontado será de 7,0663 anos, em outras palavras, para o sistema em estudo em 7 anos e 1 mês o ganho acumulado se igualou ao valor do investimento. A figura 3.10 apresenta o Fluxo de Caixa no período de 25 anos de vida útil do SFVCR:

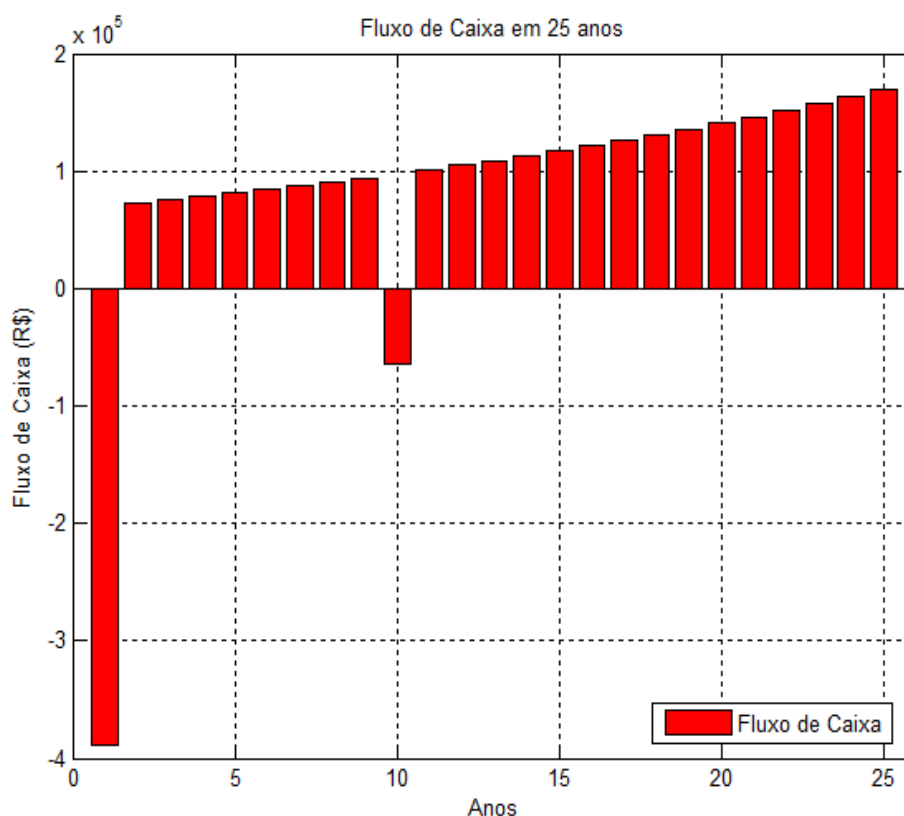


Figura 3.10 - Fluxo de Caixa do SFVCR. Fonte: Autor.

Pela figura 3.10 é possível observar o valor dos dois investimentos realizados, o investimento inicial e o investimento após 10 anos para troca dos invasores. A figura 3.12 apresenta o gráfico do Valor Presente Líquido (VPL) em 25 anos.

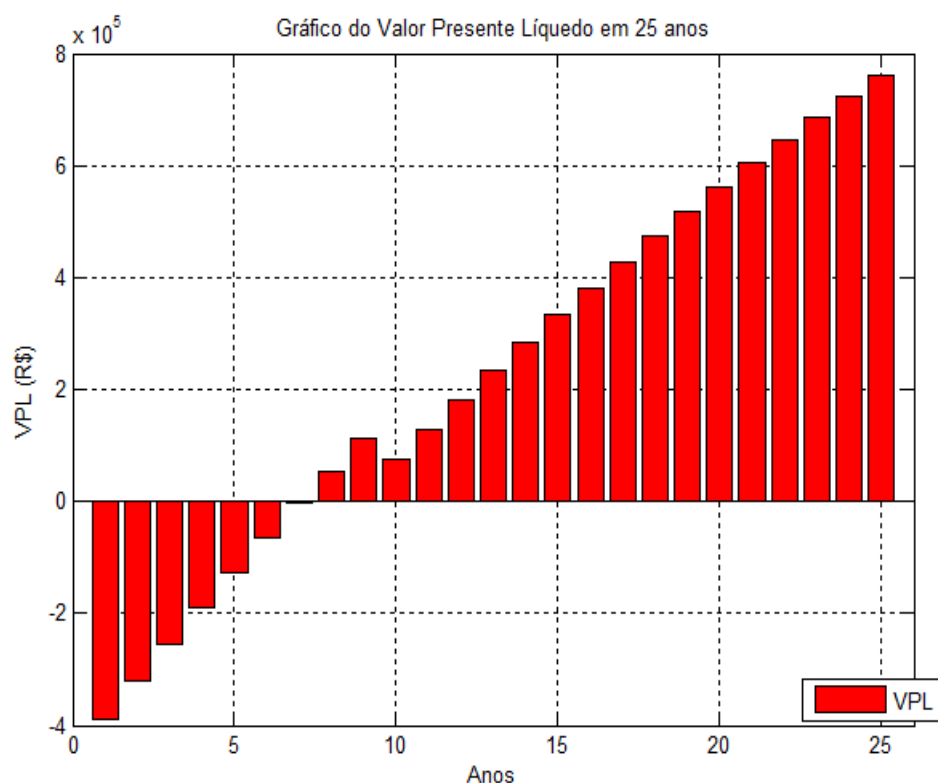


Figura 3.11 - Valor Presente Líquido (VPL). Fonte: Autor.

Pelo gráfico da figura 3.11 nota-se que o valor VPL será positivo somente após sete anos da instalação do SFVCR.

### 3.2.3 Resultados para a comparação Tarifária Convencional e Branca para um SFVCR

Esta seção irá responder as principais hipóteses levantadas por esta monografia, sobre o valor financeiro que o contribuinte irá pagar considerando as tarifas convencional e branca e sobre a viabilidade da instalação do SFVCR com a contratação da tarifa branca.

Inicialmente, a tabela 3.9 a seguir denota o valor total a ser pago caso o cidadão contrate a tarifa branca, considera-se os valores para os horários de ponta, intermediário e dos demais horários da semana e feriados.

Tabela 3.9 – Viabilidade financeira para a Tarifa Branca. Fonte: Autor.

Horários	Consumo (kWh/mês)	Tarifa (Bandeira Verde)	Tarifa (Bandeira Amarela)	Tarifa (Bandeira Ver. Pat.1)	Tarifa (Bandeira Ver. Pat. 2)
Horário de ponta (das 17:00 às 20:00)	195	R\$195,00	R\$ 196,95	R\$ 200,85	R\$ 204,75
Horário Intermediário (das 16:00 às 17:00 e das 20:00 às 21:00)	90	R\$57,58	R\$ 58,48	R\$ 60,28	R\$ 62,08
demais horários da semana e feriados	7311	R\$ 2.965,04	R\$ 3.038,15	R\$ 3.184,37	R\$ 3.330,59
<b>TOTAL</b>	<b>7596</b>	<b>R\$ 3.217,63</b>	<b>R\$ 3.293,59</b>	<b>R\$ 3.445,51</b>	<b>R\$ 3.597,43</b>

Deste modo, caso realiza-se a contratação da tarifa branca, o contribuinte irá pagar um valor médio mensal de R\$ 3.388,54 pela energia consumida. Considerando o pagamento do ICMS de 25%, o contribuinte irá pagar com o valor indicado pela tabela 3.10.

Tabela 3.10 – Viabilidade Financeira da Tarifa Branca + ICMS. Fonte: Autor.

Tarifa (Bandeira Verde)	Tarifa (Bandeira Amarela)	Tarifa (Bandeira Ver. Pat. 1)	Tarifa (Bandeira Ver. Pat.r 2)
R\$ 234,2340	R\$ 236,6715	R\$ 241,5465	R\$ 246,4215
R\$ 69,3484	R\$ 70,4734	R\$ 72,7234	R\$ 74,9734
R\$ 3.974,4696	R\$ 4.074,3935	R\$ 4.274,2411	R\$ 4.474,0887
<b>R\$ 4.278,0520</b>	<b>R\$ 4.381,5383</b>	<b>R\$ 4.588,5110</b>	<b>R\$ 4.795,4836</b>

O valor financeiro pago pelo contribuinte considerando a tarifa branca e o valor do ICMS de 25% será em média de R\$ 4.510,89 pelo consumo de energia estipulado.

A tabela 3.11 a seguir apresenta o valor total a ser pago pela contratação da tarifa convencional:

Tabela 3.11 – Valor a pagar com a tarifa convencional. Fonte: Autor.

