

**UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
ESPECIALIZAÇÃO EM ENERGIAS RENOVÁVEIS**

MARCELO COLODEL

**ESTUDO DA IMPLANTAÇÃO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO EM
UM CONDOMÍNIO RESIDENCIAL DE GRANDE PORTE NA CIDADE
DE CURITIBA-PR**

MONOGRAFIA DE ESPECIALIZAÇÃO

**CURITIBA
2018**

MARCELO COLODEL

**ESTUDO DA IMPLANTAÇÃO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO EM
UM CONDOMÍNIO RESIDENCIAL DE GRANDE PORTE NA CIDADE
DE CURITIBA-PR**

Monografia apresentada ao Departamento Acadêmico de Eletrotécnica, da Universidade Tecnológica Federal do Paraná, como requisito parcial para obtenção do título de Especialista em Energias Renováveis.

Orientador: Prof^o. Jair Urbanetz Junior, Dr. Eng.

CURITIBA
2018

TERMO DE APROVAÇÃO

MARCELO COLODEL

ESTUDO DA IMPLANTAÇÃO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO EM UM CONDOMÍNIO RESIDENCIAL DE GRANDE PORTE NA CIDADE DE CURITIBA-PR

Esta Monografia de Especialização foi apresentada no dia 30 de outubro de 2018, como requisito parcial para obtenção do título de Especialista em Energia Renováveis – Departamento Acadêmico de Eletrotécnica – Universidade Tecnológica Federal do Paraná. O aluno foi arguido pela Banca Examinadora composta pelos professores abaixo assinados. Após deliberação, a Banca Examinadora considerou o trabalho aprovado.

Prof. Dr. Jair Urbanetz Junior
Coordenador de Curso de Especialização em Energias Renováveis

Prof. Me. Romildo Alves dos Prazeres
Chefe do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Jair Urbanetz Junior
Orientador – UTFPR

Prof. Dr. Gerson Máximo Tiepolo
UTFPR

Prof. Esp. Carlos Henrique Karam Salata
UTFPR

O Termo de Aprovação assinado encontra-se na Coordenação do Curso

Dedico este trabalho em memória de meu pai, Osvaldo Colodel, falecido em 28 abril de 2017, pelo exemplo de conduta e integridade, e que me incentivou sempre aos estudos como prioridade para o crescimento profissional e pessoal.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, pelas oportunidades que me concedeu e a sabedoria para utilizá-la. Agradeço também a todas as pessoas que estiveram ao meu lado durante toda a realização deste trabalho, aos amigos que fiz no decorrer do curso, que de alguma forma contribuíram direta e indiretamente para que eu pudesse concluí-lo. Agradeço em especial a minha família, por sempre incentivarem o meu estudo e apoio para que encerrasse mais esta etapa na minha vida.

A conclusão deste trabalho foi produto de um grande esforço de elaboração e pesquisa. Em todo o tempo foi importante contar com o apoio do professor orientador, Dr. Jair Urbanetz Junior, que declaro o meu sincero obrigado pelos aprendizados, discussões e contribuições para que eu pudesse finalizá-lo da melhor forma possível.

RESUMO

COLODEL, Marcelo; **Estudo da implantação de um sistema fotovoltaico em um condomínio residencial de grande porte na cidade de Curitiba-PR**: 2018 p. 93 Monografia de Especialização em Energias Renováveis - Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2018.

O uso de fontes alternativas para a geração de energia elétrica tem crescido muito nos últimos anos em diversos países. No Brasil, com a disseminação da tecnologia fotovoltaica, muitas residências, ambientes comerciais, e até mesmo indústrias, tem empregado a produção de energia solar como um sistema de cogeração, formando uma rede de geração distribuída crescente a cada ano, com o objetivo de reduzir custos com energia elétrica, e promovendo um ambiente sustentável. Diante deste cenário, o correto dimensionamento de um sistema fotovoltaico é de extrema importância para a melhor produtividade e eficiência na geração solar, garantindo assim o melhor aproveitamento deste recurso, e otimizando a produção de energia elétrica. Este trabalho apresenta os critérios para a elaboração de um sistema fotovoltaico conectado à rede (SFVCR) em um condomínio de grande porte localizado na cidade de Curitiba, estado do Paraná. Como resultado deste estudo, foi delimitada a área necessária para implantação do SFVCR para suprir a necessidade de energia elétrica das áreas comuns do condomínio, como também o completo dimensionamento deste sistema, e com isto a perspectiva de economia anual esperada com a geração de energia apresentada nos cálculos desenvolvidos neste trabalho.

Palavras-chave: Sistema fotovoltaico; Energia Solar; Dimensionamento de Sistema Fotovoltaico.

ABSTRACT

COLODEL, Marcelo; **Study of the implantation of a photovoltaic system in a large residential condominium in the city of Curitiba-PR**: 2018, 93 pg. Renewable Energy Degree Specialization - Federal Technology University of Paraná. Curitiba, 2018.

The use of alternative sources of energy for the generation of electric power has expanded a lot of in the last years in many countries. In Brazil, with the dissemination of photovoltaic technology in residential areas, commercial buildings and industries, the distributed generation has increased over the years, promoting the reduction of costs with electricity and a sustainable environment. However, the correct sizing of a photovoltaic system is important for the best performance and efficiency in the generation of solar energy, making the best use of this resource and optimizing the production of electric energy. This study presents the phases for the implantation of a grid-connected photovoltaic system in a large condominium located in the city of Curitiba, state of Paraná, with the main objective of supplying the electric power needs of the common areas of the condominium. Also presented the criteria for the sizing of a grid-connected photovoltaic system, and the expected results with the application of this system.

Key words: Photovoltaic Solar System, Solar Energy, Sizing Photovoltaic System.

GRÁFICOS

Gráfico 1 – Consumo total de energia elétrica no Brasil (1970-2015) e previsão de demanda para 2020-2050.	28
--	----

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Histórico de reajustes tarifários de energia no Paraná pela Copel.....	23
Quadro 2 – Os dez maiores países com adições de potência instalada em sistemas fotovoltaicos para o ano de 2017 e os dez maiores países em capacidade instalada totais de sistemas fotovoltaicos em 2017.....	27
Quadro 3 – Capacidade instalada no Brasil em MW (megawatt). Não inclui geração distribuída.....	29
Quadro 4 – Capacidade instalada no Brasil em MW (megawatt) de geração distribuída.....	29
Quadro 5 – Áreas ocupadas por módulos de diferentes tecnologias.....	36
Quadro 6 – Especificações técnicas do módulo fotovoltaico.....	53
Quadro 7 – Valores de irradiação lançados no <i>software</i> Radasol.....	60
Quadro 8 – Histórico de consumo torre 1.....	66
Quadro 9 – Histórico de consumo torre 2.....	67
Quadro 10 – Histórico de consumo torre 3.....	67
Quadro 11 – Histórico de consumo torre 4.....	68
Quadro 12 – Histórico de consumo torre 5.....	68
Quadro 13 – Histórico de consumo torre 6.....	69
Quadro 14 – Histórico de consumo torre 7.....	69
Quadro 15 – Histórico de consumo torre 8.....	70
Quadro 16 – Histórico de consumo área comum geral.....	70
Quadro 17 – Regra geral para conexão de acessantes de geração em relação com a potência instalada da unidade geradora.....	71
Quadro 18 – Tarifa de energia vigente para o grupo B Convencional.....	73
Quadro 19 – Tarifa de energia vigente para o grupo B Branca.....	73
Quadro 20 – Tarifa de energia vigente para o grupo A4 horo-sazonal Verde.....	74
Quadro 21 – Tarifa de energia vigente para o grupo A4 horo-sazonal Azul.....	74
Quadro 22 – Resumo do histórico de consumo anual.....	77
Quadro 23 – Quadro conversão de necessidade de geração de energia para suprir consumo em horário de ponta.....	78
Quadro 24 – Irradiação média entre os dois posicionamento de módulos fotovoltaicos.....	79
Quadro 25 – Comparativo de custo anual por modalidade tarifária.....	81

Quadro 26 – Comparação de características de inversores para SFVCR.	82
Quadro 27 – Características técnicas do inversor PHB14K-DT.	83
Quadro 28 – Cálculo dos condutores para os inversores 1 e 2.	87
Quadro 29 – Cálculo dos condutores para os inversores 3 e 4.	88
Quadro 30 – Cálculo dos condutores para os inversores 5 e 6.	88
Quadro 31 – Cálculo dos condutores para os inversores 7.	88
Quadro 32 – Cálculo dos condutores para os inversores 8.	89
Quadro 33 – Cálculo dos condutores para os inversores 9 e 10.	89
Quadro 34 – Proteções mínimas para geradores fotovoltaicos na rede de 13,8 kV com inversor.	90

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Geração elétrica no Brasil (GWh).....	18
Figura 2 – Matriz elétrica brasileira	19
Figura 3 – Componentes da radiação solar	32
Figura 4 – Perfil da irradiância solar ao longo de um dia	33
Figura 5 – Mapa de irradiação solar global horizontal (média anual)	34
Figura 6 – Mapa de irradiação solar total no plano inclinado na latitude (média anual).	35
Figura 7 – Módulo fotovoltaico de silício monocristalino (m-Si).....	37
Figura 8 – Módulo fotovoltaico de silício policristalino (p-Si).	38
Figura 9 – Células de silício amorfo.	39
Figura 10 – Exemplos de aplicação de módulos GIGS	40
Figura 11 – Módulo fotovoltaico de telureto de cádmio (CdTe).	41
Figura 12 – Módulo fotovoltaico de silício híbrido.....	42
Figura 13 – Efeito da inclinação do módulo fotovoltaico na captação de energia	43
Figura 14 – Representação do ângulo azimutal e demais ângulos notáveis em solarimetria.....	44
Figura 15 – SFVCR: (a) com a utilização de um medidor bidirecional, (b) com a utilização de dois medidores unidirecionais.	47
Figura 16 – Localização do condomínio residencial Village Paraná.....	49
Figura 17 – Delimitação do edifício garagem.	50
Figura 18 – Visão panorâmica do edifício garagem.	51
Figura 19 – Perspectiva de estrutura para cobertura das vagas.	52
Figura 20 – Dimensões do módulo fotovoltaico <i>Canadian</i> CS6U-330P.	53
Figura 21 – Perspectiva de estrutura para cobertura das vagas.	54
Figura 22 – Demonstração de orientação sem desvio azimutal.	55
Figura 23 – Desvio azimutal para os módulos com inclinação para o leste.	55
Figura 24 – Desvio azimutal para os módulos com inclinação para o oeste.	56
Figura 25 – Perspectiva de estrutura para cobertura das vagas.	57
Figura 26 – Valores de irradiação lançados no <i>software</i> Radiasol.....	57
Figura 27 – Unidades e modelo de radiação difusa configurados.....	58
Figura 28 – Desvio azimutal leste 112° com inclinação 10°.	59
Figura 29 – Desvio azimutal oeste 68° com inclinação 10°.	59

Figura 30 – Dimensionamento de área para a implantação dos módulos fotovoltaicos.	61
Figura 31 – Detalhe cobertura sobre as vagas (representação sem escala).	62
Figura 32 – Detalhe de vista em corte representando a disposição da inclinação das coberturas das vagas com os respectivos módulos fotovoltaicos.	62
Figura 33 – Disposição da quantidade de módulos fotovoltaicos para instalação.....	63
Figura 34 – Vista área da disposição dos módulos fotovoltaicos.	64
Figura 35 – Curvas I-V, com indicação da tensão média mínima de operação de cada módulo de uma <i>string</i>	85
Figura 36 – Posicionamento dos módulos fotovoltaicos em relação ao respectivo inversor	87
Figura 37 – Acesso de minigeração fotovoltaica com uso de inversor para potência de geração até 300 kW..	91

LISTA DE SIGLAS

A	Ampère
AT	Alta Tensão
a-Si	Silício Amorfo
BT	Baixa Tensão
BTI	Baixa Tensão Indireta
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CdTe	Telureto de Cádmio
CIGS	Disseleneto de Cobre, Gálio e Índio
DIOE	Diário de Imprensa Oficial do Estado do Paraná
EPP	Eficiência Energética nos Prédios Públicos
EPR	Etileno Propileno
FP	Fator de Potência
GD	Geração distribuída
h	Hora
HS	Horo-sazonal
Hz	Hertz
ICMS	Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços
kW	Quilowatt
kWh	Quilowatt-hora
kWp	Quilowatt pico
kV	Quilovolt
kVA	Quilovolt-Ampère
MT	Média Tensão
MW	Megawatt
MWh	Megawatt-hora
NTC	Norma Técnica Copel
PEE e P&D	Programa de Eficiência Energética e Pesquisa e Desenvolvimento
p-Si	Silício Policristalino
QGBT	Quadro Geral de Baixa Tensão
R\$	Reais
SFVCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede

STC	<i>Standard Test Conditions</i> (Condições Padrão de Teste)
TWh	Terawatt-hora
V	Volt
W	Watt
Wp	Watt pico

LISTA DE ACRÔNIMOS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BEN	Balanço Energético Nacional
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
COPEL	Companhia Paranaense de Energia
IEA	<i>International Energy Agency</i>
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
MME	Ministério de Minas e Energia
PIS	Programa de Integração Social
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	18
1.1	TEMA	21
1.1.1	Delimitação do tema.....	21
1.2	PROBLEMAS E PREMISSAS.....	21
1.3	OBJETIVOS	22
1.3.1	Objetivo geral	22
1.3.2	Objetivos específicos	22
1.4	JUSTIFICATIVA	23
1.5	PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS.....	24
1.6	ESTRUTURA DO TRABALHO.....	25
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	26
2.1	ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA	26
2.1.1	Capacidade instalada global	26
2.1.2	Capacidade instalada no Brasil.....	27
2.1.3	Potencial solar do Brasil.....	30
2.1.4	Radiação solar	31
2.1.5	Irradiância solar.....	32
2.1.6	Irradiação solar.....	33
2.2	CÉLULA FOTOVOLTAICA.....	35
2.2.1	Silício cristalino.....	37
2.2.1.1	Silício monocristalino (m-Si)	37
2.2.1.2	Silício policristalino (p-Si)	38
2.2.2	Filmes finos	38
2.2.2.2	Silício amorfo (a-Si).....	39
2.2.2.3	Disseleneto de cobre, índio e gálio (CIGS)	39
2.2.2.4	Telureto de cádmio (CdTe)	40
2.2.3	Células híbridas.....	41
2.3	ORIENTAÇÃO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	42
2.3.1	Ângulo de inclinação dos módulos.....	42
2.3.2	Desvio azimutal.....	43
2.4	INVERSOR	45

2.5	TAXA DE DESEMPENHO OU <i>PERFORMANCE RATIO</i>	45
2.6	SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE (SFVCR)	46
3	PROJETO DE IMPLANTAÇÃO DO SFVCR	48
3.1	ANÁLISE INICIAL.....	48
3.1	LOCALIZAÇÃO DO IMÓVEL	48
3.2	LOCALIZAÇÃO DE IMPLANTAÇÃO DO SFVCR	49
3.3	MODELO DE COBERTURA A SER UTILIZADA	50
3.4	MODELO DE MÓDULO FOTOVOLTAICO A SER UTILIZADO.....	52
3.5	LEVANTAMENTO DO RECURSO SOLAR DISPONÍVEL	54
3.6	QUANTIDADE DE MÓDULOS POSSÍVEIS PARA INSTALAÇÃO	60
3.7	ENERGIA GERADA PELOS MÓDULOS	64
3.8	CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA DO CONDOMÍNIO	66
3.9	CONDIÇÕES DE ACESSO COM A CONCESSIONÁRIA LOCAL	71
3.10	TARIFAS DE ENERGIA	72
3.11	INTRODUÇÃO DO ESTUDO DE CASO.....	75
3.12	ANÁLISE DO ESTUDO DE CASO.....	76
3.13	PROPOSTA DE PROJETO DO SFVCR.....	79
3.14	COMPARATIVO DE MODALIDADES TARIFÁRIAS.....	80
3.15	DIMENSIONAMENTO DOS INVERSORES	82
3.16	DIMENSIONAMENTO DAS SÉRIES (<i>STRINGS</i>).....	84
3.17	DIMENSIONAMENTO DE CONDUTORES CC	86
3.18	ACESSO A CONCESSIONÁRIA LOCAL.....	89
4	CONSIDERAÇÕES FINAIS	92
	REFERÊNCIAS.....	93

1 INTRODUÇÃO

A necessidade pela utilização da energia elétrica vem aumentando mundialmente a cada ano, seja pelo crescimento da indústria, ou pelo crescimento populacional com a expansão das cidades, o que ocasiona um maior consumo e demanda por geração de energia elétrica.