(kWh/mês)	Tarifas	Valor (mensal)	( R\$+ ICMS 25%)	Bandeiras
7.596,00	R\$ 0,49414	R\$ 3.753,48	R\$ 4.691,85	Bandeira Verde
7.596,00	R\$ 0,50414	R\$ 3.829,44	R\$ 4.786,80	Bandeira Amarela
7.596,00	R\$ 0,52414	R\$ 3.981,36	R\$ 4.976,70	Bandeira Ver. Pat. 1
7.596,00	R\$ 0,54414	R\$ 4.133,28	R\$ 5.166,60	Bandeira Ver. Pat. 2
<b>VALOR MÉDIO</b>	<b>R\$ 0,51664</b>	<b>R\$ 3.924,39</b>	<b>R\$ 4.905,49</b>	



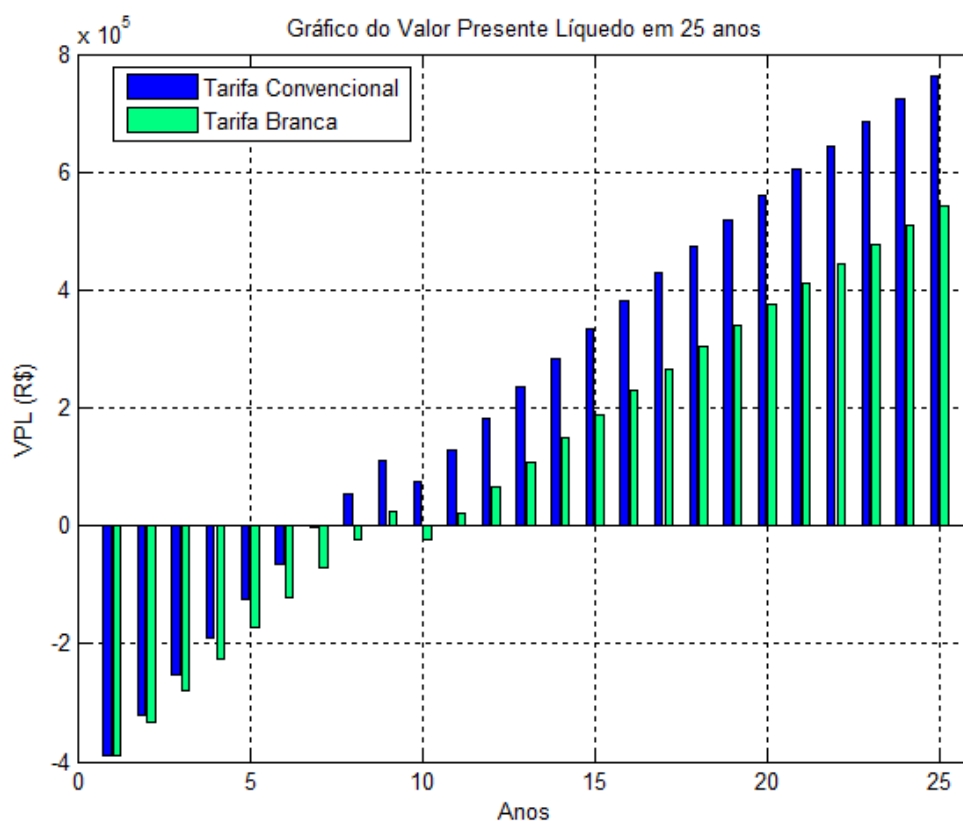
O valor médio pago pela contratação da tarifa convencional considerando a taxa de ICMS para o consumo estipulado de 7596 kWh será de R\$ 4.905,49. A tabela 3.12 faz uma comparação financeira entre a tarifa Convencional e branca.

*Tabela 3.12 – Comparação entre as tarifas convencionais e brancas. Fonte: Autor.*

Economia total: tarifa branca x tarifa convencional (MÉDIA ENTRE AS BANDEIRAS)			
Valor tarifa branca	Valor tarifa convencional	Economia mensal	Economia Anual
R\$ 4.510,89622	R\$ 4.905,49680	R\$ 394,60058	R\$ 4.735,20696

Portanto, torna-se vantajosa a contratação da tarifa branca em vez da tarifa convencional, a economia foi de aproximadamente 9% para o caso em estudo. Se considerarmos uma média de economia em torno dessa porcentagem, poderá gerar uma economia expressiva para o contribuinte ao longo dos anos. Vale ressaltar que é possível maximizar a economia para os cofres públicos caso a contratação da tarifa branca for aplicada em outras edificações pertencentes a Prefeitura Municipal.

A figura 3.12 a seguir apresenta uma comparação do VPL para contratação das tarifas convencional e branca possuindo um SFVCR.



*Figura 3.12 - Comparação econômica em relação os sistemas tarifas convencional e branco para o SFVCR. Fonte: Autor.*

Para obter a figura 3.12, ponderou-se o valor de R\$ 0,52/kWh para a tarifa convencional e de R\$ 0,4277/kWh para a tarifa branca. A tabela 3.13 apresenta a viabilidade financeira do SFVCR considerando a contratação da tarifa branca.

*Tabela 3.13 - Análise econômica do SFVCR para tarifa branca. Fonte: Autor.*

Ano	R\$/kWh	Energia Gerada kWh	Economia Energia (R\$)	Manutenção (R\$)	Fluxo de Caixa (R\$)	Fluxo de Caixa Descontado (R\$)	Valor Presente Líquido (R\$)
0	0,4278	135.130,00	57.806,59	-	- 388.990,00	- 388.990,00	- 388.990,00
1	0,4460	134.454,35	59.962,05	200,00	59.762,05	56.167,34	- 332.822,66
2	0,4649	133.782,08	62.197,89	200,00	61.997,89	54.763,81	- 278.058,85
3	0,4847	133.113,17	64.517,09	200,00	64.317,09	53.395,11	- 224.663,74
4	0,5053	132.447,60	66.922,77	200,00	66.722,77	52.060,41	- 172.603,34
5	0,5268	131.785,36	69.418,15	200,00	69.218,15	50.758,86	- 121.844,48
6	0,5491	131.126,44	72.006,58	200,00	71.806,58	49.489,66	- 72.354,81
7	0,5725	130.470,81	74.691,53	200,00	74.491,53	48.252,02	- 24.102,80
8	0,5968	129.818,45	77.476,59	200,00	77.276,59	47.045,16	22.942,36
9	0,6222	129.169,36	80.365,50	162.000,00	- 81.634,50	- 46.708,84	- 23.766,48
10	0,6486	128.523,51	83.362,12	200,00	83.162,12	44.720,77	20.954,29
11	0,6762	127.880,89	86.470,49	200,00	86.270,49	43.601,79	64.556,08
12	0,7049	127.241,49	89.694,76	200,00	89.494,76	42.510,68	107.066,76
13	0,7349	126.605,28	93.039,25	200,00	92.839,25	41.446,75	148.513,51
14	0,7661	125.972,26	96.508,45	200,00	96.308,45	40.409,33	188.922,84
15	0,7987	125.342,39	100.107,01	200,00	99.907,01	39.397,76	228.320,60
16	0,8326	124.715,68	103.839,75	200,00	103.639,75	38.411,42	266.732,02
17	0,8680	124.092,10	107.711,68	200,00	107.511,68	37.449,67	304.181,68
18	0,9049	123.471,64	111.727,98	200,00	111.527,98	36.511,91	340.693,59
19	0,9433	122.854,29	115.894,03	200,00	115.694,03	35.597,54	376.291,13
20	0,9834	122.240,01	120.215,43	200,00	120.015,43	34.706,00	410.997,13
21	1,0252	121.628,81	124.697,96	200,00	124.497,96	33.836,70	444.833,83
22	1,0688	121.020,67	129.347,64	200,00	129.147,64	32.989,11	477.822,95
23	1,1142	120.415,57	134.170,69	200,00	133.970,69	32.162,69	509.985,64
24	1,1616	119.813,49	139.173,58	200,00	138.973,58	31.356,90	541.342,54

É possível observar que o valor do VPL após 25 anos de vida útil do SFVCR será positivo para ambos os casos (para tarifa branca e convencional), ou seja, mesmo contratando-se a tarifa branca o investimento é executável. O investidor possuirá ganhos financeiros e terá a valorização do seu dinheiro, porém, consta-se que o valor presente líquido será maior para a tarifa convencional do que para a tarifa branca.

Além disso, o valor do *payback* descontado passou de 7,0663 anos para 10,53 anos, ou seja, aumentou-se o valor do tempo necessário para recuperar o investimento realizado, considerando os fluxos de caixa descontados. Houve uma

redução também quando ao valor TIR de 20,62% para 17%. Em vista disso, segue na próxima secção a conclusão desta monografia.

#### **4 CONCLUSÃO**

A grande demanda da utilização dos combustíveis fósseis, como o petróleo, carvão e o gás natural resultou em problemas ambientais que têm influenciado o mundo a migrar para outros meios de produção de energia elétrica. Além dos problemas ambientais, a contradição entre a oferta dos combustíveis e a demanda de energia mundial tornou-se algo indubitável a respeito da sua futura escassez. Assim, a insuficiência de energia e a poluição ambiental tornou-se um empecilho para o desenvolvimento da humanidade. A energia elétrica distribuída utilizando fontes renováveis, como o sistema fotovoltaico conectado à rede pública de eletricidade está ganhando cada vez mais visibilidade no mercado mundial e nacional.

Neste contexto, em uma edificação pública várias alternativas energéticas complementares ou substitutos da fonte de eletricidade poderão ser adotadas. Porém uma análise no que se diz em respeito da gestão do custo para a contratação de energia é necessária ser realizada, ou seja, obter o conhecimento sobre as tarifas que podem ser contratadas permite ao Poder Municipal decidir sobre políticas públicas em relação aos SFVCR e as bandeiras branca e convencional.

Portanto, torna-se viável a instalação de um SFVCR no prédio em estudo, mesmo possuindo um valor financeiro alto a ser investido, comparado a outras demandas de caráter público emergencial que a cidade de Formiga possui. Visto que o valor financeiro investido terá um retorno após sete anos de sua instalação.

Caso o contribuinte em estudo não possua a viabilidade financeira para a instalação do SFVCR, poderá realizar a contratação da tarifa branca em vez da convencional, isso resultará em uma economia financeira significativa aos cofres públicos. Deste modo, se o contribuinte realizar a contratação da tarifa branca, deve solicitar a instalação de um medidor de energia capaz de medir o consumo nos diferentes horários, onde que, a distribuidora deve ser responsável pela aquisição e instalação do medidor, sem custos ao cliente. Porém, caso exista custos para alteração do padrão, este deve ser arcado pelo consumidor. Vale ressaltar que, o consumidor pode realizar o retorno à tarifa convencional em qualquer momento.

Por fim, com a utilização de um SFVCR o valor financeiro acumulado para a tarifa convencional será maior. Deste modo, caso o contribuinte possua um SFVCR não compensa realizar a contratação da tarifa branca, pois o valor cobrado pelo quilowatt-hora para a tarifa convencional é mais caro que da tarifa branca. Portanto, o retorno financeiro é mais vantajoso com a contratação da tarifa convencional. Completando, o valor cobrado pelo quilowatt-hora é um fator determinante para a viabilidade financeira de um SFVCR.

#### **4.1 Trabalhos Futuros**

Alude-se as seguintes possibilidades como trabalhos futuros:

- O estudo sobre a viabilidade da contratação da tarifa branca para outras edificações pertencentes ao Poder Público Municipal;
- Realizou-se o estudo com base nas tarifas da CEMIG, portanto seria importante realizar a mesma análise financeira considerando as tarifas por outras distribuidoras no país;
- O estudo sobre a utilização de outros sistemas de produção de energia elétrica aplicado aos prédios públicos.

## 5 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

JÚNIOR, Roberto de Carvalho. **Instalações Elétricas e o Projeto de Arquitetura**. 8ª. ed. São Paulo: Blucher, 2009. 3 p.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. -. **Plano Nacional de Eficiência Energética: Premissas e Diretrizes Básicas**. [S.l.: s.n.], 2011. 78 p.

MAGALHÃES, Luiz Carlos. **Orientações Gerais para Conservação de Energia Elétrica em prédios Públicos**: Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica. 1ª. ed. [S.l.]: ELETROBRAS PROCEL, 2001. 11 p.

ABNT 5410, Associação Brasileira de Normas Técnicas. **Instalações Elétricas de Baixa Tensão**: Electrical installations of buildings – Low voltage. Rio de Janeiro: Associação Brasileira de Normas Técnicas, 2004.

FILHO, Domingos Leite Lima. **Projeto de Instalações Elétricas Prediais**. 6ª. ed. São Paulo: Érica, 2001. 254 p.

MAMEDE FILHO, João. **Instalações Elétricas Industriais**. 7ª. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2010. 914 p.

ABNT NBR ISO/CIE 8995-1. -. **Iluminação de ambientes de trabalho Parte 1: Interior**: Lighting of work places. Rio de Janeiro: [s.n.], 2013. 46 p.

SANTOS, Kathleen Cintia B. M. **Parâmetros utilizados no Método dos lumens**. Disponível em: <suporte.altoqi.com.br>. Acesso em: 16 maio 2018.

ABNT NBR 5413. -. **Iluminância de interiores**. Rio de Janeiro: Associação Brasileira de Normas Técnicas, 1992. 13 p.

CAVALIN, Geraldo; CERVELIN, Severino . **Instalações Elétricas Prediais**. 14<sup>a</sup>. ed. São Paulo: Érica, 2006. 413 p.

VILLAIVA, Marcelo Gradella; GAZOLI, Jonas Rafael. **Energia Solar Fotovoltaica: Conceitos e Aplicações Sistemas Isolados e Conectados à Rede**. 1<sup>a</sup>. ed. São Paulo: Érica, 2012. 224 p.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. -. **Energia solar fotovoltaica cresceu quase 30% no mundo em 2014**: No Brasil, maior crescimento deverá vir com geração distribuída. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br>>. Acesso em: 16 maio 2018.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. (Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético ). **Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica (PDE 2024)**. Distrito Federal: [s.n.], 2015. 467 p. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/>>. Acesso em: 16 maio 2018.

PEREIRA, Osvaldo L. S. ; GONÇALVES, Felipe F. **DIMENSIONAMENTO DE INVERSORES PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE ELÉTRICA: ESTUDO DE CASO DO SISTEMA DE TUBARÃO – SC**. 1<sup>a</sup>. ed. Santa Catarina: [s.n.], 2008. 45 p. v. 14.

RAMPINELLI, Giuliano Arns ; KRENZINGER, Arno; ROMERO, Faustino Chenlo . **Descrição e Análise de Inversores Utilizados em Sistemas Fotovoltaicos**: Description and Analysis of Inverters Used in Photovoltaic Systems. 1<sup>a</sup>. ed. Rio Grande do Sul: [s.n.], 2013. 45 p. v. 15.

DA SILVA, Humberto Trindade. **Estudo sobre a interação de métodos anti-ilhamento para sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição de baixa tensão com múltiplos inversores**. 2016. 150 p. - (Mestre em Ciência)- Escola Politécnica de São Paulo, São Paulo, 2016.

MATEUS, Felipe. **SISTEMA DE TARIFAÇÃO NET METERING**. Disponível em: <<http://www.fomatheus.wordpress.com>>. Acesso em: 16 maio 2018.

PASSOS, Fabiano. **SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DO BRASIL – REN 482:2012**. Disponível em: <<https://microgeracaofv.wordpress.com>>. Acesso em: 16 maio 2018.

BRANKER, K.; PATHAK, M. J. M. ; PEARCE, J. M. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**: A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity. 9<sup>a</sup>. ed. USA: Elsevier, 2011. 4482 p. v. 15.

RAMADHAN, Mohammad; NASEEB, Adel. **Renewable Energy**: The cost benefit analysis of implementing photovoltaic solar system in the state of Kuwait. 4<sup>a</sup>. ed. Kuwait: Elsevier, 2010. 1272 p. v. 36.

CARÇÃO, João F. de C. **Tarifas de Energia Elétrica No Brasil**. 2011. 103 p. - (Título de Mestre em Engenharia)- Escola Politécnica de São Paulo, São Paulo, 2011.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. RESOLUÇÃO NORMATIVA n. Nº 733, de 06 de set. de 2016. Estabelece as condições para a aplicação da modalidade tarifária horária branca.. -. DF, p. 1-3, set. 2016.

AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. ANEEL. **Saiba mais sobre a Tarifa Branca**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 16 maio 2018.



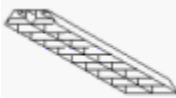
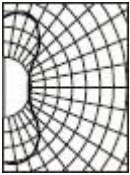

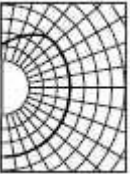


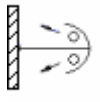
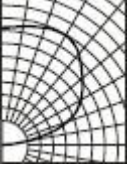

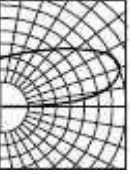
CEMIG. ANEEL. **Por dentro da conta de luz: Informação de utilidade pública**. Belo Horizonte: -, 2015. 15 p.

JORDAN , Dirk C.; KURTZ, Sarah R. **Photovoltaic Degradation Rates: An Analytical Review** . 2012. 43 p. U.S. Department of Energy, U.S, 2012.



## ANEXO I



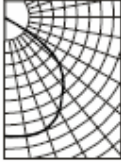

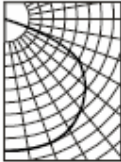
## ANEXO I – Tipos de Luminárias e Curvas CDL (LUMINE)

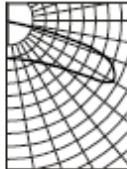
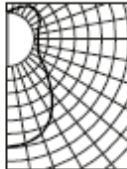
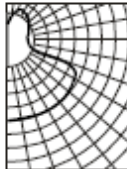
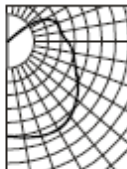
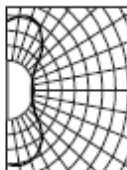
Tipo	Esquema	CDL	Descrição	Tipo de iluminação
B4			Luminária de sobrepor para lâmpada fluorescente tubular – teto	Direta
C2			Luminária de sobrepor com plafonier para lâmpada fluorescente tubular – teto	Direta
C4			Luminária de sobrepor e de tipo Spots para lâmpadas fluorescentes e incandescente nuas – teto	Direta
D2			Luminária de sobrepor para iluminação semi-indireta – teto	Semi-indireta
E2			Luminária de sobrepor para iluminação indireta – parede	Indireta
E3			Refletor de sobrepor para iluminação indireta - baixa	Indireta

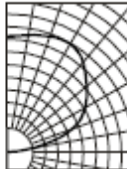
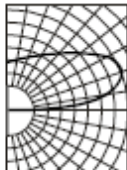
2075054456

## ANEXO II

ANEXO II – Tabela com a eficiência do recinto.