A energia solar fotovoltaica, percentualmente é a que tem apresentado o segundo maior crescimento em relação à geração de energia elétrica no Brasil, isto quando realizada a comparação do que foi gerado no ano 2015 com o ano de 2016, como mostra a Figura 1.

Fonte	2015	2016	Δ 16/15
Hidrelétrica	359.743	380.911	5,9%
Gás Natural	79.490	56.485	-28,9%
Biomassa ¹	47.394	49.236	3,9%
Derivados do Petróleo ²	25.657	12.103	-52,8%
Nuclear	14.734	15.864	7,7%
Carvão Vapor	18.856	17.001	-9,8%
Eólica	21.626	33.489	54,9%
Solar Fotovoltaica	59	85	44,7%
Outras ⁴	13.669	13.723	0,4%
Geração Total	581.228	578.898	-0,4%

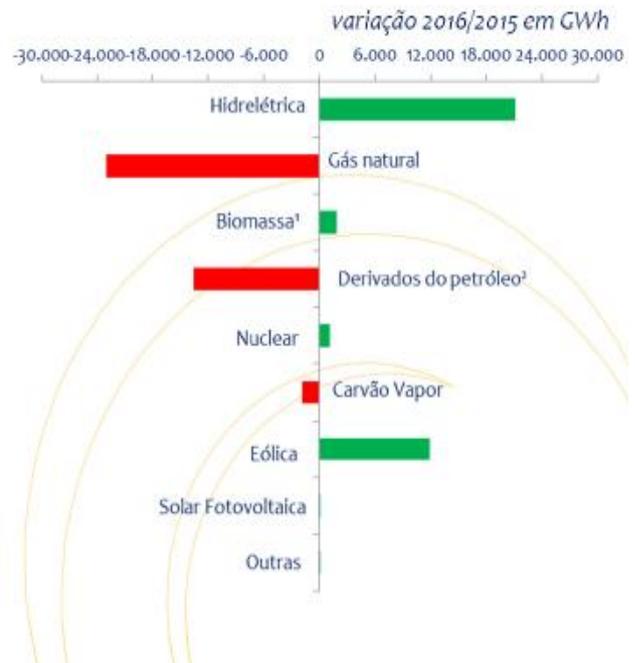


Figura 1 – Geração elétrica no Brasil (GWh).

Fonte: EPE, 2017.

O Brasil é destaque mundial no uso de fontes de energias limpas na sua matriz energética, com a maior parte oriunda de potenciais hidráulicos, como pode ser observado na Figura 2. Mesmo assim, com o maior aproveitamento energético desta fonte, acaba acarretando altos investimentos em linhas de transmissão de grandes extensões, visto que potenciais hidráulicos a serem explorados, se encontram cada vez mais distantes dos centros de cargas e grandes cidades.



Figura 2 – Matriz elétrica brasileira.

Fonte: EPE, 2017.

Entretanto, as variações climáticas e de precipitações, acabam gerando mudanças na disponibilidade de geração de energia elétrica por hidrelétricas, ocasionando o acionamento de fontes não renováveis, como termoelétricas para suprir a demanda por energia elétrica.

Dentro deste contexto, fontes como a energia solar merecem amplo destaque e relevância para o equilíbrio do Sistema Interligado Nacional (SIN), pois além de otimizarem o uso na energia elétrica, com a geração próxima ao centro de carga, acabam evitando o investimento em construção de linhas de transmissão da rede básica.

De acordo com a ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica - (2018), a geração de energia pelos próprios consumidores tornou-se possível através da Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, que estabelece condições para acesso de micro e minigeração ao sistema de energia de distribuição, criando sistema de compensação de energia elétrica, permitindo que o consumidor instale pequenos geradores em sua unidade consumidora e também troque energia com a distribuidora local.

Ainda segundo a ANEEL (2018), classifica-se como microgeração distribuída a central geradora com potência instalada de até 75 kW, e minigeração distribuída a instalação com potência acima de 75 kW e menor ou igual a 5 MW, ambas para geração de energia fotovoltaica com conexão à rede de distribuição.

Recentemente, no dia 13 de julho de 2018 foi publicado pelo Departamento de Imprensa Oficial do Estado do Paraná (DIOE), a lei nº 19.595/2018, que trata da isenção da cobrança de ICMS pelo excedente da geração fotovoltaica de micro e minigeradores de energia fotovoltaica com carga instalada de até 1 MW pelo período de 48 meses (DIOE, 2018).

Este fato, contribui para o incentivo da instalação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFVCR), visto que faz com que ocorra uma antecipação do prazo para retorno do investimento para a implantação do sistema.

No caso de condomínios (empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras), com a instalação de um sistema fotovoltaico para a geração de energia elétrica, a utilização deste pode atender tanto as áreas comuns, quanto as unidades consumidoras dos moradores, criando uma espécie de cooperativa ou consorciados, conforme previsto na REN (Resolução Normativa) 687/2015, que entrou em vigor a partir do dia 1 de março de 2016 (Pereira *et al.*, 2017).

Conforme a Lei nº 9.991 de 24 de julho de 2000, as empresas concessionárias ou permissionárias de distribuição de energia elétrica, devem aplicar um percentual mínimo da receita operacional líquida (ROL) em programas de eficiência energética. Atualmente, este percentual possui o valor de 0,5%, tanto para pesquisa e desenvolvimento como para programas de eficiência energética na oferta e para o uso final da energia, e é válido até 2022, sendo assim estabelecido pela Lei nº 13.203 de 8 de dezembro de 2015 (CAMARA DOS DEPUTADOS, 2018).

Portanto, através do Programa de Eficiência Energética (PEE), a ANEEL define critérios de seleção para chamadas públicas de projetos a serem patrocinados pelas distribuidoras de energia, inclusive para a implantação de fontes incentivadas de geração, como se enquadra a energia fotovoltaica (ANEEL, 2018).

Diante deste cenário, de prospecção ao incentivo de geração através de fontes renováveis de energia, e pelo crescente e constante aumento da necessidade em se gerar mais energia elétrica para suprir o consumo, uma instalação que possua um sistema fotovoltaico conectado à rede (SFVCR), torna-se cada vez mais viável para qualquer imóvel, seja pelo lado da economia financeira, com a redução de custos com compra de energia, quanto pela questão da sustentabilidade, com o aproveitamento de um recurso disponível e acessível ao uso sem agredir ao meio ambiente.

1.1 TEMA

O tema deste estudo está relacionado com a geração de energia elétrica a partir da energia solar gerada com a implantação de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFVCR), com o objetivo de se obter redução com o custo mensal destinado ao pagamento de energia elétrica.

1.1.1 Delimitação do tema

O estudo consiste em verificar a melhor área do condomínio para a implantação dos painéis fotovoltaicos, assim como o posicionamento destes para que se possa ter o melhor aproveitamento em geração de energia elétrica. Este trabalho visa somente apresentar os ganhos com geração de energia, não apresentando a análise financeira de custo e retorno do investimento.

O estudo proposto será realizado em um condomínio de grande porte, localizado na cidade de Curitiba, capital do estado do Paraná.

1.2 PROBLEMAS E PREMISSAS

O condomínio a ser estudado paga um alto valor pela energia elétrica considerando apenas as áreas de uso comum, grande parte deste consumo proveniente da utilização de 18 elevadores distribuídos em 8 torres residenciais e um edifício garagem.

Diante deste problema, desenvolveu-se um estudo para a implantação de uma fonte renovável de energia, com base no retorno da economia financeira para os moradores e contribuindo para o sistema de distribuição de energia para a concessionária local.

Para tal procedimento, é necessário o conhecimento estimado dos valores de irradiação do local, assim como prever o melhor local para instalação do SFVCR, e também realizar os devidos cálculos e ajustes do posicionamento.

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 Objetivo geral

Elaborar em um condomínio residencial com 657 apartamentos, localizado na cidade de Curitiba, capital do Estado do Paraná, um estudo de viabilidade técnica da implantação de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica (SFVCR) de distribuição.

1.3.2 Objetivos específicos

- Buscar referencial teórico relacionado a energia solar fotovoltaica;
- Efetuar comparativos de condições para implantação do sistema solar fotovoltaico;
- Dimensionar o potencial de irradiação solar, conforme a área disponível e definida no estudo;
- Analisar a melhor condição para implantação do sistema SFVCR (desvio azimutal, inclinação dos módulos fotovoltaicos);
- Projetar o sistema SFVCR;
- Definir e especificar os equipamentos e materiais a serem utilizados no projeto;
- Fazer a comparação da implantação do sistema SFVCR projetado para atendimento apenas da área comum, ou realizar um projeto de aproveitamento completo da área existente, caso exista possibilidade técnica.

1.4 JUSTIFICATIVA

A implantação de um sistema fotovoltaico projetado de acordo com o melhor aproveitamento para a geração de energia solar, impacta positivamente na redução do custo com a compra de energia elétrica junto com a concessionária local.

Um dos aspectos importantes para justificar a necessidade e implantação de um sistema como esse, é quando se faz a análise do histórico de correções tarifárias, apresentado na maioria dos anos uma elevação do custo da energia elétrica, sendo a última alteração elevando em 15,99% de aumento médio observado entre as modalidades tarifárias existentes, como mostra o Quadro 1.

Ano	Reajuste médio da tarifa de energia elétrica no Paraná pela Copel (%)
2010	2,46
2011	2,99
2012	-0,65
2013	-9,73
2014	24,86
2015	52,11
2016	-12,87
2017	5,85
2018	15,99

Quadro 1 - Histórico de reajustes tarifários de energia no Paraná pela Copel

Fonte: Copel, 2018.

Outra vantagem na implantação de um SFVCR, é que praticamente não existe custos de operação, uma baixa taxa de manutenção, tornando-se uma tecnologia atraente por ser limpa e sustentável.

Um fator importante também a ser considerado, é a vida útil dos módulos fotovoltaicos estar estimada em torno de 30 anos, sendo que grande parte dos fabricantes fornece uma garantia de 25 anos para estes equipamentos (PORTAL SOLAR, 2018).

1.5 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

Inicialmente serão estudados referenciais teóricos a respeito da legislação vigente para a implantação de um SFVCR para a geração de energia. Serão adotados como fontes de pesquisa os manuais de fabricantes, livros específicos e artigos relacionados ao tema abordado.

Posteriormente realizar-se-á um levantamento das tecnologias e tipos de módulos fotovoltaicos que podem ser implantados, bem como modelos de inversores existentes do mercado, especificando o que vai ser utilizado no projeto.

Em seguida será realizado o projeto de um SFVCR, realizando o dimensionamento e cálculos necessários para o melhor aproveitamento da área disponível para instalação. Diante disto, fica evidente a necessidade de um amplo conhecimento para determinar a melhor posição para instalar os módulos, a definição da quantidade de inversores a serem utilizados, como também a viabilidade do projeto para suprir a necessidade de energia elétrica a ser aproveitada.

Para a definição destes dados, torna-se indispensável o levantamento de carga da área comum do condomínio para um estudo inicial, como também a estimativa média de carga total do condomínio, verificada pelo levantamento do histórico de consumo das unidades consumidoras das áreas comuns.

Após isto, será apresentado um comparativo com os cálculos de capacidade de geração de energia elétrica através do SFVCR, tanto para suprir a necessidade das áreas comuns, quanto para a instalação completa da área disponível por módulos fotovoltaicos, realizando uma previsão futura de quanto pode ser rateado do excedente de geração para as unidades consumidores dos moradores, caso seja possível.

E por fim, será apresentada a conclusão do trabalho, demonstrando os pontos de vista e a viabilidade das propostas sugeridas.

1.6 ESTRUTURA DO TRABALHO

O trabalho será composto por 04 capítulos, como segue abaixo com suas respectivas descrições:

- **Capítulo 1 – INTRODUÇÃO:** apresenta o tema do trabalho, o problema de pesquisa, os objetivos, as justificativas para elaboração do projeto e os procedimentos metodológicos.
- **Capítulo 2 – FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA:** este capítulo dá uma breve explicação sobre os temas abordados, como conceitos, tecnologias de equipamentos, materiais e critérios para instalação de um SFVCR.
- **Capítulo 3 – PROJETO SFVCR:** este capítulo contempla o estudo sobre a implantação de um SFVCR, com a demarcação da área prevista para utilização, condições técnicas para instalação, dimensionamento, cálculos, e especificação dos equipamentos.
- **Capítulo 4 – CONSIDERAÇÕES FINAIS.**

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

Segundo Villalva (2015, p. 21) “a energia do sol pode ser utilizada através do efeito fotovoltaico para produzir eletricidade, convergindo a energia do sol em energia elétrica”.

Segundo Pinho e Galdino (2014, p. 50) “a energia solar fotovoltaica é a energia obtida através da conversão direta da luz em eletricidade (Efeito Fotovoltaico), sendo a célula fotovoltaica, um dispositivo fabricado com material semicondutor, a unidade fundamental desse processo de conversão”.

2.1.1 Capacidade instalada global

Até o ano de 2012, o maior mercado em potência instalada de sistemas fotovoltaicos era a Alemanha, seguida da Itália, e sendo a Europa como um todo, a concentração de aproximadamente 74% da produção mundial de energia elétrica gerada por essa fonte. Porém, outros mercados estão surgindo, principalmente no continente asiático, com expressivo crescimento na China e na Índia, contribuídos principalmente por políticas favoráveis, que reduzem o preço de módulos fotovoltaicos e com programas de eletrificação em áreas rurais. A China no ano de 2012, deteve 64% da produção mundial de módulos fotovoltaicos, seguidos pela Europa com 11%, e Estados Unidos com 3% (PINHO; GALDINO, 2014).

Já para o ano de 2017, como mostra o Quadro 2, os três países que possuem maior capacidade instalada total de sistemas fotovoltaicos são respectivamente a China, os Estados Unidos e o Japão, ou seja, deixando a Alemanha em quarto lugar e a Itália em quinto lugar. Um outro ponto relevante nesse quadro, é a presença do Brasil como um dos dez maiores países que

adicionaram em potência instalada de sistemas fotovoltaicos no ano de 2017 em sua matriz energética.

1		China	53 GW	1		China	131 GW
2		USA	10,6 GW	2		USA	51 GW
3		India	9,1 GW	3		Japan	49 GW
4		Japan	7 GW	4		Germany	42 GW
5		Turkey	2,6 GW	5		Italy	19,7 GW
6		Germany	1,8 GW	6		India	18,3 GW
7		Australia	1,25 GW	7		UK	12,7 GW
8		Korea	1,2 GW	8		France	8 GW
9		UK	0,9 GW	9		Australia	7,2 GW
10		Brazil	0,9 GW	10		Spain	5,6 GW

Quadro 2 - Os dez maiores países com adições de potência instalada em sistemas fotovoltaicos para o ano de 2017 e os dez maiores países em capacidade instalada totais de sistemas fotovoltaicos em 2017.

Fonte: IEA, 2018.

2.1.2 Capacidade instalada no Brasil

O sistema elétrico brasileiro apresenta-se como um sistema com predominância de usinas hidroelétricas, e em maio de 2017, somando a participação das diversas fontes de energia, a capacidade de geração de 152 GW. O sistema elétrico brasileiro está praticamente todo conectado através do Sistema Interligado Nacional (SIN), sendo apenas 1,7% do total da demanda por energia elétrica, atendido por sistema isolados, ou seja, que não estão conectados ao SIN. Devido a sua extensão e magnitude, a distância entre as grandes usinas hidrelétricas e os grandes centros de consumo é uma das causas que contribuem com as perdas no SIN (perdas na transmissão e distribuição de energia), que gira em torno 15% (PEREIRA *et al.*, 2017).