Luminária	Refletâncias												
	Teto	$\rho_1$	0,8			0,5		0,8			0,5		0,3
	Parede	$\rho_2$	0,8	0,5	0,3	0,5	0,3	0,8	0,5	0,3	0,5	0,3	0,3
	Piso	$\rho_3$	0,3					0,1					
Índice do Recinto	K												
A 1		0,6	0,60	0,55	0,54	0,60	0,55	0,61	0,56	0,78	0,69	0,56	0,68
		0,8	0,69	0,64	0,64	0,70	0,65	0,70	0,65	0,87	0,72	0,66	0,75
		1	0,75	0,70	0,70	0,76	0,71	0,77	0,71	0,93	0,79	0,72	0,80
		1,25	0,81	0,76	0,75	0,82	0,77	0,83	0,78	0,97	0,86	0,79	0,84
		1,5	0,84	0,79	0,79	0,86	0,81	0,87	0,82	0,99	0,90	0,83	0,87
		2	0,89	0,85	0,84	0,91	0,86	0,93	0,88	1,02	0,97	0,90	0,90
		2,5	0,92	0,88	0,87	0,94	0,90	0,97	0,92	1,04	1,02	0,96	0,93
		3	0,94	0,91	0,90	0,97	0,93	1,00	0,95	1,05	1,06	1,00	0,95
		4	0,97	0,93	0,94	0,99	0,97	1,04	1,00	1,06	1,11	1,05	0,97
		5	0,99	0,96	0,95	1,00	0,98	1,06	1,02	1,06	1,14	1,09	0,98
A 1.1		0,6	0,93	0,74	0,70	0,74	0,69	0,89	0,73	0,70	0,72	0,68	0,82
		0,8	1,01	0,82	0,77	0,81	0,76	0,91	0,78	0,77	0,80	0,76	0,93
		1	1,05	0,88	0,82	0,86	0,82	0,98	0,83	0,82	0,84	0,81	1,00
		1,25	1,10	0,93	0,88	0,91	0,87	1,01	0,90	0,86	0,88	0,85	1,06
		1,5	1,13	0,97	0,92	0,94	0,90	1,03	0,93	0,89	0,92	0,88	1,09
		2	1,17	1,03	0,97	0,99	0,95	1,05	0,87	0,93	0,95	0,92	1,14
		2,5	1,20	1,07	1,01	1,03	0,98	1,05	0,99	0,96	0,97	0,94	1,17
		3	1,21	1,10	1,05	1,05	1,00	1,06	1,00	0,98	0,98	0,96	1,20
		4	1,24	1,15	1,10	1,08	1,03	1,06	1,02	1,00	1,00	0,98	1,23
		5	1,25	1,17	1,13	1,10	1,06	1,07	1,03	1,01	1,01	0,99	1,24
A 1.2		0,6	0,72	0,48	0,42	0,47	0,42	0,68	0,47	0,41	0,47	0,41	0,40
		0,8	0,85	0,61	0,54	0,59	0,53	0,80	0,59	0,53	0,58	0,52	0,52
		1	0,94	0,69	0,62	0,67	0,61	0,87	0,67	0,61	0,65	0,60	0,59
		1,25	1,01	0,78	0,71	0,75	0,69	0,92	0,75	0,68	0,73	0,68	0,66
		1,5	1,05	0,83	0,75	0,80	0,74	0,96	0,80	0,73	0,77	0,72	0,71
		2	1,11	0,91	0,84	0,87	0,81	1,00	0,86	0,80	0,84	0,79	0,78
		2,5	1,15	0,97	0,90	0,92	0,87	1,02	0,91	0,85	0,88	0,83	0,82
		3	1,18	1,02	0,96	0,96	0,91	1,04	0,94	0,89	0,91	0,87	0,86
		4	1,21	1,09	1,02	1,02	0,96	1,05	0,97	0,94	0,95	0,91	0,90
		5	1,23	1,12	1,06	1,04	1,00	1,06	1,00	0,96	0,97	0,94	0,92
A 2		0,6	0,63	0,39	0,33	0,39	0,33	0,61	0,38	0,34	0,37	0,33	0,32
		0,8	0,78	0,53	0,45	0,51	0,45	0,74	0,51	0,45	0,50	0,45	0,44
		1	0,88	0,62	0,54	0,60	0,54	0,82	0,60	0,53	0,58	0,53	0,52
		1,25	0,95	0,71	0,63	0,68	0,62	0,88	0,68	0,62	0,66	0,60	0,60
		1,5	1,02	0,78	0,70	0,76	0,69	0,93	0,75	0,68	0,72	0,68	0,66
		2	1,10	0,89	0,81	0,85	0,78	0,98	0,83	0,77	0,80	0,77	0,74
		2,5	1,14	0,96	0,88	0,91	0,85	1,01	0,89	0,83	0,85	0,82	0,80
		3	1,17	1,01	0,94	0,95	0,89	1,03	0,92	0,87	0,88	0,86	0,84
		4	1,21	1,07	1,01	1,00	0,95	1,04	0,96	0,92	0,93	0,90	0,89
		5	1,23	1,12	1,06	1,03	0,98	1,05	0,99	0,95	0,96	0,93	0,92
A 2.1		0,6	0,61	0,36	0,29	0,35	0,29	0,58	0,33	0,29	0,35	0,29	0,28
		0,8	0,74	0,47	0,39	0,45	0,38	0,69	0,46	0,39	0,45	0,38	0,37
		1	0,82	0,55	0,46	0,52	0,45	0,77	0,53	0,45	0,51	0,44	0,45
		1,25	0,90	0,63	0,54	0,61	0,53	0,82	0,61	0,53	0,59	0,53	0,51
		1,5	0,95	0,69	0,60	0,66	0,59	0,87	0,67	0,59	0,64	0,57	0,56
		2	1,02	0,79	0,70	0,75	0,68	0,92	0,75	0,67	0,72	0,65	0,64
		2,5	1,08	0,87	0,78	0,81	0,74	0,96	0,81	0,73	0,77	0,72	0,70
		3	1,13	0,93	0,84	0,86	0,79	0,99	0,85	0,78	0,81	0,78	0,75
		4	1,17	1,01	0,92	0,94	0,87	1,02	0,90	0,85	0,88	0,83	0,81
		5	1,18	1,04	0,96	0,95	0,90	1,02	0,93	0,87	0,89	0,85	0,83

Luminária	Refletâncias												
	Teto	$\rho_1$	0,8			0,5		0,8			0,5		0,3
	Parede	$\rho_2$	0,8	0,5	0,3	0,5	0,3	0,8	0,5	0,3	0,5	0,3	0,3
	Piso	$\rho_3$	0,3						0,1				
Índice do Recinto	K												
A 3		0,6	0,51	0,23	0,17	0,24	0,16	0,48	0,23	0,18	0,22	0,16	0,16
		0,8	0,65	0,36	0,27	0,36	0,28	0,61	0,34	0,28	0,34	0,28	0,26
		1	0,76	0,47	0,36	0,45	0,37	0,70	0,44	0,37	0,42	0,36	0,35
		1,25	0,87	0,57	0,48	0,54	0,46	0,80	0,55	0,47	0,52	0,45	0,44
		1,5	0,95	0,66	0,56	0,62	0,55	0,86	0,64	0,55	0,60	0,53	0,52
		2	1,05	0,79	0,69	0,75	0,67	0,94	0,75	0,68	0,72	0,66	0,64
		2,5	1,11	0,88	0,79	0,83	0,76	0,99	0,82	0,76	0,79	0,74	0,72
		3	1,15	0,94	0,86	0,89	0,82	1,02	0,87	0,81	0,83	0,78	0,77
		4	1,20	1,03	0,95	0,95	0,89	1,04	0,93	0,88	0,89	0,85	0,84
		5	1,23	1,09	1,01	1,00	0,94	1,05	0,96	0,92	0,92	0,88	0,88
		B 2		0,6	0,51	0,30	0,22	0,26	0,21	0,48	0,29	0,23	0,26
0,8	0,62			0,36	0,29	0,34	0,27	0,58	0,35	0,30	0,33	0,27	0,26
1	0,70			0,43	0,35	0,39	0,32	0,64	0,41	0,35	0,38	0,31	0,30
1,25	0,76			0,50	0,41	0,44	0,37	0,70	0,48	0,40	0,43	0,36	0,34
1,5	0,82			0,56	0,47	0,48	0,42	0,74	0,54	0,45	0,47	0,40	0,37
2	0,90			0,65	0,56	0,55	0,48	0,79	0,61	0,54	0,53	0,47	0,42
2,5	0,95			0,72	0,62	0,60	0,53	0,83	0,67	0,60	0,57	0,51	0,46
3	0,99			0,77	0,68	0,64	0,57	0,85	0,71	0,65	0,60	0,55	0,50
4	1,04			0,86	0,77	0,70	0,63	0,87	0,78	0,71	0,65	0,60	0,55
5	1,07			0,91	0,84	0,73	0,67	0,90	0,80	0,75	0,68	0,64	0,58
B 3				0,6	0,53	0,27	0,22	0,27	0,21	0,51	0,27	0,22	0,26
		0,8	0,66	0,39	0,32	0,36	0,30	0,62	0,38	0,31	0,35	0,29	0,28
		1	0,75	0,47	0,39	0,43	0,36	0,69	0,46	0,38	0,42	0,30	0,34
		1,25	0,82	0,55	0,46	0,50	0,43	0,75	0,53	0,45	0,48	0,42	0,40
		1,5	0,88	0,61	0,52	0,55	0,49	0,80	0,59	0,51	0,54	0,47	0,45
		2	0,96	0,72	0,63	0,64	0,58	0,86	0,67	0,60	0,61	0,56	0,52
		2,5	1,02	0,80	0,71	0,70	0,64	0,90	0,73	0,67	0,66	0,61	0,57
		3	1,05	0,85	0,76	0,74	0,68	0,92	0,77	0,71	0,69	0,65	0,60
		4	1,09	0,92	0,84	0,79	0,74	0,94	0,83	0,77	0,74	0,70	0,65
		5	1,12	0,97	0,89	0,83	0,78	0,96	0,86	0,81	0,76	0,73	0,68
		B 4		0,6	0,51	0,25	0,18	0,24	0,18	0,48	0,25	0,19	0,23
0,8	0,62			0,34	0,26	0,32	0,25	0,58	0,33	0,26	0,31	0,25	0,24
1	0,71			0,41	0,32	0,38	0,31	0,64	0,40	0,32	0,37	0,30	0,29
1,25	0,78			0,48	0,39	0,44	0,37	0,71	0,47	0,39	0,43	0,35	0,34
1,5	0,83			0,54	0,45	0,49	0,41	0,75	0,53	0,44	0,47	0,40	0,38
2	0,91			0,64	0,54	0,57	0,49	0,81	0,60	0,52	0,55	0,47	0,45
2,5	0,96			0,72	0,61	0,63	0,55	0,85	0,66	0,59	0,59	0,53	0,49
3	0,99			0,77	0,67	0,67	0,59	0,88	0,70	0,63	0,63	0,57	0,52
4	1,04			0,85	0,75	0,72	0,66	0,91	0,77	0,69	0,67	0,62	0,57
5	1,07			0,90	0,81	0,76	0,70	0,92	0,80	0,73	0,70	0,66	0,60
C 2				0,6	0,51	0,27	0,21	0,23	0,18	0,48	0,27	0,20	0,23
		0,8	0,62	0,36	0,29	0,32	0,26	0,58	0,34	0,28	0,31	0,26	0,24
		1	0,70	0,44	0,35	0,38	0,32	0,64	0,41	0,34	0,37	0,31	0,28
		1,25	0,77	0,50	0,41	0,43	0,37	0,70	0,48	0,41	0,42	0,36	0,33
		1,5	0,83	0,56	0,47	0,47	0,41	0,75	0,54	0,46	0,46	0,40	0,36
		2	0,91	0,66	0,57	0,55	0,48	0,80	0,62	0,55	0,53	0,46	0,41
		2,5	0,96	0,74	0,64	0,60	0,54	0,84	0,66	0,61	0,57	0,51	0,46
		3	0,99	0,79	0,69	0,63	0,58	0,87	0,72	0,66	0,60	0,55	0,48
		4	1,04	0,87	0,78	0,69	0,64	0,90	0,78	0,72	0,64	0,60	0,53
		5	1,07	0,92	0,84	0,72	0,67	0,91	0,80	0,76	0,67	0,63	0,55