Como pode ser observado no Gráfico 1, a demanda por energia no Brasil vem aumentando desde a década de 1970, com previsão de aumentar mais vertiginosamente nas próximas décadas, estimando chegar a 1.605 TWh de consumo para o ano de 2050.

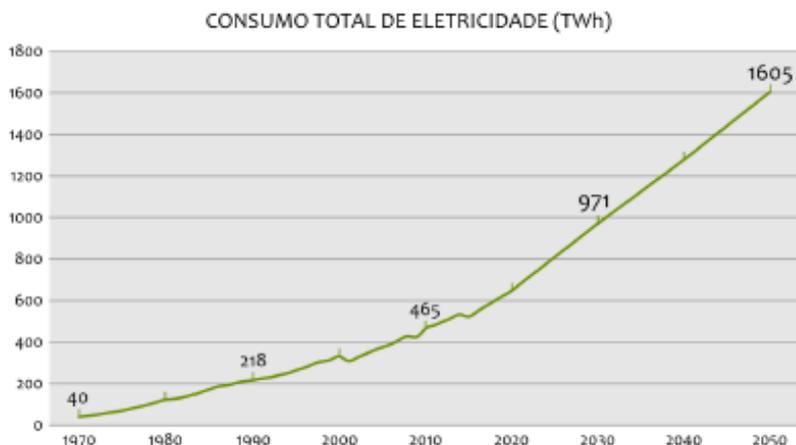


Gráfico 1 - Consumo total de energia elétrica no Brasil (1970-2015) e previsão de demanda para 2020-2050.

Fonte: Pereira *et al.*, 2017 apud Ministério de Minas e Energia (MME), 2017.

Uma forma de realizar o planejamento energético, é acompanhar a curva de carga do SIN. Com esta análise, é possível verificar o comportamento da demanda energética no decorrer de um dia e em épocas distintas do ano, ocasionando a previsão da necessidade de novos investimentos nos sistemas de geração, transmissão e distribuição. Estudos apresentam que grande parte da demanda por energia elétrica acontece durante o horário comercial, coincidindo com o período de maior disponibilidade de geração de energia solar, tornado este um recurso energético atrativo para ser utilizado como complementação de outras fontes energéticas existentes (PEREIRA *et al.*, 2017).

A capacidade instalada de geração de energia elétrica no Brasil, é predominantemente originária da fonte hidráulica, como mostra o Quadro 3. Mas quando é levado em consideração a capacidade instalada por geração distribuída, percebe-se energia solar fotovoltaica é a mais atrativa para esta modalidade, conforme apresentado no Quadro 4.

Fonte	2015	2016	Δ 16/15
Hidrelétrica	91.650	96.925	5,8%
Térmica ²	39.580	41.276	4,3%
Nuclear	1.990	1.990	0,0%
Eólica	7.633	10.124	32,6%
Solar	21	24	13,1%
Capacidade disponível	140.874	150.338	6,7%

Quadro 3 - Capacidade instalada no Brasil em MW (megawatt). Não inclui geração distribuída.

Fonte: BEN, 2017.

Fonte	2015	2016
Hidráulica	0,8	4,4
Térmica	2,3	11,0
Eólica	0,1	0,2
Solar	13,3	56,9
Capacidade disponível	16,5	72,5

Quadro 4 - Capacidade instalada no Brasil em MW (megawatt) de geração distribuída.

Fonte: BEN 2017.

Com a difusão do uso da geração distribuída (GD), principalmente nas regiões urbanas, muitas vezes ocasionada pela demanda crescente por energia elétrica, como o uso de aparelhos ar-condicionado, acarreta a alteração do perfil e consumo dos brasileiros, e justamente no período de maior demanda nos meses de verão, compreendido pelo horário entre as 12 e 15 horas, coincide com a excelente disponibilidade de radiação solar para a geração fotovoltaica. E com a queda dos

preços dos equipamentos para a implantação deste sistema, por todo o território brasileiro a adoção de um sistema fotovoltaico atingiu um crescimento exponencial a partir do final do ano de 2016 (PEREIRA *et al.*, 2017).

2.1.3 Potencial solar do Brasil

De acordo com Villalva (2015, p.34), “a energia solar fotovoltaica apresenta mais regularidade no fornecimento de eletricidade do que a energia eólica e pode ser empregada em todo o território brasileiro, pois o País é privilegiado com elevadas taxas de irradiação solar em todas as regiões”.

“A quantidade de energia produzida por um sistema fotovoltaico depende da insolação do local onde é instalado” (VILLALVA, 2015, p.34).

A geração fotovoltaica de energia elétrica possui um grande potencial no Brasil, pois o local menos ensolarado, gera-se mais eletricidade do que o local mais ensolarado na Alemanha (PEREIRA *et al.*, 2017 p. 62).

No Brasil os melhores potenciais de aproveitamento da energia solar se encontram nas regiões Nordeste e Centro-Oeste, entretanto, as demais regiões também possuem potenciais favoráveis à implantação de um sistema fotovoltaico. A exemplo disto, pode-se citar a região Sul, que é a região menos privilegiada em irradiação solar do país, porém apresenta índices superiores se comparado com países que empregam largamente a energia solar fotovoltaica, como é o caso da Alemanha, que possui como melhor insolação cerca de 3500 Wh/m² (watt-hora por metro quadrado) por dia, localizados em uma pequena parte sul do país. Comparando este índice com os valores de insolação no território brasileiro, verifica-se que no Brasil esses valores variam entre 4500 e 6000 Wh/m² (VILLALVA, 2015).

O rendimento energético anual máximo de um sistema fotovoltaico, é medido em kWh de energia elétrica gerada por ano para cada kWp de potência fotovoltaica instalada, tanto para usinas de grande porte instalada em solo ou para geração distribuída integrada na cobertura de edificações (PEREIRA *et al.*, 2017).

2.1.4 Radiação solar

Conforme Villalva (2015, p. 39), “a energia do Sol é transmitida para o nosso planeta através do espaço na forma de radiação eletromagnética. Essa radiação é constituída de ondas eletromagnéticas que possuem frequências e comprimentos de onda diferentes”.

A radiação solar que chega na superfície terrestre, possui duas componentes: a direta e a difusa. A radiação direta é aquela proveniente diretamente da direção do sol. Já a radiação difusa é proveniente de todas as direções, atingindo a superfície após sofrer espelhamento pela atmosfera terrestre, ou seja, corresponde aos raios solares que chegam indiretamente ao plano. Quando a superfície estiver inclinada em relação à horizontal, ocorrerá a incidência de uma terceira componente, resultante da reflexão do ambiente ao entorno, como o solo, vegetação, terrenos rochosos, etc. Esta nova componente é chamada de albedo (PINHO; GALDINO, 2014, p. 77).

A soma das componentes de radiação direta, difusa e albedo (se a superfície for inclinada), é chamada de radiação global, como mostra a Figura 3 (PINHO; GALDINO, 2014, p. 78).

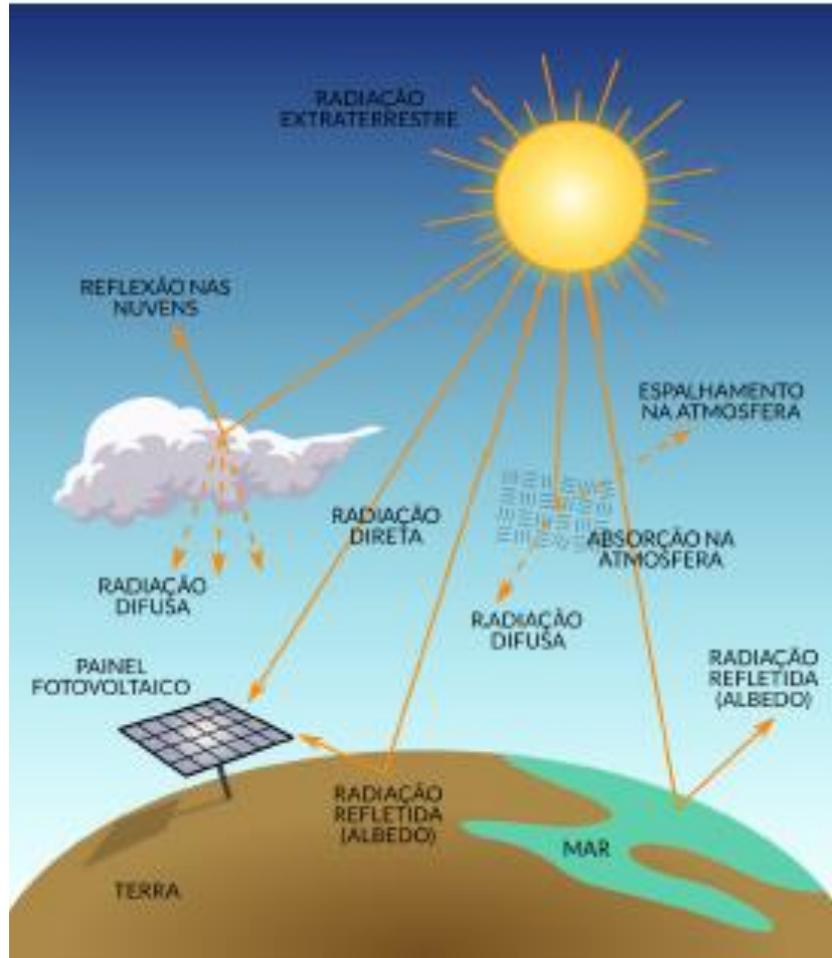


Figura 3 – Componentes da radiação solar

Fonte: Tiepolo *et al.*, 2017.

2.1.5 Irradiância solar

A irradiância é a grandeza utilizada para quantificar a radiação solar, tendo como unidade de potência expressa por área, através da unidade W/m^2 (watt por metro quadrado). Em estudos para a implantação de um sistema fotovoltaico, é muito comum quantificar a energia recebida do Sol, seja ao longo de um mês ou um ano. (VILLALVA, 2015).

“A medida da irradiância em W/m^2 é muito útil para avaliar a eficiência dos dispositivos e sistemas fotovoltaicos. Com o valor padrão de $1000 W/m^2$ as eficiências das células e módulos fotovoltaicos de diversos fabricantes podem ser especificadas e comparadas com base numa condição padrão de radiação solar” (VILLALVA, 2015, p. 45).

Na Figura 4 é apresentado o perfil da irradiância solar ao longo de um dia, mostrando que a maior irradiância ocorre ao meio dia solar, o que significar ser o melhor momento para a produção de energia através do sol.

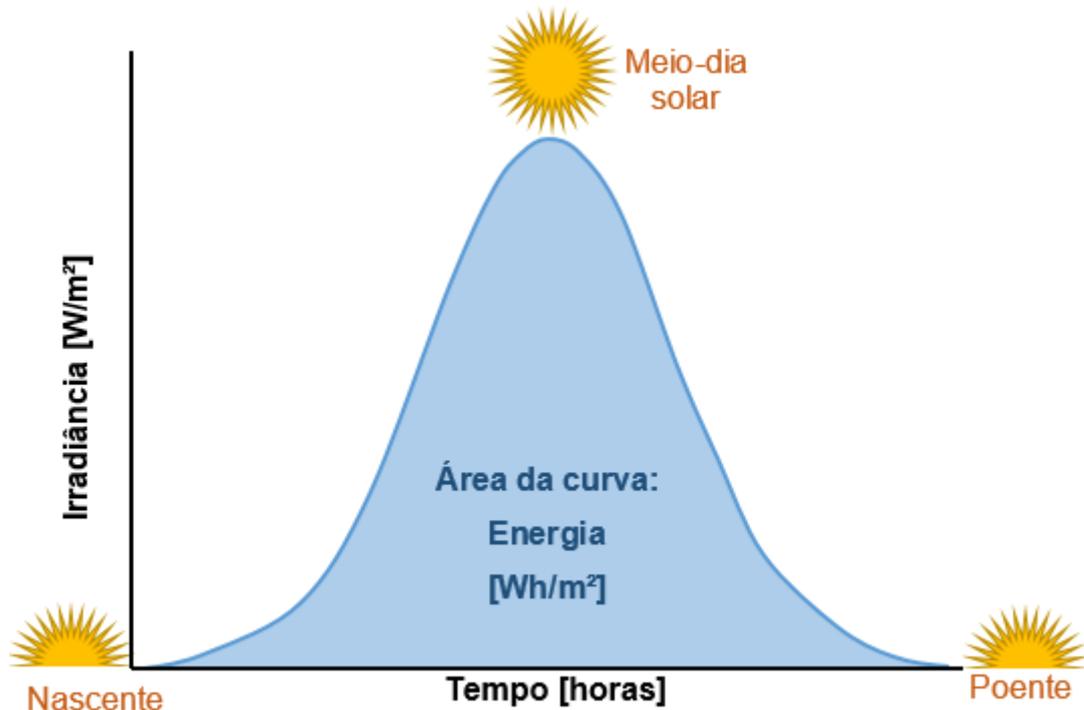


Figura 4 – Perfil da irradiância solar ao longo de um dia.

Fonte: Villalva, 2015.

2.1.6 Irradiação solar

A irradiação solar “é a grandeza utilizada para expressar a energia solar que incide sobre uma determinada área de superfície plana ao longo de um determinado intervalo de tempo”. Como unidade, apresenta o Wh/m^2 (watt-hora por metro quadrado), expressando a “densidade de energia por área” (VILLALVA, 2015, p. 46).

As medidas de irradiância (W/m^2) ou irradiação (Wh/m^2), são realizadas há várias décadas, constituindo uma base de dados importante para estudos da radiação solar, bem como a análise da viabilidade técnica para o aproveitamento do recurso energético solar (PEREIRA *et al.*, 2017 p. 27).

Analisando a Figura 5, percebe-se o potencial brasileiro para a geração de energia a partir da fonte solar, considerando apenas o posicionamento horizontal de recebimento de irradiação. Quando se é ajustado a posição com a latitude da localidade, nota-se um perceptível aumento de irradiação total, como é apresentado na Figura 6. Este fato, leva em consideração as médias mensais de irradiação, totalizando em um plano anual.

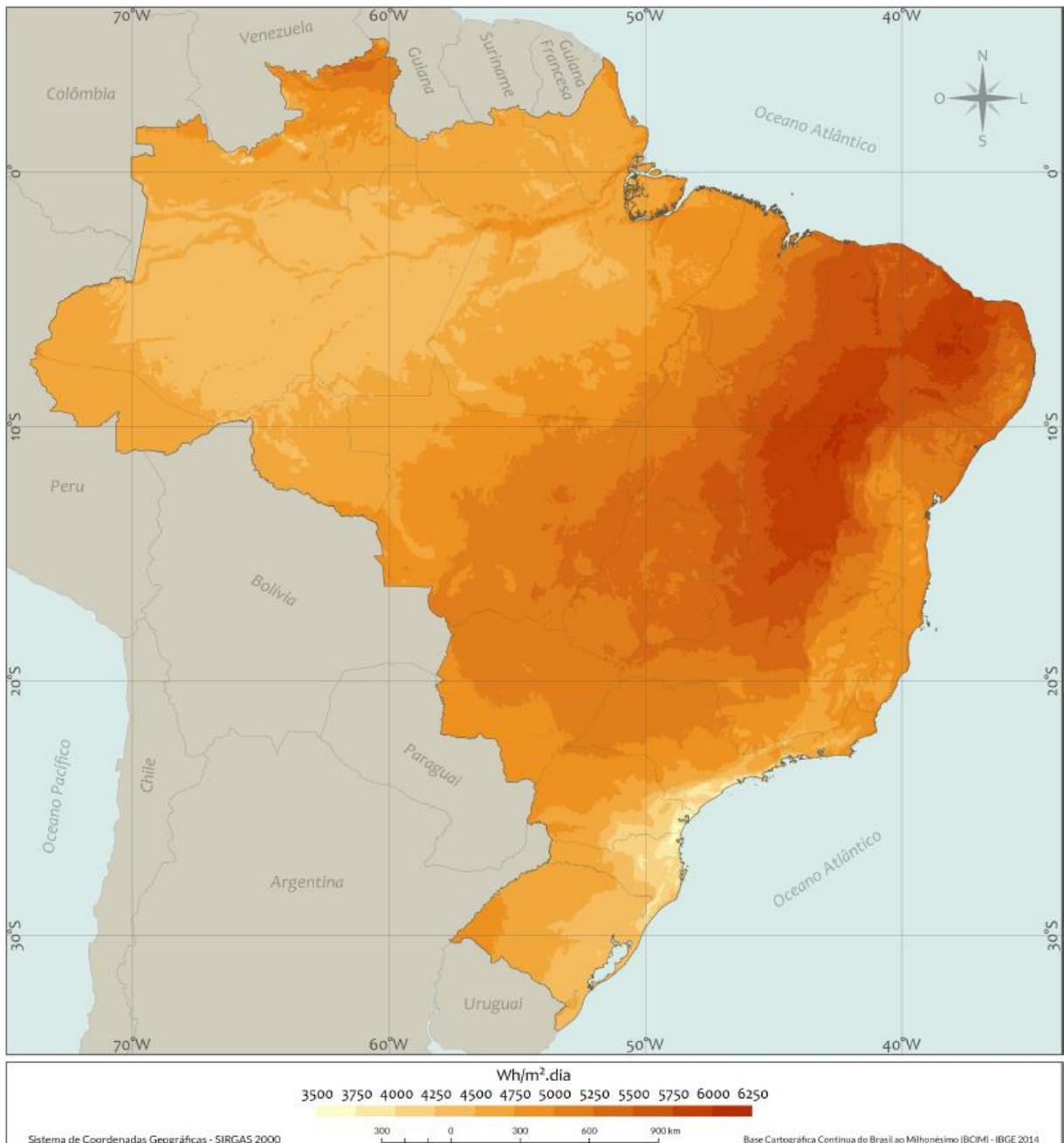


Figura 5 – Mapa de irradiação solar global horizontal (média anual).

Fonte: Pereira et al., 2017.

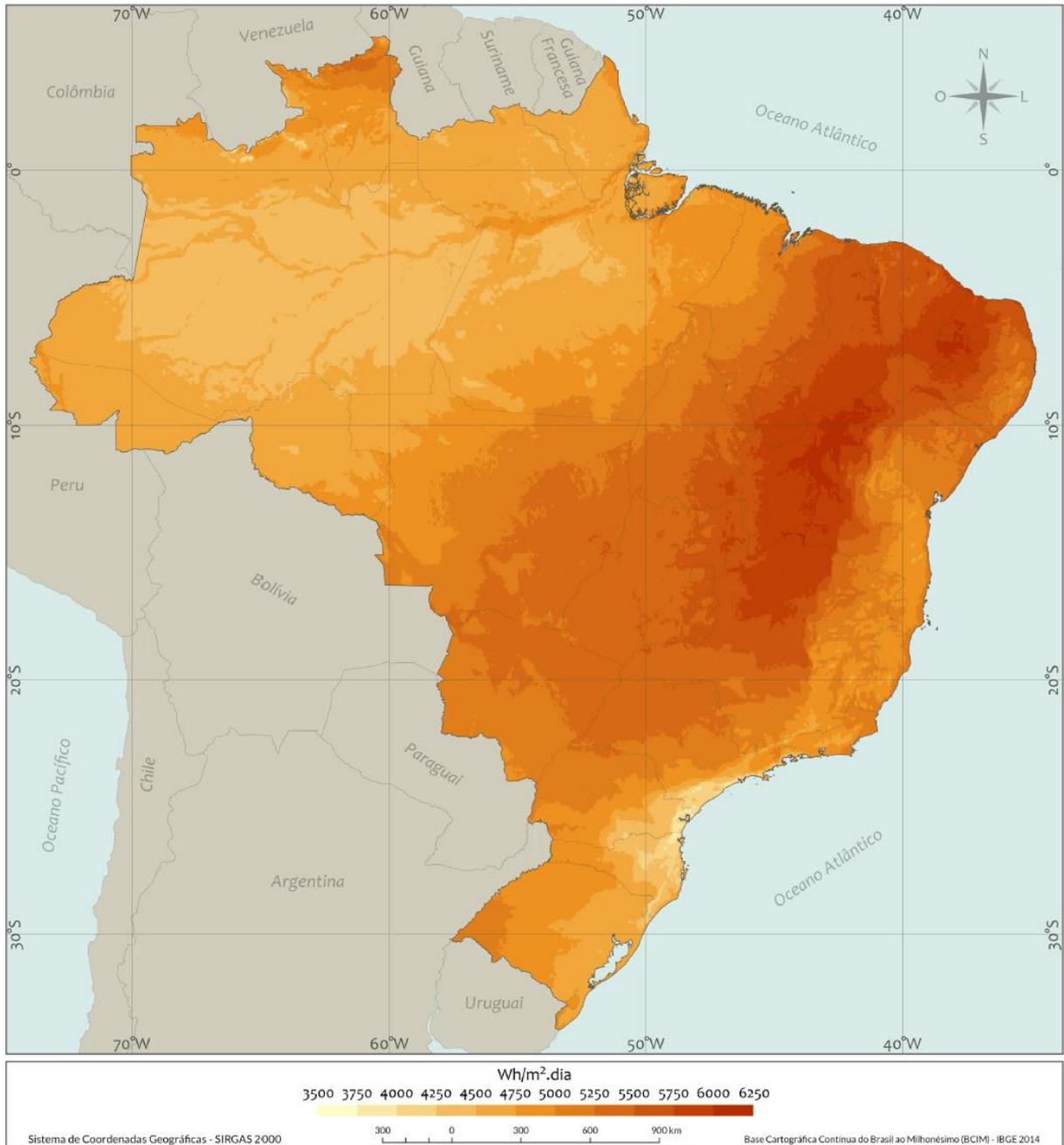


Figura 6 – Mapa de irradiação solar total no plano inclinado na latitude (média anual).

Fonte: Pereira et al., 2017.

2.2 CÉLULA FOTOVOLTAICA

Um conjunto de células fotovoltaicas interligadas e encapsuladas forma um módulo ou painel fotovoltaico. As principais tecnologias utilizadas para a produção

de células fotovoltaicas, classificam-se em três gerações. A primeira geração, e que representa grande parte do mercado, divide-se em duas cadeias produtivas: silício monocristalino (m-Si) e silício policristalino (p-Si), e ambas apresentam a melhor eficiência em módulos disponível atualmente no mercado. A segunda geração é denominada de filmes finos, e divide-se em três cadeias produtivas: silício amorfo (a-Si), disseleneto de cobre e índio (CIS) ou disseleneto de cobre, índio e gálio (CIGS) e telureto de cádmio (CdTe). Esta apresenta em relação à primeira geração, uma menor eficiência, e tem uma participação pequena no mercado (PINHO; GALDINO, 2014).

A terceira geração, ainda em fase de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), testes e produção em pequena escala, é dividida em três cadeias produtivas: célula fotovoltaica multijunção e célula fotovoltaica para concentração (CPV – *Concentrated Photovoltaics*), células sensibilizadas por corante (DSSC – *Dye-Sensitized Solar Cell*) e células orgânicas ou poliméricas (OPV – *Organic Photovoltaics*). A tecnologia CPV, por exemplo, demonstrou ter um potencial para produção de módulos com altas eficiências, embora o seu custo ainda seja competitivo com as tecnologias que atualmente dominam o mercado (PINHO; GALDINO, 2014 p. 51).

Tecnologia	Potência/área (W_p/m^2)
Si monocristalino - m-Si	150
Si policristalino - p-Si	135
Si amorfo - a-Si	85
Disseleneto de Cobre-Índio (e Gálio) - CI(G)S	100
Telureto de Cádmio - CdTe-	110

Quadro 5 – Áreas ocupadas por módulos de diferentes tecnologias.

Fonte: Pinho, Galdino, 2014.

Analisando os dados do Quadro 5, percebe-se que a tecnologia atual que oferece maior eficiência no mercado, é a de módulos fotovoltaicos de silício monocristalino (m-Si).

2.2.1 Silício cristalino

De acordo com Pinho e Galdino (2014), a tecnologia de criação de módulos fotovoltaicos de silício cristalino, representam mais de 85% do mercado atualmente, por serem tecnologias consolidadas e confiáveis, como também pela eficiência superior comparada com as outras tecnologias. Outro fato relevante, é que os fabricantes de módulos de silício cristalino concedem uma garantia de 25 anos, atestando a qualidade e vida útil prolongada para o produto.

2.2.1.1 Silício monocristalino (m-Si)

Os módulos fotovoltaicos fabricados a partir da tecnologia de silício cristalino, conforme a Figura 7, são os mais eficientes disponíveis no mercado, chegando entre 15% a 18%, porém possuem um custo elevado de fabricação (VILLALVA, 2015, p.70).



Figura 7 – Módulo fotovoltaico de silício monocristalino (m-Si).

Fonte: Portal Solar, 2018.

2.2.1.2 Silício policristalino (p-Si)

Segundo Villalva (2015, p. 71), módulos fotovoltaicos de silício policristalino, como o que está sendo representado na Figura 8, têm eficiência entre 13% e 15%, pouco inferior aos módulos de silício monocristalino, mas com a vantagem de custarem menos, o que torna-os mais atraente mesmo sendo menos eficientes.



Figura 8 - Módulo fotovoltaico de silício policristalino (p-Si).

Fonte: Portal Solar, 2018.

2.2.2 Filmes finos

Os filmes finos são uma tecnologia mais recente para a fabricação de módulos fotovoltaicos. Possuem temperatura de fabricação entre 200° e 500°C, bastante inferior à temperatura de até 1500°C que necessita para ser fabricada as células de silício cristalino. Possuem custos baixos de fabricação, mas têm baixa

eficiência, necessitando de uma maior área de instalação. Além disto, sofrem degradação maior em relação aos cristalinos, compensando de certo modo, pela capacidade de aproveitar melhor os níveis mais baixos de radiação e também a radiações do tipo difusas (VILLALVA, 2015).

2.2.2.2 Silício amorfo (a-Si)

As células de silício amorfo, conforme mostrado na Figura 9, apresentam uma eficiência muito baixa, entre 5% e 8%. Sua eficiência diminui ainda mais nos primeiros 12 meses de funcionamento, até chegar em um valor estável. “Esta foi a primeira tecnologia de filme fino desenvolvida” (VILLALVA, 2015, p.72).



Figura 9 – Células de silício amorfo.

Fonte: Ruther, 2004.

2.2.2.3 Disseleneto de cobre, índio e gálio (CIGS)

Segundo Ruther (2004, p. 27), em se tratando de tecnologia de filmes finos, “os módulos de GIGS são os que apresentam o melhor rendimento fotovoltaico,

razão pela qual várias empresas vêm investindo nesta tecnologia”. Com sua ótima aparência estética, vem encontrando as mais variadas aplicações arquitetônicas, como pode ser observado na Figura 10.



Figura 10 – Exemplos de aplicação de módulos GIGS.

Fonte: Ruther, 2004.

2.2.2.4 Telureto de cádmio (CdTe)

De acordo com Villalva (2015, p.73), “as células CdTE enfrentam problemas para a sua produção em larga escala, pois o cádmio (Cd) é um material tóxico e o

telúrio (Te) é um material raro, que não é encontrado em abundância”. A representação de um módulo de CdTe pode ser visto na Figura 11.



Figura 11 - Módulo fotovoltaico de telureto de cádmio (CdTe).

Fonte: Portal Solar, 2018.

2.2.3 Células híbridas

Segundo Villalva (2015, p.73), “a célula fotovoltaica híbrida resulta da combinação da célula cristalina convencional com uma célula de filme fino, acrescida posteriormente de uma fina camada de silício sem impurezas, chamada camada intrínseca”. Possui a vantagem de não apresentar degradação de sua eficiência após um grande tempo de exposição à luz do Sol, como ocorrem com os filmes finos de silício amorfo. Possui um custo atraente, apresentando como um grande diferencial quando comparadas com células de silício cristalino, por possuir uma maior produção de energia em exposição à elevadas temperaturas. Um modelo de módulo fotovoltaico de silício híbrido pode ser observado na Figura 12.



Figura 12 - Módulo fotovoltaico de silício híbrido.

Fonte: Portal Solar, 2018.

2.3 ORIENTAÇÃO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Para a correta instalação dos módulos fotovoltaicos, é necessário verificar alguns ajustes, como a inclinação dos módulos e o desvio azimutal.

2.3.1 Ângulo de inclinação dos módulos

Segundo Pinho e Galdino (2014), para se obter um melhor aproveitamento para a geração de energia fotovoltaica ao longo do ano, o ângulo de inclinação do módulo fotovoltaico deve ser igual a latitude do local em que ele vai ser instalado

(ângulo ótimo), como pode ser visualizado na representação da Figura 13, podendo também apresentar uma variação de 10° em relação a latitude do local, seja mais ou para menos, pois não resulta em grandes mudanças para a produção de energia elétrica do sistema.

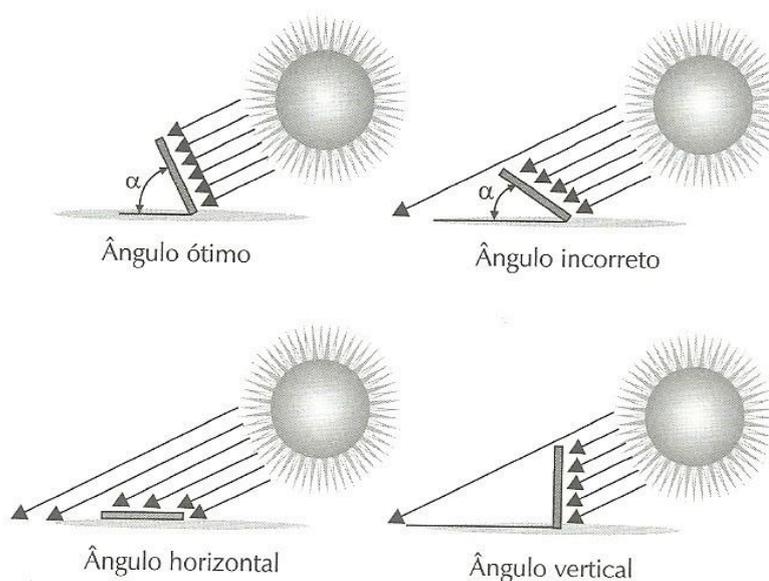


Figura 13 – Efeito da inclinação do módulo fotovoltaico na captação de energia.

Fonte: Villalva, 2015 .

De acordo com Villalva (2015, p. 59), não é recomendado a instalação dos módulos fotovoltaicos com a inclinação inferior a 10° , para que assim seja evitado o acúmulo de poeira sobre os módulos.

2.3.2 Desvio azimutal

De acordo com Villalva (2015, p. 50) “o azimutal é o ângulo de orientação dos raios solares com relação ao norte geográfico”.

Em outras palavras, trata-se basicamente do ângulo resultante do posicionamento de instalação de um painel fotovoltaico em relação ao norte geográfico.

No hemisfério sul, o ângulo azimutal é zero, quando o ângulo de azimute coincide com o norte polar da Terra, ou seja, o melhor posicionamento para instalar um módulo solar fotovoltaico fixo, é deixá-lo com a orientação para o norte

geográfico, pois assim incidirá luz solar durante todo os períodos do dia, e realizando um melhor aproveitamento para a geração de energia fotovoltaica (VILLALVA, 2015).

Por fim, o ângulo azimutal do Sol é o ângulo formado entre a linha de referência da direção do Sol no plano horizontal com o meridiano do observador. Seu valor pode variar entre -180° e $+180^\circ$, sendo positivo no sentido horário a partir da direção Norte Geográfico no meridiano local (PEREIRA *et al.*, 2017, p. 19).

O ângulo de desvio azimutal e demais componentes aplicadas em solarimetria, podem ser observados na Figura 14.