Luminária	Refletâncias														
	Teto	$\rho_1$	0,8			0,5			0,8			0,5			0,3
	Parede	$\rho_2$	0,8	0,5	0,3	0,5	0,3	0,8	0,5	0,3	0,5	0,3	0,3		
	Piso	$\rho_3$	0,3						0,1						
Índice do Recinto		K													
E 2		0,6	0,39	0,15	0,095	0,11	0,06	0,34	0,15	0,10	0,12	0,08	0,05		
		0,8	0,48	0,21	0,14	0,15	0,095	0,44	0,21	0,14	0,16	0,10	0,085		
		1	0,56	0,28	0,20	0,18	0,13	0,51	0,27	0,19	0,19	0,13	0,085		
		1,25	0,62	0,35	0,26	0,22	0,17	0,57	0,33	0,25	0,22	0,16	0,11		
		1,5	0,68	0,41	0,31	0,26	0,20	0,62	0,39	0,30	0,25	0,19	0,13		
		2	0,76	0,51	0,41	0,32	0,26	0,68	0,48	0,40	0,30	0,25	0,16		
		2,5	0,81	0,59	0,49	0,36	0,31	0,72	0,54	0,47	0,34	0,29	0,18		
		3	0,85	0,65	0,55	0,39	0,34	0,75	0,58	0,52	0,37	0,32	0,20		
		4	0,90	0,72	0,64	0,43	0,39	0,77	0,64	0,58	0,40	0,36	0,22		
		5	0,93	0,77	0,70	0,45	0,42	0,78	0,68	0,63	0,43	0,39	0,24		
		E 3		0,6	0,41	0,16	0,08	0,13	0,06	0,36	0,14	0,085	0,13	0,06	0,05
0,8	0,49			0,21	0,12	0,16	0,085	0,44	0,21	0,13	0,15	0,095	0,065		
1	0,55			0,27	0,17	0,19	0,12	0,50	0,26	0,17	0,18	0,12	0,08		
1,25	0,61			0,32	0,23	0,22	0,16	0,56	0,31	0,23	0,21	0,15	0,10		
1,5	0,66			0,38	0,28	0,25	0,19	0,60	0,36	0,28	0,24	0,18	0,12		
2	0,73			0,48	0,37	0,31	0,24	0,66	0,43	0,37	0,29	0,23	0,15		
2,5	0,79			0,56	0,45	0,35	0,28	0,70	0,49	0,43	0,33	0,27	0,17		
3	0,83			0,62	0,52	0,38	0,32	0,72	0,55	0,48	0,35	0,30	0,19		
4	0,88			0,70	0,61	0,42	0,37	0,75	0,62	0,55	0,39	0,35	0,21		
5	0,91			0,75	0,68	0,44	0,40	0,78	0,66	0,60	0,42	0,38	0,23		

## ANEXO III

## ANEXO III – Lista de materiais e orçamento do projeto elétrico

Descrição	Unid.	Quantidade Prevista	Preço (R\$)		Preço (R\$)	
			Sem BDI		Com BDI	
			Unitário	Total	Unitário	Total
<b>Instalações elétricas</b>						
<b>Acessórios de uso geral</b>						
Caixa de ligação de PVC para eletroduto flexível retangular, dimensão 4 x 2	und	51,00	5,77	294,27	7,21	367,84
Caixa de ligação de PVC para eletroduto flexível, octogonal com anel deslizante dimensão 3 x 3	und	246,00	9,15	2.250,90	11,44	2.813,63
Caixa PVC sistema X, dimensão de 75x75x35 mm	und	115,00	3,47	399,05	4,21	484,15
Arruela de pressão galvanizada 1/4"	und	32,00	0,20	6,40	0,25	8,00
Arruela lisa galvanizada 1/4"	und	4509,00	0,45	2.029,05	0,56	2.536,31
Arruela lisa galvanizada 3/8"	und	313,00	0,45	140,85	0,56	176,06
Arruela lisa galvanizada 5/16"	und	10,00	0,10	1,00	0,13	1,25
Bucha de nylon S10	und	510,00	0,40	204,00	0,50	255,00
Bucha de nylon S4	und	30,00	0,40	12,00	0,50	15,00
Bucha de nylon S6	und	3247,00	0,15	487,05	0,19	608,81
Parafuso fenda galvanizado 2,9 x 25 mm autotarrachante	und	30,00	0,20	6,00	0,25	7,50
Parafuso fenda galvanizado 4,2 x 32 mm autotarrachante	und	3715,00	0,20	743,00	0,25	928,75
Parafuso fenda galvanizado 4,8 x 45 mm autotarrachante	und	32,00	0,40	12,80	0,50	16,00
Parafuso galvanizado cab. sext. 3/8" x 1x1/2" rosca total WW	und	313,00	0,50	156,50	0,63	195,63
Parafuso galvanizado cab. sext. 5/16" x 2" rosca soberba	und	25,00	0,40	10,00	0,50	12,50
Parafuso galvanizado cabeça lenticilha 1/4" x 5/8" máquina rosca total	und	3499,00	0,20	699,80	0,25	874,75
Porca sextavada galvanizada 1/4"	und	3869,00	0,08	309,52	0,10	386,90
Porca sextavada galvanizada 3/8"	und	313,00	0,08	25,04	0,10	31,30
Vergalhão galvanizado rosca total 1/4" (conf. Proj)	m	318,00	11,12	3.536,16	13,90	4.420,20
Canaleta PVC lisa 100 x 100 mm	m	4,00	4,00	16,00	5,00	20,00
Tampa de encaixe 100 mm	und	3,00	1,00	3,00	1,25	3,75
<b>TOTAL</b>				<b>11.342,39</b>		<b>14.163,32</b>
<b>Cabo Unipolar (Cobre)</b>						
Isol. PVC - 450/750 V 1.5 mm <sup>2</sup> - amarelo ou vermelho	m	221,00	3,86	853,06	4,83	1.066,33
Isol. PVC - 450/750 V 1.5 mm <sup>2</sup> - azul	m	121,00	3,86	467,06	4,83	583,83