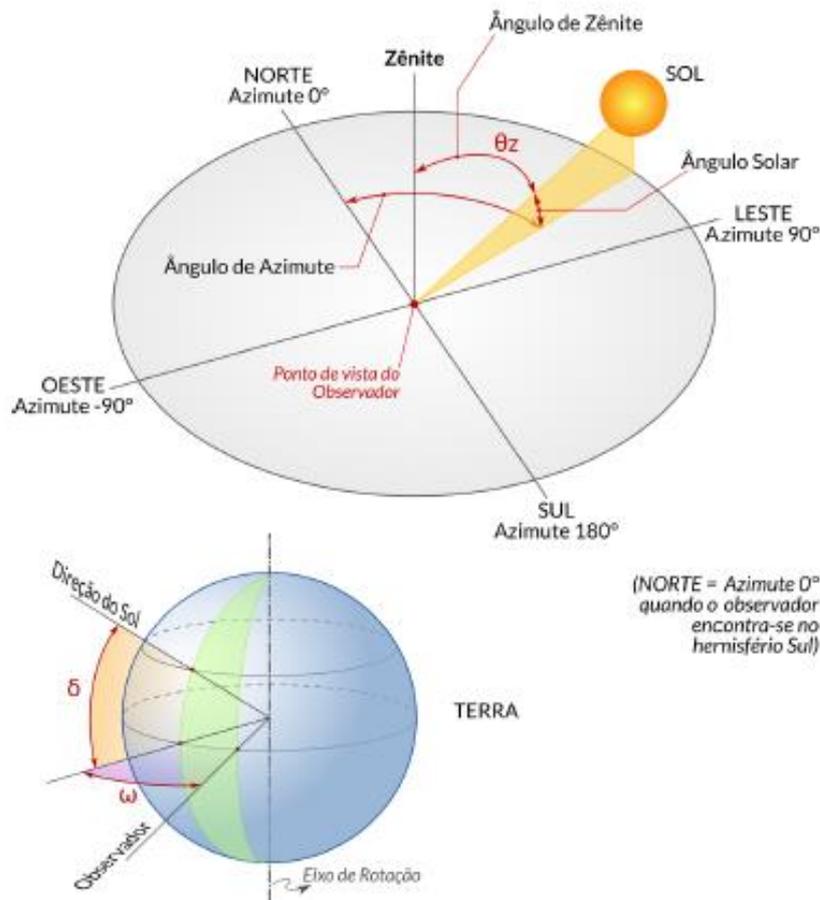


Figura 14 – Representação do ângulo azimutal e demais ângulos notáveis em solarimetria.

Fonte: Pereira *et al.*, 2017.

2.4 INVERSOR

A geração de energia elétrica a partir de módulos fotovoltaicos ocorre em corrente contínua. Para isto, se faz necessário o uso de um inversor, que transforma a corrente contínua em corrente alternada, para possibilitar a conexão do sistema com a rede elétrica da distribuidora de energia local (Ruther, 2004, p. 30).

De acordo com Urbanetz Jr. (2016), as principais características dos inversores são:

- Construídos para operar em paralelo com a rede elétrica;
- Toda a energia gerada pelos módulos fotovoltaicos pode ser injetada na rede elétrica da distribuidora local ou consumida pela unidade geradora, caso possua demanda no momento;
- Apresenta eficiência superior a 94%;
- Possuem função de busca do ponto de máxima potência (MPPT – *Maximum Power Point Tracking*), fazendo o módulo fotovoltaico operar sempre no ponto de máxima potência;
- Desligam-se automaticamente na ausência de tensão da rede elétrica externa, devido a não poder operar em situação de ilhamento (rede elétrica externa desligada, geração fotovoltaica ativa atendendo a unidade consumidora), devido a legislação vigente.

Segundo Pinho e Galdino (2014), de modo geral o uso de inversores monofásicos, é para potência até 10 kWp, podendo até integrar para a criação de circuitos bifásicos ou monofásicos.

2.5 TAXA DE DESEMPENHO OU *PERFORMANCE RATIO*

O desempenho de um sistema fotovoltaico, é medido pela taxa de desempenho ou *Performance Ratio*, “que é definida como a relação entre o

desempenho real do sistema, sobre o desempenho máximo teórico possível”. Para isto, leva-se em condição as perdas típicas do sistema, como sujeita na superfície do painel, sombreamento, eficiência e carregamento do inversor, temperatura operacional, perdas por queda de tensão por resistência do cabeamento e conectores, entre outras. Para SFVCR, com uma boa ventilação e não sofrendo ações de sombreamento, uma taxa de desempenho entre 70 e 80% pode ser obtida a partir das condições de radiação existentes no Brasil (PINHO; GALDINO, 2014, p. 329).

A taxa de desempenho médio anual de 80%, é utilizada para simplificar uma análise de desempenho de um gerador fotovoltaico bem projetado, com equipamentos de boa qualidade que possuem selo do INMETRO (Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia), considerando a sazonalidade na produção de energia de cada época do ano (PEREIRA *et al.*, 2017).

2.6 SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE (SFVCR)

O sistema fotovoltaico conectado à rede (SFVCR), opera em paralelismo com a rede da distribuidora de energia elétrica local. Tem como objetivo, reduzir ou eliminar o consumo de energia proveniente da rede pública, ou até mesmo gerar excedente de energia para utilizar em uma necessidade futura. Portanto, para a conexão do sistema fotovoltaico à rede elétrica local, é necessário adequar a instalação com as normas da distribuidora local, acrescentando sistemas de proteção que forem exigidos, e verificar se todos os equipamentos a serem utilizados (inversores, dispositivos de proteção e módulos fotovoltaicos), estão atendendo conforme as certificações nacionais e internacionais vigentes (VILLALVA, 2015).

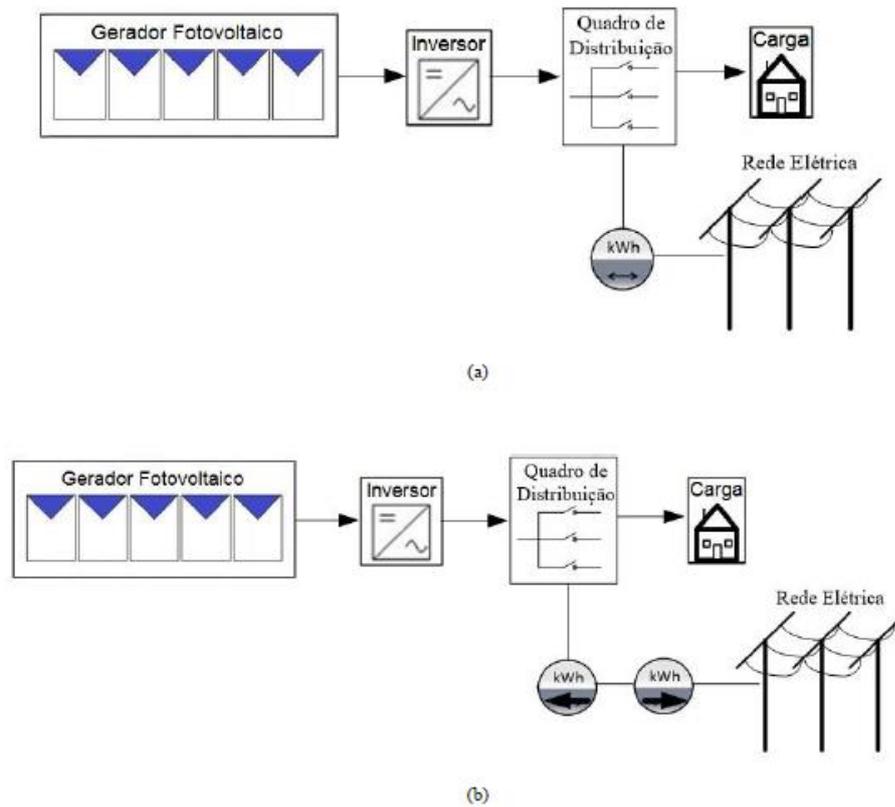


Figura 15 – SFVCR: (a) com a utilização de um medidor bidirecional, (b) com a utilização de dois medidores unidirecionais.

Fonte: Pinho e Galdino, 2014.

Como visto na Figura 15, em um SFVCR é necessário além de adequação na instalação, instalar um medidor de energia bidirecional ou dois medidores unidirecionais, para medir o que está sendo recebido e o que está sendo enviado de energia elétrica para a rede externa.

3 PROJETO DE IMPLANTAÇÃO DO SFVCR

3.1 ANÁLISE INICIAL

Segundo Villalva (2015), o primeiro passo para se dimensionar um SFVCR, é realizar um levantamento de quanta energia se deseja produzir. Outro fator importante, é determinar a área disponível para a instalação dos módulos fotovoltaicos, e assim calcular a produção diária, mensal e anual do sistema a ser implantado.

Portanto, verificar a área disponível, assim como a determinação de posicionamento dos módulos fotovoltaicos, é necessário para uma análise inicial e serve como uma perspectiva de projeção do projeto de implantação.

3.1 LOCALIZAÇÃO DO IMÓVEL

O condomínio residencial Village Paraná, está localizado na cidade de Curitiba-PR, na rua Hilário Moro, 526, bairro Tingui. A delimitação do imóvel é apresentada na Figura 16.



Figura 16 – Localização do condomínio residencial Village Paraná.

Fonte: Google Earth, 2018.

Considerado de grande porte, está entre os 10 maiores condomínios existentes atualmente na cidade de Curitiba. Isto porque possui 657 unidades de apartamentos residenciais, distribuídas em 8 prédios, usualmente identificados como torres, que seguem a numeração de 1 ao 8.

Cada torre possui entre 11 e 12 pavimentos (considerando o pavimento térreo). Há também um edifício garagem de 3 pavimentos, sendo que o terceiro foi o local definido para a implantação do SFVCR.

3.2 LOCALIZAÇÃO DE IMPLANTAÇÃO DO SFVCR

O edifício garagem foi definido como local de implantação do SFVCR, e não possui cobertura no seu último pavimento, conforme pode ser visto na Figura 17. O primeiro passo do projeto, foi definir o tipo de cobertura para ser utilizada, considerando questões intrínsecas a isto, como é o caso da estrutura para implantação.



Figura 17 – Delimitação do edifício garagem.

Fonte: *Google Earth*, 2018.

3.3 MODELO DE COBERTURA A SER UTILIZADA

Como o edifício garagem, não foi inicialmente projetado com cobertura no terceiro pavimento, como é mostrado na Figura 18, o esforço na estrutura para cobri-lo em sua totalidade, juntamente com o reforço para sustentação dos módulos fotovoltaicos, estimou-se ser um empecilho para este modelo de projeto.

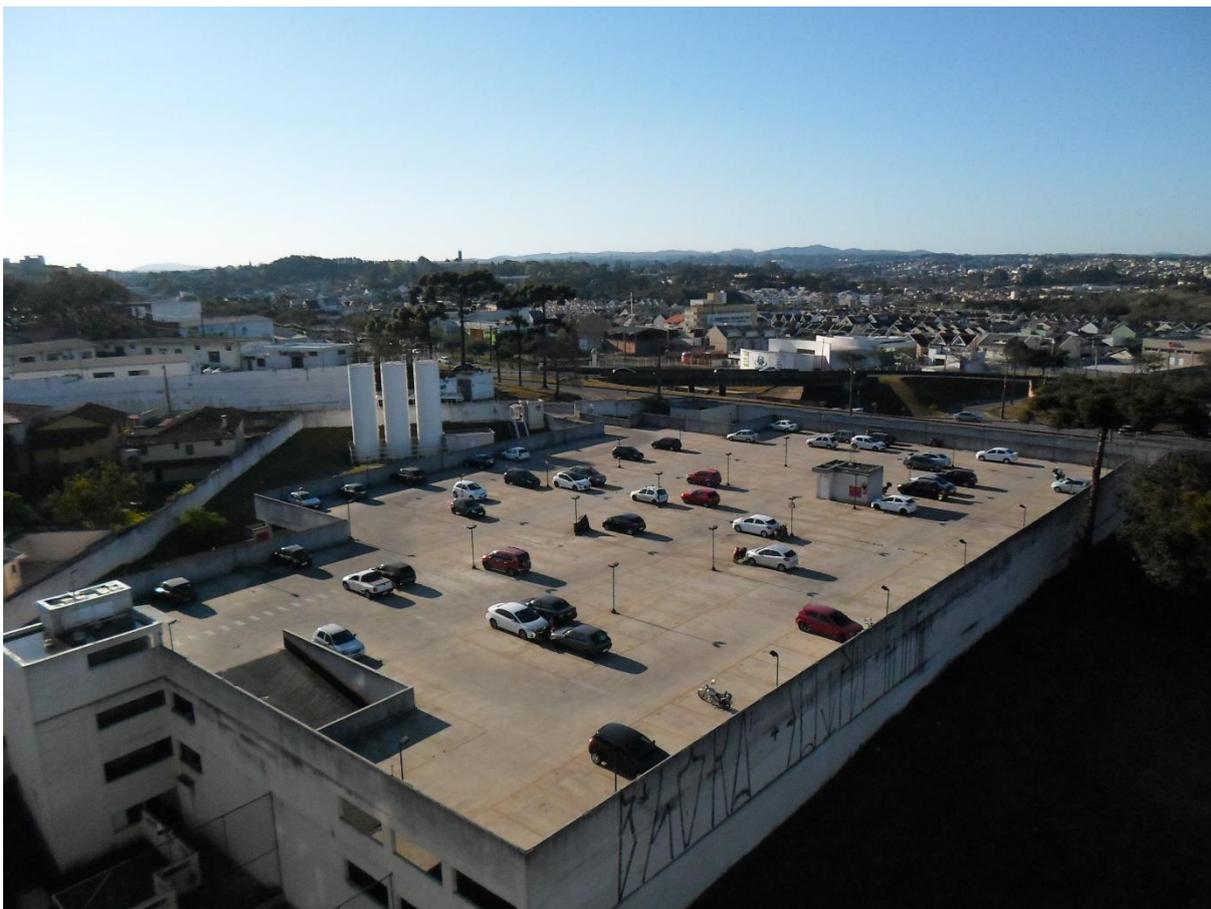


Figura 18 – Visão panorâmica do edifício garagem.

Fonte: autoria própria.

Diante de tal fato, a solução encontrada foi realizar a cobertura parcial do pavimento, ou seja, cobrindo apenas as vagas dos veículos, com uma estrutura fixada no piso da edificação, e realizando o aproveitando da cobertura para a implantação dos módulos fotovoltaicos. A perspectiva da estrutura a ser utilizada pode ser vista na Figura 19.

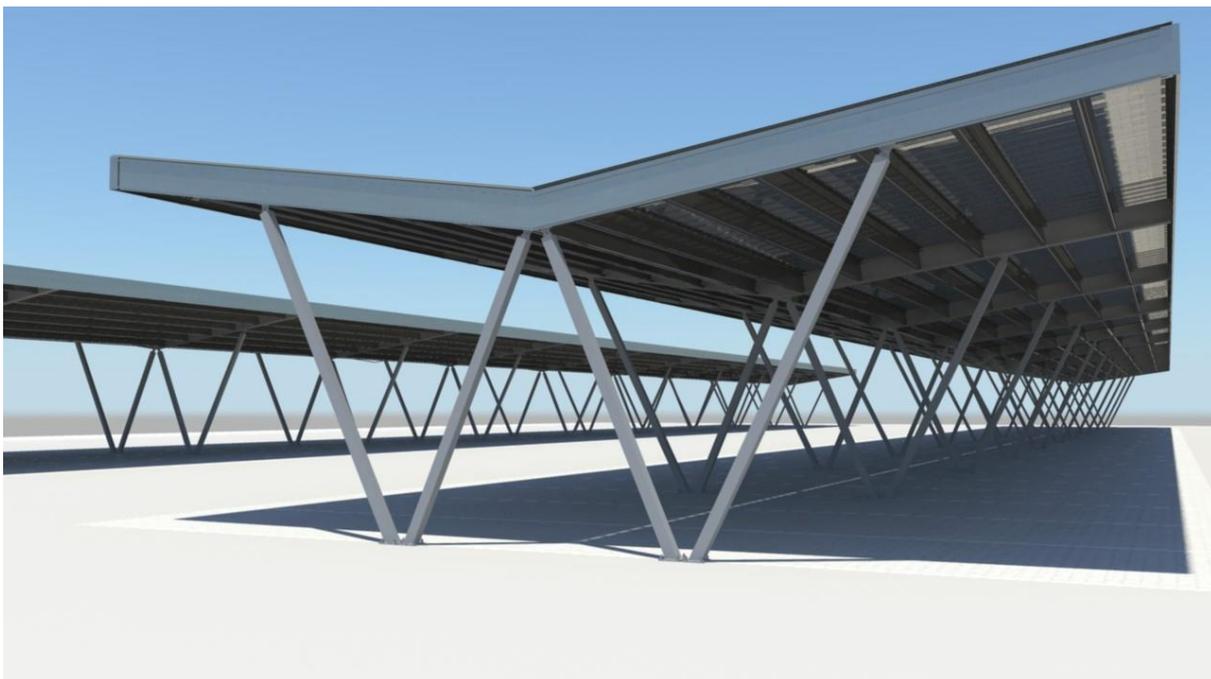


Figura 19 – Perspectiva de estrutura para cobertura das vagas.

Fonte: Polysolar, 2018.

3.4 MODELO DE MÓDULO FOTOVOLTAICO A SER UTILIZADO

O modelo escolhido de tecnologia de módulos fotovoltaicos foi o de silício policristalino (p-Si), mais precisamente pelo modelo CS6U-330P da *Canadian Solar*. Suas dimensões e especificações técnicas estão sendo representadas na Figura 20 e no Quadro 06, respectivamente.

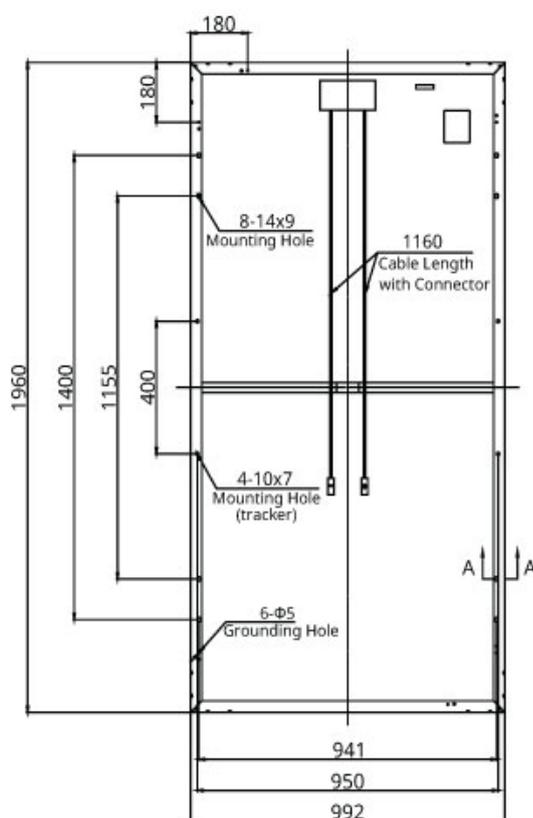


Figura 20 – Dimensões do módulo fotovoltaico *Canadian CS6U-330P*.

Fonte: *Canadian Solar*, 2018.

DADOS ELÉTRICOS (STC)	CS6U-330P
Potência nominal máxima (P _{max})	330 W
Tensão de potência máxima (V _{mp})	37,2 V
Corrente de potência máxima (I _{mp})	8,88 A
Tensão de circuito aberto (V _{oc})	45,6 V
Corrente de curto-circuito (I _{sc})	9,45 A
Eficiência do módulo	16,97%
Temperatura operacional	40°C ~ +85°C
Tensão do sistema máxima	1000 V
Tolerância de potência	0 ~+ 5W
Dimensões	1960x992x40 mm
Peso	22,4 kg
Coeficiente de temperatura (P _{max})	-0,41 %/ °C
Coeficiente de temperatura (P _{max})	-0,31 %/ °C
Coeficiente de temperatura (P _{max})	-0,053 %/ °C
Temperatura operacional nominal da célula	43 +ou- 2°C
* Irradiação 1000 W/m², temperatura de célula de 25°C, massa de ar 1,5	

Quadro 6 – Especificações técnicas do módulo fotovoltaico.

Fonte: Adaptado *Canadian solar*, 2018.

3.5 LEVANTAMENTO DO RECURSO SOLAR DISPONÍVEL

O primeiro passo para se verificar o recurso solar disponível, é determinar as coordenadas de localização geográfica do local. Para isto, foi utilizado o *software Google Earth*, obtendo as indicações de latitude 25,39 (Sul) e 49,21 (Oeste), como pode ser visualizado na Figura 21.

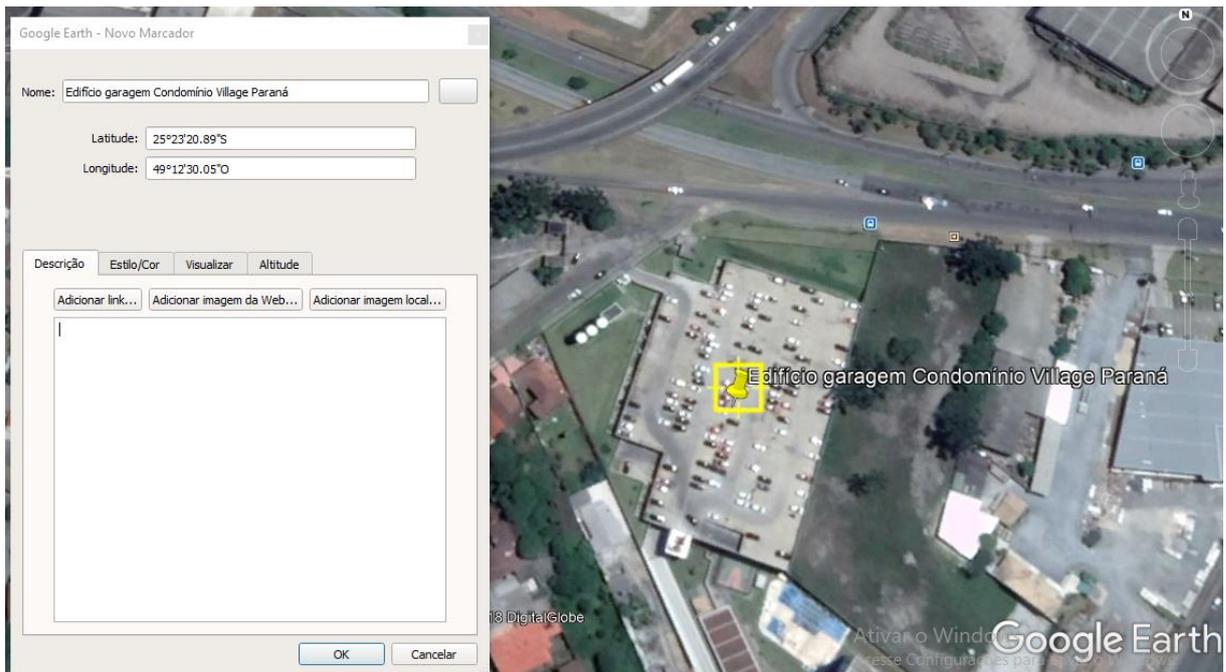


Figura 21 – Perspectiva de estrutura para cobertura das vagas.

Fonte: Google Earth, 2018.

Utilizando-se do mesmo *software*, foi possível obter o desvio azimutal previsto, de acordo com posicionamento das vagas de garagem existentes, conforme mostra a Figura 22. Para isto, traçou-se uma linha acompanhando o alinhamento dos carros, para os dois posicionamentos previstos de cobertura das vagas, como é visto nas Figuras 23 e 24.

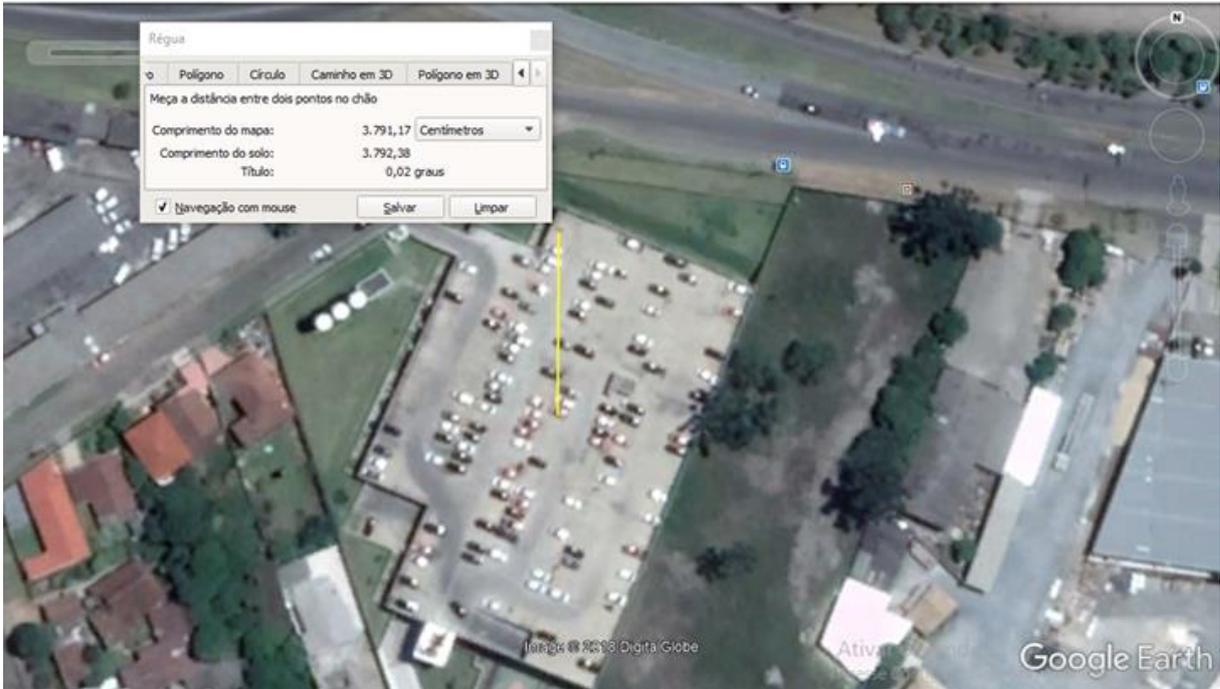


Figura 22 – Demonstração de orientação sem desvio azimutal.

Fonte: Google Earth, 2018.

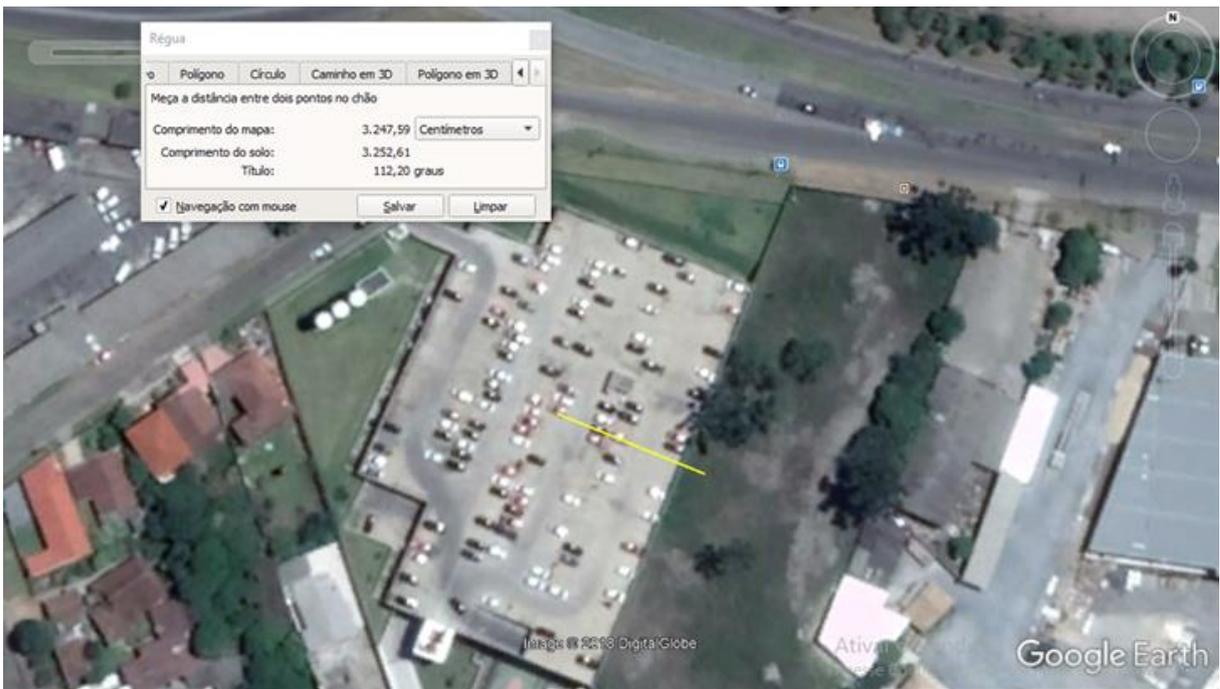


Figura 23 – Desvio azimutal para os módulos com inclinação para o leste.

Fonte: Google Earth, 2018.

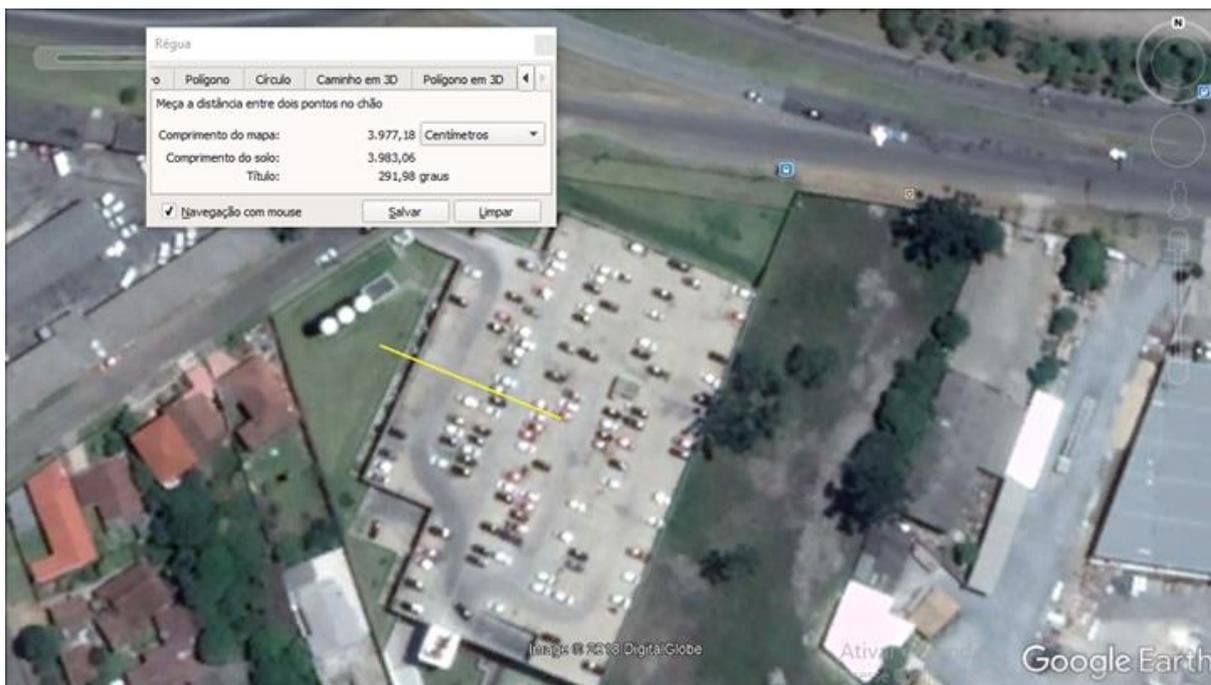


Figura 24 – Desvio azimutal para os módulos com inclinação para o oeste.

Fonte: Google Earth, 2018.

A partir dos dados verificados, foram encontrados os ângulos de desvio azimutal de aproximadamente 112° (Leste) e 68° (Oeste) em relação ao norte geográfico, de acordo com o posicionamento da cobertura a ser utilizada.