Isol. PVC - 450/750 V 1.5 mm <sup>2</sup> - verde	m	50,00	3,86	193,00	4,83	241,25
Isol. PVC - 450/750 V 1.5 mm <sup>2</sup> - branco	m	186,00	3,86	717,96	4,83	897,45
Isol. PVC - 450/750 V 2.5 mm <sup>2</sup> - amarelo ou vermelho	m	980,18	4,17	4.087,35	5,21	5.109,19
Isol. PVC - 450/750 V 2.5 mm <sup>2</sup> - azul	m	434,80	4,17	1.813,12	5,21	2.266,40
Isol. PVC - 450/750 V 2.5 mm <sup>2</sup> - verde	m	846,00	4,17	3.527,82	5,21	4.409,78
Isol. PVC - 450/750 V 2.5 mm <sup>2</sup> - branco	m	1915,60	4,17	7.988,05	5,21	9.985,07
Isol. PVC - 450/750 V 4 mm <sup>2</sup> - amarelo ou vermelho	m	840,50	5,25	4.412,63	6,56	5.515,78
Isol. PVC - 450/750 V 4 mm <sup>2</sup> - azul	m	415,15	5,25	2.179,54	6,56	2.724,42
Isol. PVC - 450/750 V 4 mm <sup>2</sup> - verde	m	220,30	5,25	1.156,58	6,56	1.445,72
Isol. PVC - 450/750 V 4 mm <sup>2</sup> - marrom	m	530,30	5,25	2.784,08	6,56	3.480,09
Isol. PVC - 450/750 V 6 mm <sup>2</sup> - amarelo ou vermelho	m	992,40	6,37	6.321,59	7,96	7.901,99
Isol. PVC - 450/750 V 6 mm <sup>2</sup> - azul	m	774,40	6,37	4.932,93	7,96	6.166,16
Isol. PVC - 450/750 V 6 mm <sup>2</sup> - verde	m	774,40	6,37	4.932,93	7,96	6.166,16
Isol. PVC - 450/750 V 10 mm <sup>2</sup> - Amarelo ou Vermelho	m	134,00	8,26	1.106,84	10,33	1.383,55
Isol. PVC - 450/750 V 10 mm <sup>2</sup> - Azul	m	67,00	8,26	553,42	10,33	691,78
Isol. PVC - 450/750 V 10 mm <sup>2</sup> - Verde	m	67,00	8,26	553,42	10,33	691,78
Isol. PVC - 450/750 V 16 mm <sup>2</sup> - Amarelo ou Vermelho	m	160,00	10,07	1.611,20	12,59	2.014,00
Isol. PVC - 450/750 V 25 mm <sup>2</sup> - azul claro	m	105,00	14,05	1.475,25	17,56	1.844,06
Isol. PVC - 450/750 V 25 mm <sup>2</sup> - marrom	m	105,00	14,05	1.475,25	17,56	1.844,06
Isol. PVC - 450/750 V 25 mm <sup>2</sup> - preto	m	105,00	14,05	1.475,25	17,56	1.844,06
Isol. PVC - 450/750 V 35 mm <sup>2</sup> - amarelo ou vermelho	m	130,00	18,15	2.359,50	22,69	2.949,38
Isol. PVC - 450/750 V 35 mm <sup>2</sup> - azul	m	130,00	18,15	2.359,50	22,69	2.949,38
Isol. PVC - 450/750 V 35 mm <sup>2</sup> - verde	m	130,00	18,15	2.359,50	22,69	2.949,38
Isol. PVC - 450/750 V 50 mm <sup>2</sup> - verde-amarelo	m	80,00	25,33	2.026,40	31,66	2.533,00
Isol. PVC - 450/750 V 70 mm <sup>2</sup> - amarelo ou vermelho	m	140,00	33,62	4.706,80	42,03	5.883,50
Isol. PVC - 450/750 V 70 mm <sup>2</sup> - azul	m	60,00	33,62	2.017,20	42,03	2.521,50
Isol. PVC - 450/750 V 95 mm <sup>2</sup> - Preto	m	48,00	42,26	2.028,48	52,83	2.535,60
<b>TOTAL</b>				<b>72.475,69</b>		<b>90.594,65</b>
<b>Dispositivos elétricos</b>						
Interruptor simples sobrepor - 1 tecla com placa 4x2	und	79,00	12,16	960,64	15,20	1.200,80
Placa para 1 função	und	46,00	5,15	236,90	6,44	296,13
Placa para 1 função retangular	und	2,00	5,15	10,30	6,44	12,88
Interruptor 1 tecla paralela	und	38,00	35,32	1.342,16	44,15	1.677,70

Tomada hexagonal (NBR 14136) 2P + T10A	und	238,00	17,24	4.103,12	21,55	5.128,90
Tomada hexagonal (NBR 14136) 2P + T20A	und	52,00	17,26	897,52	21,58	1.121,90
Tampa de alumínio para condutele 3/4" 1 função retangular	und	82,00	3,50	287,00	4,38	358,75
Tampa de alumínio para condutele 3/4" 2 funções retangulares	und	110,00	3,50	385,00	4,38	481,25
Condutele Tipo X alumínio 3/4"	und	192,00	4,22	810,24	5,28	1.012,80
Condutele Tipo X alumínio 1/2"	und	32,00	4,22	135,04	5,28	168,80
<b>TOTAL</b>				<b>9.167,92</b>		<b>11.459,91</b>
<b>Dispositivos de proteção</b>						
Dispositivo tripolar termomagnético - norma DIN 200 A	und	2,00	278,78	557,56	348,48	696,95
Dispositivo tripolar termomagnético - norma DIN 40 A	und	4,00	72,77	291,08	90,96	363,85
Dispositivo tripolar termomagnético - norma DIN 70 A	und	2,00	93,75	187,50	117,19	234,38
Dispositivo tripolar termomagnético - norma DIN 50 A	und	5,00	72,77	363,85	90,96	454,81
Dispositivo tripolar termomagnético - norma DIN 10 A	und	2,00	16,39	32,78	20,49	40,98
Dispositivo tripolar termomagnético - norma DIN 20 A	und	1,00	16,39	16,39	20,49	20,49
Dispositivo tripolar termomagnético - norma DIN 16 A	und	2,00	16,39	32,78	20,49	40,98
Disjuntor bipolar termomagnético (220V/127V) - DIN 10 A - 10 KA	und	12,00	29,90	358,80	37,38	448,50
Disjuntor bipolar termomagnético (220V/127V) - DIN 16 A - 10 KA	und	2,00	35,90	71,80	44,88	89,75
Disjuntor unipolar termomagnético (220V/127V) - DIN 10 A - 10 KA	und	2,00	6,90	13,80	8,63	17,25
Disjuntor unipolar termomagnético (220V/127V) - DIN 16 A - 10 KA	und	2,00	9,35	18,70	11,69	23,38
Disjuntor unipolar termomagnético (220V/127V) - DIN 20 A - 10 KA	und	2,00	5,95	11,90	7,44	14,88
Dispositivo de proteção contra surto 175 V - 8 kA	und	32,00	55,44	1.774,08	69,30	2.217,60
Interruptor bipolar DR (fase-fase-In 30 ma) - DIN 25 A	und	2,00	107,50	215,00	134,38	268,75
Interruptor bipolar DR (fase-fase-In 30 ma) - DIN 40 A	und	2,00	95,90	191,80	119,88	239,75
Interruptor bipolar DR (fase-fase-In 30 ma) - DIN 63 A	und	3,00	146,90	440,70	183,63	550,88
Interruptor bipolar DR (fase-fase-In 30 ma) - DIN 80 A	und	1,00	170,90	170,90	213,63	213,63
<b>TOTAL</b>				<b>4.749,42</b>		<b>5.936,81</b>
<b>Eletrocalha tipo C pré galvanizada</b>						
Eletrocalha perfurada tipo C 100 x 100 mm chapa 14, incluso conexões	m	132,65	116,83	15.497,50	146,04	19.371,87
Eletrocalha perfurada tipo C 100 x 50 mm chapa 14, incluso conexões	m	11,70	53,60	627,12	67,00	783,90
Eletrocalha perfurada tipo C 50 x 50 mm chapa 14, incluso conexões	m	148,45	53,60	7.956,92	67,00	9.946,15