Ainda baseado nas coordenadas de latitude e longitude encontradas, com a utilização do banco de dados do Atlas da Energia Solar do Estado do Paraná, conforme a Figura 25, encontra-se a irradiação global horizontal mensal para inserção no *software* Radiasol, de acordo com a Figura 26, juntamente com o desvio azimutal e o ângulo de inclinação dos módulos fotovoltaicos, que será definido como de 10° .



Figura 25 – Perspectiva de estrutura para cobertura das vagas.

Fonte: Tiepolo et al., 2017.

Selecione um país e uma estação

País

Estação

RADIAÇÃO SOLAR

Latitude N/S: Longitude E/W:

JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
5,88	5,60	5,07	4,28	3,38	3,00	3,22	4,19	4,35	5,07	5,87	6,18

Radiação em kWh/m²

Figura 26 – Valores de irradiação lançados no software Radasol.

Fonte: Radasol, 2018.

Com a inserção de dados de irradiação global horizontal aplicado ao Radiasol, definem-se os parâmetros a serem aplicados a este *software*, conforme a Figura 27.

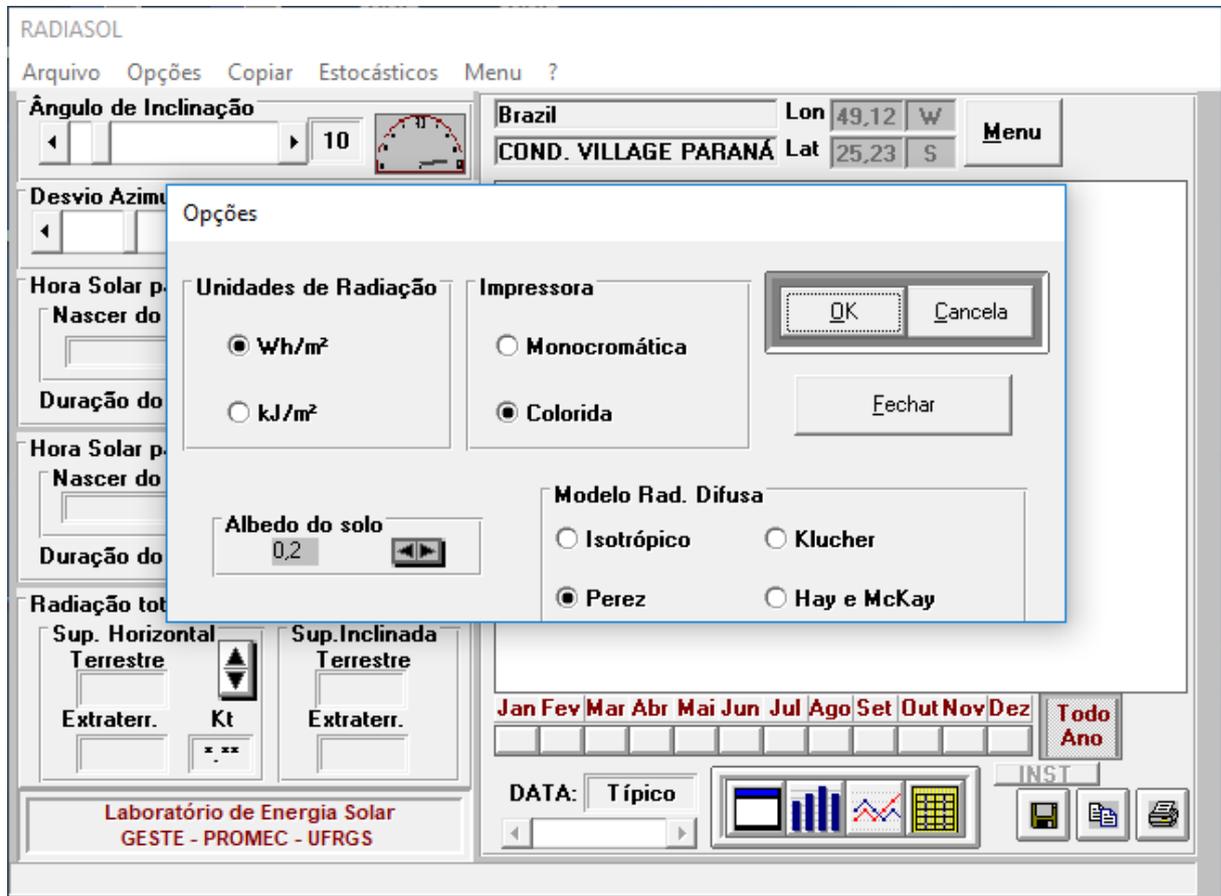


Figura 27 – Unidades e modelo de radiação difusa configurados.

Fonte: Radiasol, 2018.

Com os dados encontrados de irradiação da localidade, desvios azimutais encontrados, e com a previsão de inclinação de 10° dos módulos fotovoltaicos, aplica-se estes valores no *software* Radiasol, como pode se verificar nas Figuras 28 e 29.

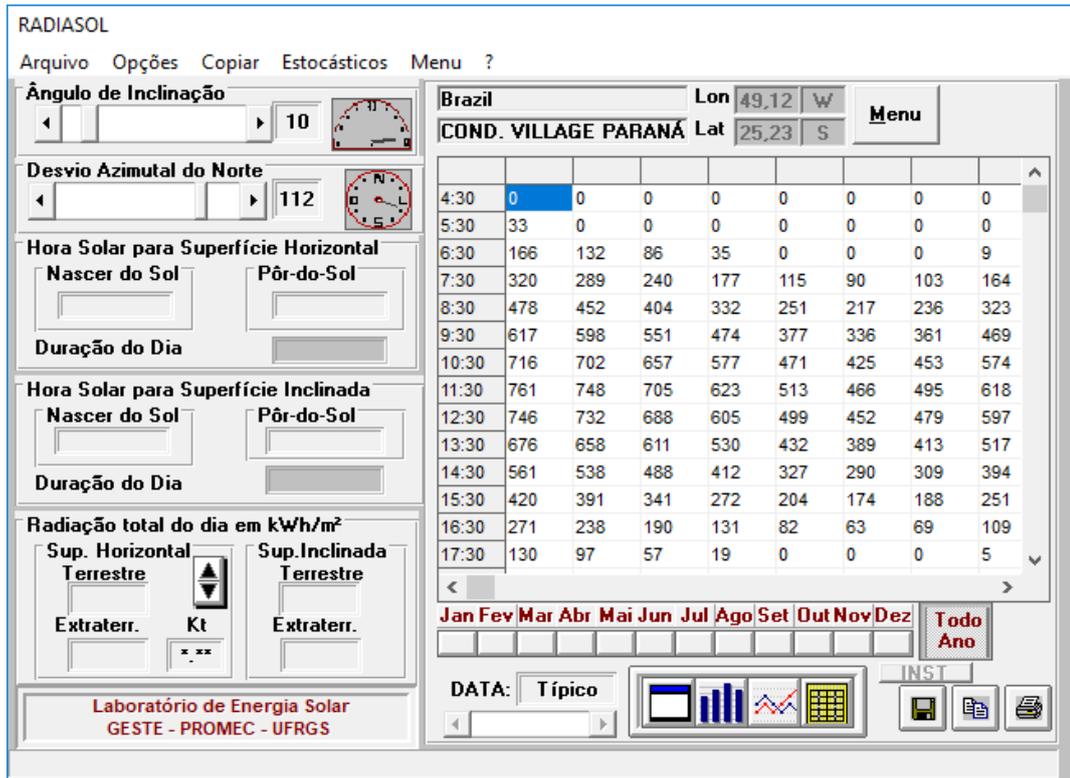


Figura 28 – Desvio azimutal leste 112° com inclinação 10°.

Fonte: Radiasol, 2018.

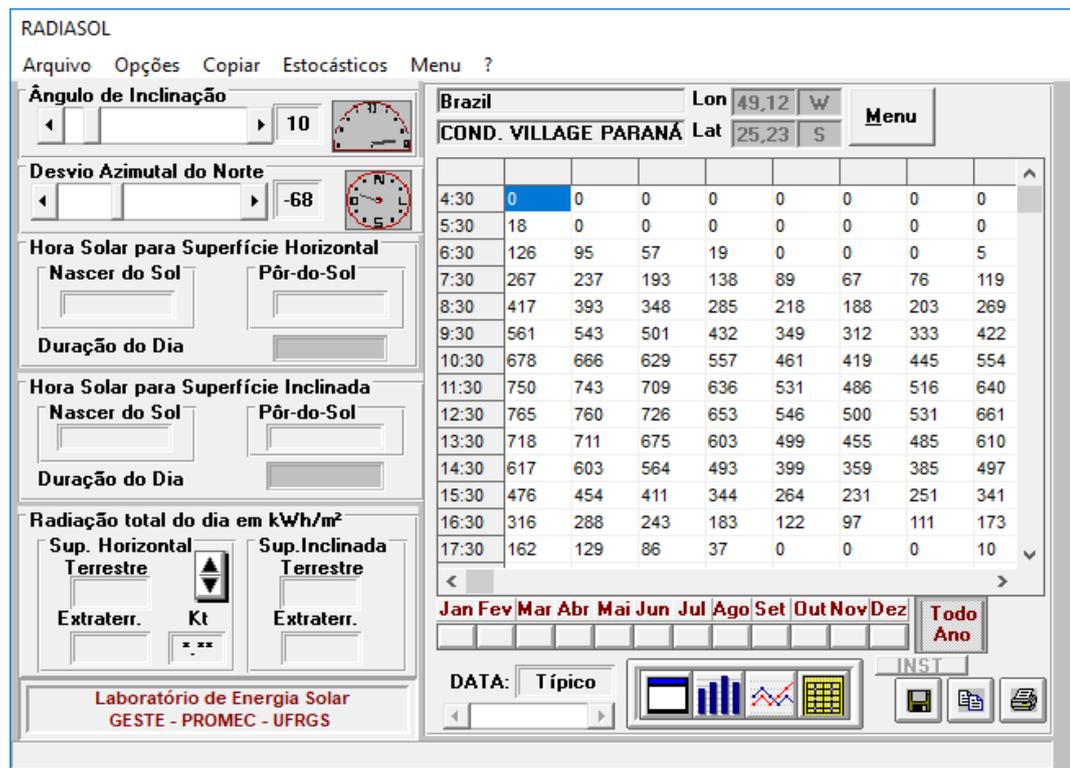


Figura 29 – Desvio azimutal oeste 68° com inclinação 10°.

Fonte: Radiasol, 2018.

O resumo dos valores encontrados para irradiação de acordo com as condições previstas para a instalação dos módulos, pode ser verificado no Quadro 7.

	IRRADIAÇÃO MÉDIA (Wh/ m ²)												Média anual
	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.	
Plano inclinado de 10° e desvio azimutal de 112° Leste	5913	5575	5018	4187	3271	2902	3106	4030	4303	5047	5869	6226	4621
Plano inclinado de 10° e desvio azimutal de 68° Oeste	5900	5622	5142	4380	3478	3114	3336	4301	4429	5113	5878	6195	4741

Quadro 7 – Valores de irradiação lançados no software Radiasol.

Fonte: Radiasol, 2018.

3.6 QUANTIDADE DE MÓDULOS POSSÍVEIS PARA INSTALAÇÃO

A área das vagas existentes no estacionamento, conforme é visualizado na Figura 30, são classificadas no projeto do condomínio como:

- Vagas Regular, que possuem 2,2 metros de largura por 4,5 metros de comprimento;
- Vagas Normal, que possuem 2,4 metros de largura por 5 metros de comprimento.

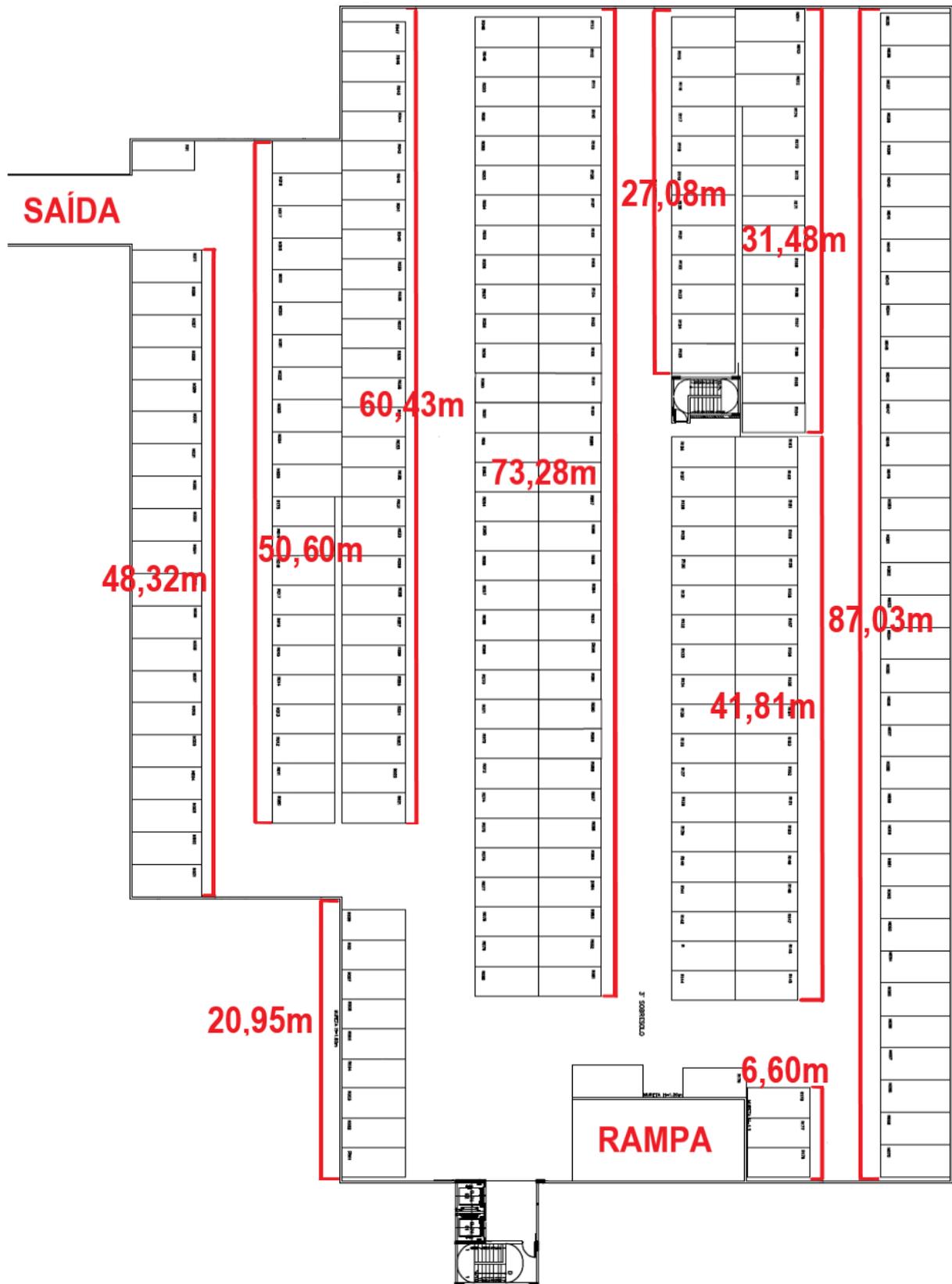


Figura 30 – Dimensionamento de área para a implantação dos módulos fotovoltaicos.

Fonte: Autoria própria.

Para este estudo, e como existe a possibilidade física de execução, o comprimento das vagas foi padronizado em 5 metros, como está representado na Figura 31, tendo a perspectiva de vista em corte do edifício garagem com a cobertura das vagas, representado na Figura 32.