Eletrocalha perfurada tipo C 75 x 50 mm chapa 14, incluso conexões	m	69,60	53,60	3.730,56	67,00	4.663,20
Cotovelo Reto 100x100 mm Chapa 18	und	1,00	14,75	14,75	18,44	18,44
Cotovelo Reto 50x50 mm Chapa 18	und	6,00	8,75	52,50	10,94	65,63
Cruzeta (x) horizontal 90° 50x50 mm Chapa 19	und	1,00	21,21	21,21	26,51	26,51
Cruzeta (x) horizontal 90° 75x50 mm Chapa 18	und	5,00	25,01	125,05	31,26	156,31
Curva Horizontal 90° 100x100 mm Chapa 18	und	2,00	14,75	29,50	18,44	36,88
Curva Horizontal 90° 75x50 mm Chapa 18	und	3,00	10,75	32,25	13,44	40,31
Curva Horizontal 90° 100x100 mm Chapa 18	und	2,00	14,75	29,50	18,44	36,88
Redução à esquerda 100x75x50mm Chapa 18	und	1,00	5,90	5,90	7,38	7,38
T horizontal 90° 75x75 mm Chapa 18	und	1,00	12,90	12,90	16,13	16,13
T horizontal 90° 50x50 mm Chapa 18	und	2,00	12,90	25,80	16,13	32,25
T horizontal 90° 75x50 mm Chapa 18	und	2,00	12,90	25,80	16,13	32,25
T reto 90° 100x100 mm Chapa 18	und	17,00	15,90	270,30	19,88	337,88
T reto 90° 50x50 mm Chapa 18	und	15,00	12,90	193,50	16,13	241,88
T reto 90° 75x50 mm Chapa 18	und	42,00	12,90	541,80	16,13	677,25
Terminal 100x100 mm Chapa 18	und	3,00	2,95	8,85	3,69	11,06
Terminal 100x50 mm Chapa 18	und	1,00	2,50	2,50	3,13	3,13
Terminal 50x50 mm Chapa 18	und	2,00	2,00	4,00	2,50	5,00
Terminal 75x50 mm Chapa 18	und	3,00	2,50	7,50	3,13	9,38
Suporte vertical 120x146 mm	und	112,00	5,00	560,00	6,25	700,00
Suporte vertical 70x81 mm	und	130,00	4,00	520,00	5,00	650,00
Suporte vertical 70x96 mm	und	10,00	4,00	40,00	5,00	50,00
Suporte vertical 91x114 mm	und	66,00	4,00	264,00	5,00	330,00
Tala plana perfurada 100 mm	und	416,00	5,50	2.288,00	6,88	2.860,00
Tala plana perfurada 50 mm	und	438,00	4,00	1.752,00	5,00	2.190,00
Tala plana perfurada 75 mm	und	12,00	4,00	48,00	5,00	60,00
<b>TOTAL</b>				<b>34.687,71</b>		<b>43.359,67</b>
<b>Eletrodutos e conexões</b>						
Eletroduto PVC flexível leve 1"	m	46,00	6,85	315,10	8,56	393,88
Eletroduto PVC flexível leve 3/4"	m	2,00	5,94	11,88	7,43	14,85
Eletroduto PVC flexível leve 1/2"	m	16,65	6,30	104,90	7,88	131,12
Eletroduto PVC pesado 1.1/2"	m	54,90	9,60	527,04	12,00	658,80



Eletriduto PVC pesado 2"	m	81,05	12,90	1.045,55	16,13	1.306,93
Eletriduto PVC pesado 3"	m	38,50	14,90	573,65	18,63	717,06
Eletriduto PVC pesado 4"	m	3,00	18,90	56,70	23,63	70,88
Abraçadeira galvanizada tipo cunha 1"	und	298,00	0,50	149,00	0,63	186,25
Abraçadeira galvanizada tipo cunha 3/4"	und	1566,00	0,50	783,00	0,63	978,75
Eletroduto galvanizado rígido leve 1"	m	255,70	27,21	6.957,60	34,01	8.697,00
Eletroduto galvanizado rígido leve 3/4"	m	1334,30	21,79	29.074,40	27,24	36.343,00
Abraçadeira galvanizada tipo cunha 1.1/2"	und	148,00	0,50	74,00	0,63	92,50
Eletroduto galvanizado rígido pesado 1 1/2"	m	111,50	26,30	2.932,45	32,88	3.665,56
<b>TOTAL</b>				<b>42.605,25</b>		<b>53.256,58</b>
<b>Iluminação de emergência</b>						
Bloco autônomo - aclareamento 600 lm 3 h	und	4,00	157,90	631,60	197,38	789,50
Bloco autônomo - aclareamento - autônoma - autonomia 1h 200 lm	und	47,00	66,02	3.102,94	82,53	3.878,68
<b>TOTAL</b>				<b>3.734,54</b>		<b>4.668,18</b>
<b>Eletrodutos e conexões</b>						
Luminária sobrepor LED 20 W	und	38,00	30,00	1.140,00	37,50	1.425,00
Luminária sobrepor LED 32 W	und	38,00	45,70	1.736,60	57,13	2.170,75
Luminária sobrepor LED 40 W	und	138,00	37,90	5.230,20	47,38	6.537,75
Luminária LED externa, alta potência 100 W	und	9,00	64,99	584,91	81,24	731,14
Luminária LED externa, alta potência 200 W	und	7,00	138,99	972,93	173,74	1.216,16
Luminária LED externa, para parede 60 W	und	53,00	29,99	1.589,47	37,49	1.986,84
<b>TOTAL</b>				<b>11.254,11</b>		<b>14.067,64</b>
<b>Material para entrada serviço</b>						
Armação secundária aço laminado 1 estribo com haste	und	3,00	29,93	89,79	37,41	112,24
Cabo cobre nu 25 mm <sup>2</sup>	m	9,00	27,44	82,32	34,30	102,90
Cabo aço galvanizado Nº 14 BWG	und	1,00	27,21	27,21	34,01	34,01
Caixa de inspeção de aterramento 300x300x400 mm	und	3,00	111,98	111,98	139,98	139,98
Cinta de alumínio para poste L=18 mm, C=1,0 mm	und	4,00	5,63	22,52	7,04	28,15
Haste de aterramento cobreada 3/4" x 2,40 m	und	3,00	61,90	185,70	77,38	232,125
Haste para armação secundária 16" x 150"	und	2,00	18,85	37,70	23,56	47,13
Haste para armação secundária 16" x 350"	und	2,00	18,85	37,70	23,56	47,13
Isolador roldana 600 V	und	3,00	5,63	16,89	7,04	21,11
Poste de tubo galvanizado D=76 mm, L = 4,5 m	und	1,00	1.103,83	1.103,83	1.379,79	1.379,79

Tampão poste de aço 2 1/2"	und	1,00	9,58	9,58	11,98	11,98
Terminal de aterramento haste-cabo	und	3,00	2,89	5,78	3,61	7,23
<b>TOTAL</b>				<b>1.607,20</b>		<b>2.009,03</b>
<b>Quadros</b>						
Unidade consumidora individual - embutir. CM-3 LVP - Caixa para medidor polifásico, disjuntor e TCs - medição indireta - 47,1 à 75 KW	und	1,00	213,42	213,42	266,78	266,78
Quadro distrib. Chapa pintada - sobrepor, barr. Trif., disj. Geral, capacidade 4 disjuntores unip.	und	1,00	24,00	24,00	30,00	30,00
Quadro distrib. Chapa pintada - sobrepor, barr. Trif. Disj. Geral, compacto - DIN, capacidade 30 disjuntores unip. - In barr. 100 A	und	7,00	371,87	2.603,09	464,84	3.253,86
<b>TOTAL</b>				<b>2.840,51</b>		<b>3.550,64</b>
<b>Ar condicionado</b>						
Fornecimento e instalação tipo Air Split 12.000 Btu, 220 V, inverter	und	7,00	1.780,10	12.460,70	2.225,13	15.575,88
Fornecimento e instalação tipo Air Split 16.000 Btu, 220 V, inverter	und	4,00	3.607,90	14.431,60	4.509,88	18.039,50
Fornecimento e instalação tipo Air Split 18.000 Btu, 220 V, inverter	und	2,00	3.607,90	7.215,80	4.509,88	9.019,75
				<b>34.108,10</b>	Total	<b>42.635,13</b>
<b>VALOR TOTAL</b>	-	-	<b>S/ BDI</b>	<b>228.572,84</b>	<b>C/ BDI</b>	<b>285.701,56</b>

### Observações:

**Descrição:** Nome do item de acordo com a planilha referência

**Unid.** Unidade de medida de cada item

**Preço (R\$) Sem BDI Unitário:** Preço Unitário para cada item da planilha

**Data-base:** mês/ano a que se referem os preços unitários: Julho 17/Dez 17

**Planilha de Referência:** SETOP, SINAPI e mercado;

**BDI (%):** Valor total da composição do BDI em 25 %.

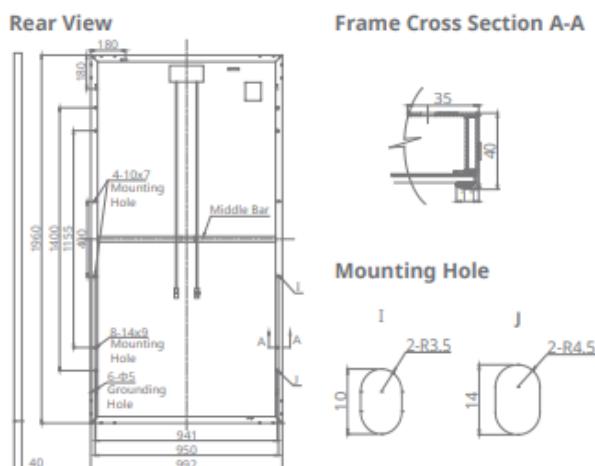
**Data:** data de elaboração do orçamento: 15/05/2018

**Somatória Grandes Itens:** Efetuar a soma dos subitens que compõem cada grande item da planilha orçamentária

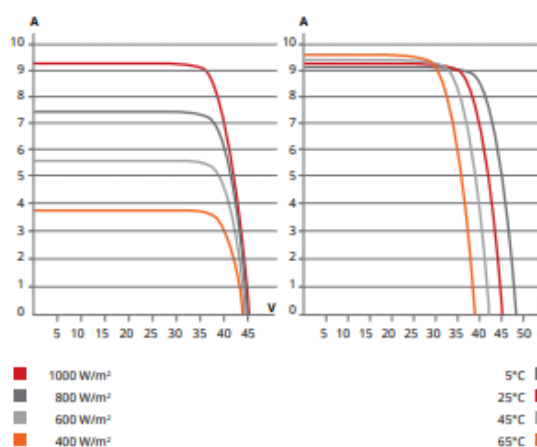
## ANEXO IV

## Anexo IV – Folha de especificações do painel fotovoltaico Canadian Solar CS6U-330P

## ENGINEERING DRAWING (mm)



## CS6U-320P / I-V CURVES



## ELECTRICAL DATA | STC\*

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

\* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m<sup>2</sup>, spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

## MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline, 6 inch
Cell Arrangement	72 (6×12)
Dimensions	1960 × 992 × 40 mm (77.2 × 39.1 × 1.57 in)
Weight	22.4 kg (49.4 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame Material	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP67, 3 diodes
Cable	4 mm <sup>2</sup> (IEC) or 4 mm <sup>2</sup> & 12 AWG 1000V (UL), 1160 mm (45.7 in)
Connector	T4 series or PV2 series
Per Pallet	26 pieces, 635 kg (1400 lbs)
Per container (40' HQ)	624 pieces

## ELECTRICAL DATA | NOCT\*

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

\* Under Nominal Operating Cell Temperature (NOCT), irradiance of 800 W/m<sup>2</sup>, spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

## TEMPERATURE CHARACTERISTICS

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

## ANEXO V

## Anexo V - Folha de especificações do Inversor PVI – 10.0-TL-OUTD

Type code	PVI-10.0-TL-OUTD	PVI-12.5-TL-OUTD
<b>Input side</b>		
Absolute maximum DC input voltage ( $V_{max,abs}$ )	900 V	
Start-up DC input voltage ( $V_{start}$ )	360 V (adj. 250...500 V)	
Operating DC input voltage range ( $V_{dmin}...V_{dmax}$ )	0.7 x $V_{start}...850$ V (min 200 V)	
Rated DC input voltage ( $V_{dcr}$ )	580 V	
Rated DC input power ( $P_{dcr}$ )	10300 W	12800 W
Number of independent MPPT	2	
Maximum DC input power for each MPPT ( $P_{MPPTmax}$ )	6500 W	8000 W
DC input voltage range with parallel configuration of MPPT at $P_{dcr}$	300...750 V	360...750 V
DC power limitation with parallel configuration of MPPT	Linear derating from max to null [750 V ≤ $V_{MPPT}$ ≤ 850 V]	
DC power limitation for each MPPT with independent configuration of MPPT at $P_{dcr}$ , max unbalance example	6500 W [380 V ≤ $V_{MPPT}$ ≤ 750 V] the other channel: $P_{dcr}$ -6500 W [225 V ≤ $V_{MPPT}$ ≤ 750 V]	8000 W [445 V ≤ $V_{MPPT}$ ≤ 750 V] the other channel: $P_{dcr}$ -8000 W [270 V ≤ $V_{MPPT}$ ≤ 750 V]
Maximum DC input current ( $I_{dcr,max}$ ) / for each MPPT ( $I_{MPPTmax}$ )	34.0 A / 17.0 A	36.0 A / 18.0 A
Maximum input short circuit current for each MPPT	22.0 A	
Number of DC input pairs for each MPPT	2	
DC connection type	PV quick fit connector <sup>3)</sup>	
<b>Input protection</b>		
Reverse polarity protection	Inverter protection only, from limited current source	
Input over voltage protection for each MPPT - varistor	Yes	
Photovoltaic array isolation control	According to local standard	
DC switch rating for each MPPT (version with DC switch)	25 A / 1000 V	
Fuse rating (versions with fuses)	15 A / 1000 V	
<b>Output side</b>		
AC grid connection type	Three-phase 3W+PE or 4W+PE	
Rated AC power ( $P_{acr}@cos\phi=1$ )	10000 W	12500 W
Maximum AC output power ( $P_{acmax}@cos\phi=1$ )	11000 W <sup>4)</sup>	13800 W <sup>5)</sup>
Maximum apparent power ( $S_{max}$ )	11500 VA	13800 VA
Rated AC grid voltage ( $V_{acr}$ )	400 V	
AC voltage range	320...480 V <sup>4)</sup>	
Maximum AC output current ( $I_{acr,max}$ )	16.6 A	20.0 A
Contributory fault current	19.0 A	22.0 A
Rated output frequency ( $f_r$ )	50 Hz / 60 Hz	
Output frequency range ( $f_{min}...f_{max}$ )	47...53 Hz / 57...63 Hz <sup>2)</sup>	
Nominal power factor and adjustable range	> 0.995, adj. ± 0.9 with $P_{acr}=10.0$ kW, ± 0.8 with max 11.5 kVA	> 0.995, adj. ± 0.9 with $P_{acr}=12.5$ kW, ± 0.8 with max 13.8 kVA
Total current harmonic distortion	< 2%	
AC connection type	Screw terminal block, cable gland M40	
<b>Output protection</b>		
Anti-islanding protection	According to local standard	
Maximum external AC overcurrent protection	25.0 A	
Output overvoltage protection - varistor	3 plus gas arrester	
<b>Operating performance</b>		
Maximum efficiency ( $\eta_{max}$ )	97.8%	
Weighted efficiency (EURO/CEC)	97.1% / -	97.2% / -
Feed in power threshold	30.0 W	
Night consumption	< 1.0 W	

ANEXO VI

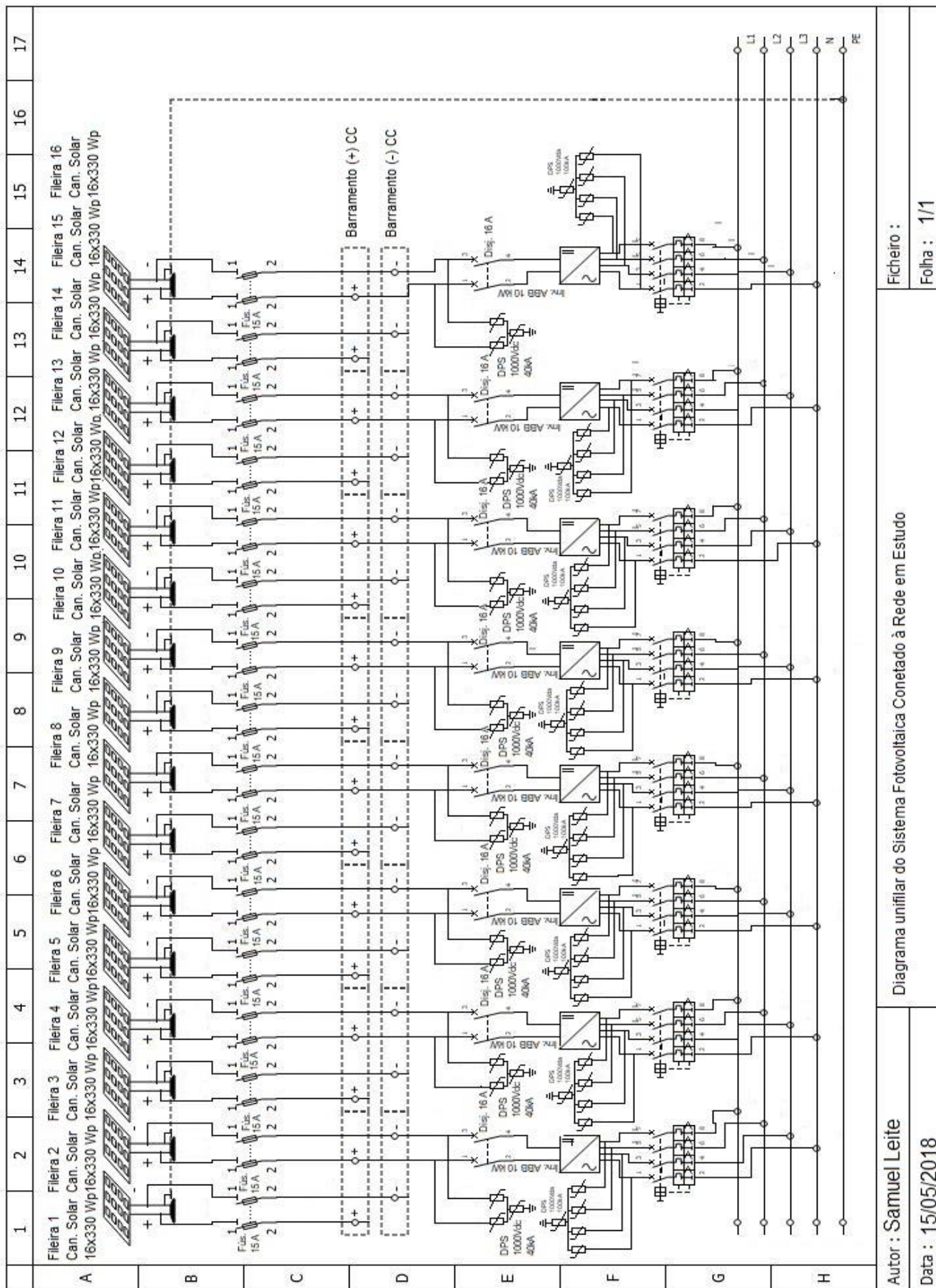


Diagrama unifilar do Sistema Fotovoltaica Conetado à Rede em Estudo

Autor : Samuel Leite

Data : 15/05/2018

Ficheiro :

Folha : 1/1

**ANEXO VII**

**Anexo VII – Projeto Elétrico do Novo Centro Operacional da Prefeitura  
Municipal de Formiga**