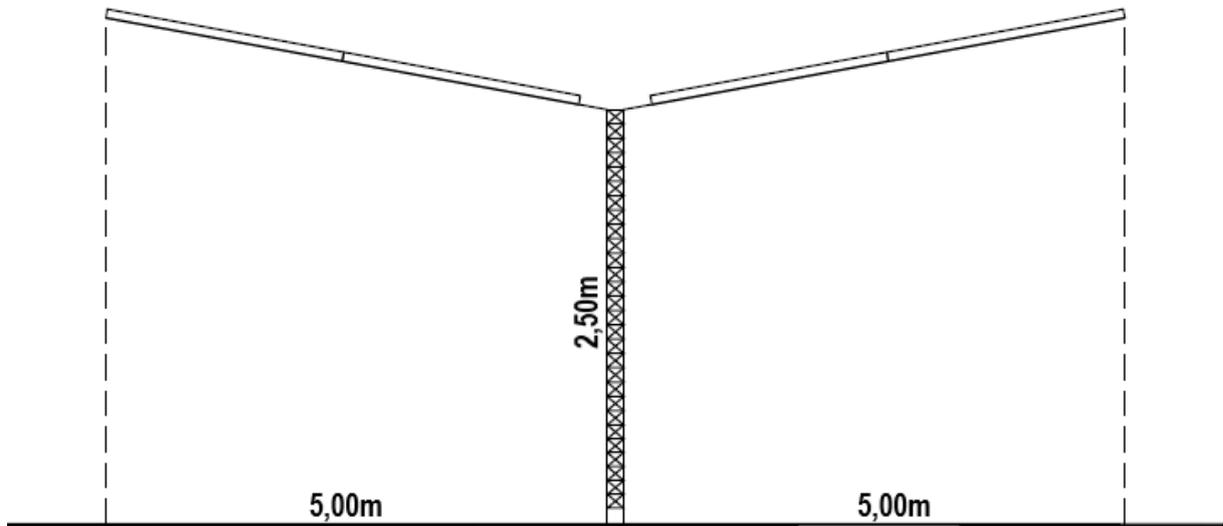


Figura 31 – Detalhe cobertura sobre as vagas (representação sem escala).

Fonte: Autoria própria.

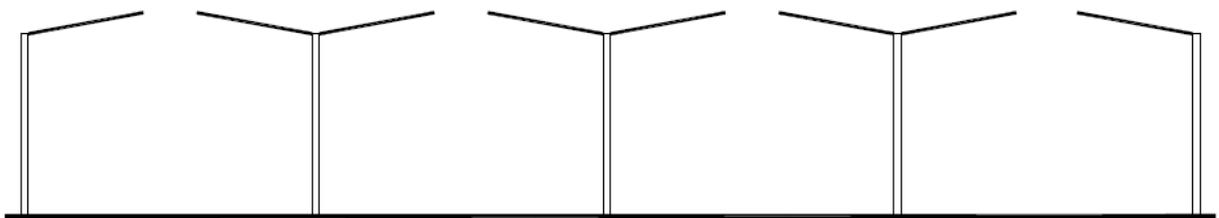


Figura 32 – Detalhe de vista em corte representando a disposição da inclinação das coberturas das vagas com os respectivos módulos fotovoltaicos.

Fonte: Autoria própria.

Com a especificação da área prevista para a cobertura das vagas, foi possível realizar a estimativa de módulos fotovoltaicos que podem ser implantados. Realizada a estimativa, verificou-se a disponibilidade de área para a instalação de 1110 módulos fotovoltaicos, como mostra a Figura 33, com a indicação de quantidade possível de módulos a serem implantados para cada corredor de coberturas das vagas de garagem.

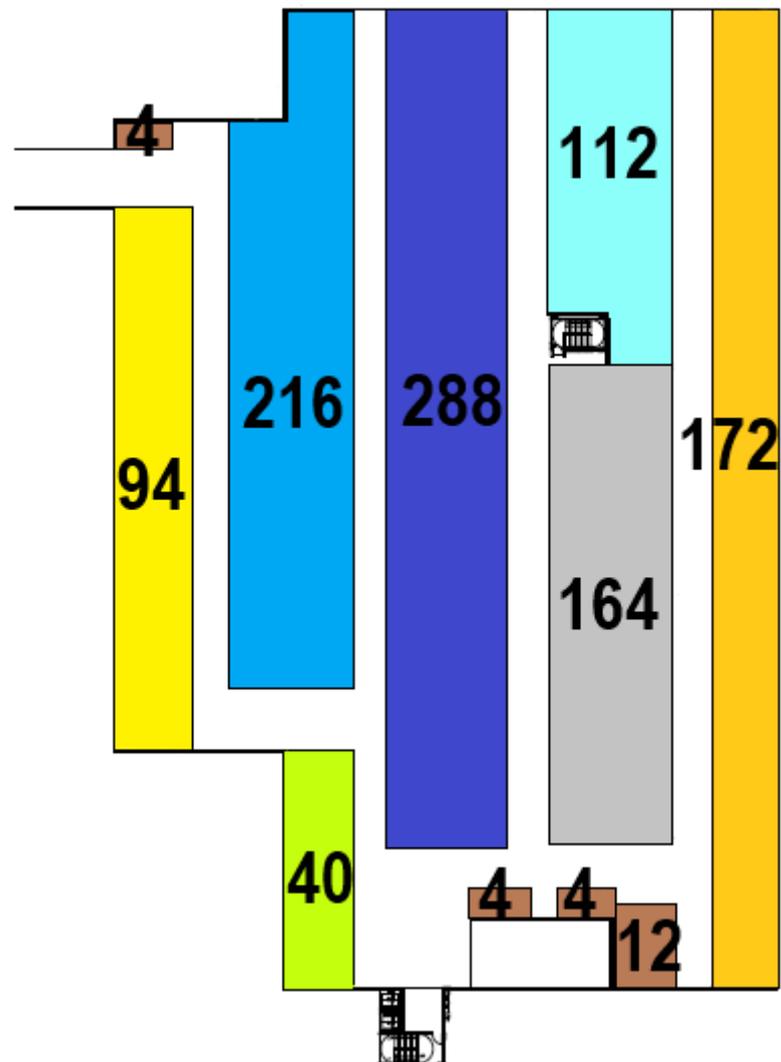


Figura 33 – Disposição da quantidade de módulos fotovoltaicos para instalação.

Fonte: Autoria própria.

Para a obtenção da quantidade de módulos possíveis para serem instalados, foi utilizado a largura do módulo *Canadian CS6U-330P* que é de 0,992 m (metros), deixando um espaçamento de 2 cm (centímetros) entre os módulos, como pode ser visto na representação da Figura 34.

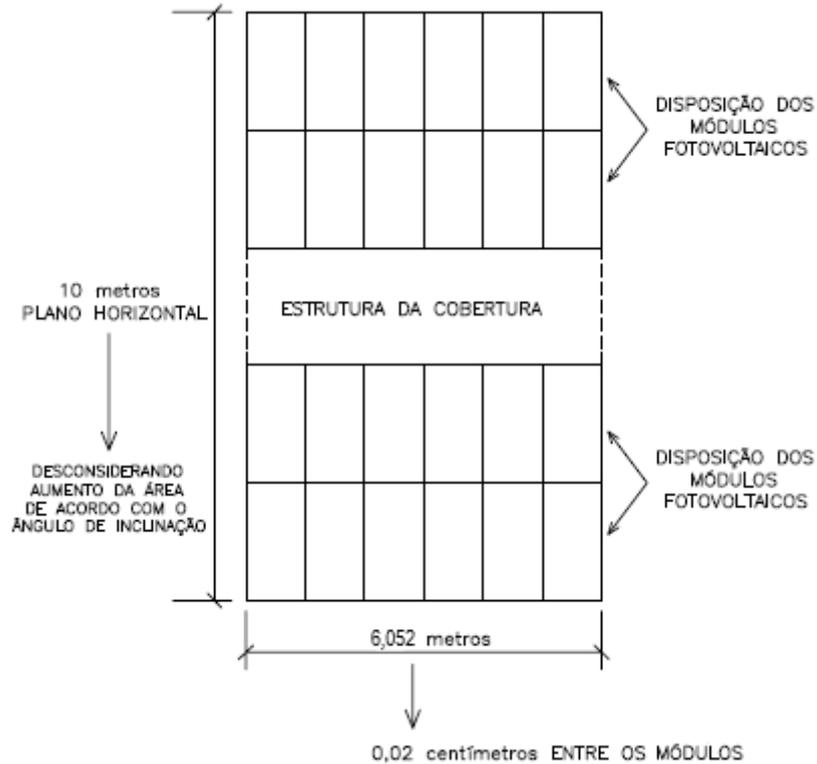


Figura 34 – Vista área da disposição dos módulos fotovoltaicos.

Fonte: Autoria própria.

Com isto, verificou-se que 558 módulos ficaram orientados com desvio azimutal de 68° Oeste e 552 módulos com o desvio azimutal 112° Leste.

3.7 ENERGIA GERADA PELOS MÓDULOS

Para verificar a energia possível a ser produzida com a previsão de possibilidade de instalação de 1110 módulos fotovoltaicos, o primeiro passo é descobrir a quantidade de potência que pode ser gerada, conforme a equação a 1:

$$P_{fv} = P_{mod} \times n^{mod}$$

Equação 1

Onde:

P_{fv} – potência total dos módulos

P_{mod} – é a potência do módulo (330 Wp);

$n^{o}mod$ – é a quantidade total de módulos.

Com isto, verifica-se que $pfv = 330 \times 1110$ resulta em 366,30 kWp. Mas como existem duas posições que serão implantados os módulos, deve-se repetir o cálculo, e assim resultando:

- $Pfv = 552 \times 330 = 182,16$ kWp (para desvio azimutal de 112° Leste);
- $Pfv = 558 \times 330 = 184,14$ kWp (para desvio azimutal de 68° Oeste).

A partir daí o passo seguinte é descobrir a quantidade de energia média que pode ser gerada por dia, utilizando a equação 2.

$$E = \frac{Pfv \times H_{tot} \times PR}{G} \quad \text{Equação 2}$$

Onde:

H_{tot} – Irradiação média anual para o local, apresentada na Quadro 7;

PR – taxa de desempenho ou *performance ratio* do SFVCR;

G – Irradiância solar nas condições STC (temperatura do módulo a 25° C, irradiância de 1000 W/m^2 e massa do ar de 1,5).

De acordo com Tiepolo *et al.* (2017), a taxa de desempenho está entre 70% e 80%, sendo considerado para este estudo 75%. Sendo assim, aplicando os valores indicados, obtêm-se como resultado o valor total de 1.286,08 kWh/ dia.

$$E = \frac{182,16 \times 4,621 \times 0,75}{1} = 631,32 \text{ kWh/dia}$$

$$E = \frac{184,14 \times 4,741 \times 0,75}{1} = 654,76 \text{ kWh/dia}$$

3.8 CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA DO CONDOMÍNIO

Para se obter uma melhor orientação quanto a necessidade de energia a ser gerada, foi realizado um levantamento do histórico de consumo das áreas comuns do condomínio pelo período de 12 meses, optado por definir o ano de 2017 integralmente.

Por se tratar de um condomínio de grande porte, possui 9 medições de energia elétrica para o atendimento de todas as áreas comuns, sendo 1 medição em baixa tensão (BT) por torre - totalizando 8 medições -, e uma medição em média tensão (MT) para áreas comuns entre as torres, incluindo o edifício garagem. Esta medição possui a modalidade tarifária em horo-sazonal Verde (HS-verde).

O histórico de consumo mensal de todas as medições existentes no condomínio para o ano de 2017, podem ser visualizados nos Quadros 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15 e 16.

TORRE 1				
Mês	Dias de consumo	Consumo kWh/mês	Média de consumo (kWh/dia)	Valor da Fatura (R\$)
jan/17	30	957	31,90	684,20
fev/17	31	1050	33,87	660,46
mar/17	30	1036	34,53	721,37
abr/17	30	1032	34,40	738,38
mai/17	30	1123	37,43	705,48
jun/17	32	1261	39,41	789,10
jul/17	31	1334	43,03	1022,65
ago/17	32	1339	41,84	1070,38
set/17	31	1202	38,77	991,34
out/17	28	1097	39,18	891,86
nov/17	32	1371	42,84	1158,43
dez/17	28	1020	36,43	845,46
MÉDIA ANUAL		1151,83	37,80	856,59

Quadro 8 – Histórico de consumo torre 1.

Fonte: Autoria própria.

TORRE 2				
Mês	Dias de consumo	Consumo kWh/mês	Média de consumo (kWh/dia)	Valor da Fatura (R\$)
jan/17	30	1089	36,30	785,69
fev/17	31	1083	34,94	743,63
mar/17	30	1093	36,43	742,24
abr/17	30	1156	38,53	775,83
mai/17	30	1256	41,87	783,33
jun/17	32	1381	43,16	899,59
jul/17	31	1327	42,81	1017,72
ago/17	32	1328	41,50	1062,23
set/17	31	1269	40,94	1040,77
out/17	28	1238	44,21	1022,63
nov/17	32	1866	58,31	1547,41
dez/17	28	1640	58,57	1347,89
MÉDIA ANUAL		1310,50	43,13	980,75

Quadro 9 – Histórico de consumo torre 2.

Fonte: Autoria própria.

TORRE 3				
Mês	Dias de consumo	Consumo kWh/mês	Média de consumo (kWh/dia)	Valor da Fatura (R\$)
jan/17	30	702	23,40	481,76
fev/17	31	879	28,35	492,72
mar/17	30	893	29,77	613,27
abr/17	30	827	27,57	644,42
mai/17	30	965	32,17	576,77
jun/17	32	1037	32,41	686,17
jul/17	31	1041	33,58	792,31
ago/17	32	1145	35,78	903,48
set/17	31	1022	32,97	829,90
out/17	28	932	33,29	766,39
nov/17	32	1109	34,66	929,01
dez/17	28	1251	44,68	1047,40
MÉDIA ANUAL		983,58	32,38	730,30

Quadro 10 – Histórico de consumo torre 3.

Fonte: Autoria própria.

TORRE 4				
Mês	Dias de consumo	Consumo kWh/mês	Média de consumo (kWh/dia)	Valor da Fatura (R\$)
jan/17	30	826	27,53	581,49
fev/17	31	851	27,45	577,94
mar/17	30	844	28,13	595,56
abr/17	30	842	28,07	612,21
mai/17	30	853	28,43	586,18
jun/17	32	917	28,66	612,94
jul/17	31	894	28,84	688,58
ago/17	32	877	27,41	721,38
set/17	31	1139	36,74	914,53
out/17	28	908	32,43	748,12
nov/17	32	1146	35,81	958,10
dez/17	28	976	34,86	811,48
MÉDIA ANUAL		922,75	30,36	700,71

Quadro 11– Histórico de consumo torre 4.

Fonte: Autoria própria.

TORRE 5				
Mês	Dias de consumo	Consumo kWh/mês	Média de consumo (kWh/dia)	Valor da Fatura (R\$)
jan/17	30	840	28,00	583,37
fev/17	31	866	27,94	586,75
mar/17	30	811	27,03	605,03
abr/17	30	823	27,43	590,51
mai/17	30	820	27,33	574,26
jun/17	32	917	28,66	591,44
jul/17	31	866	27,94	668,80
ago/17	32	917	28,66	735,06
set/17	31	921	29,71	752,85
out/17	28	824	29,43	684,25
nov/17	32	915	28,59	776,56
dez/17	28	831	29,68	699,49
MÉDIA ANUAL		862,58	28,37	654,03

Quadro 12 – Histórico de consumo torre 5.

Fonte: Autoria própria.

TORRE 6				
Mês	Dias de consumo	Consumo kWh/mês	Média de consumo (kWh/dia)	Valor da Fatura (R\$)
jan/17	30	662	22,07	458,13
fev/17	31	769	24,81	460,42
mar/17	30	663	22,10	536,63
abr/17	30	750	25,00	479,06
mai/17	30	790	26,33	521,34
jun/17	32	833	26,03	565,42
jul/17	31	809	26,10	628,57
ago/17	32	815	25,47	659,71
set/17	31	827	26,68	682,44
out/17	28	769	27,46	635,32
nov/17	32	894	27,94	760,09
dez/17	28	841	30,04	707,18
MÉDIA ANUAL		785,17	25,83	591,19

Quadro 13 – Histórico de consumo torre 6.

Fonte: Autoria própria.

TORRE 7				
Mês	Dias de consumo	Consumo kWh/mês	Média de consumo (kWh/dia)	Valor da Fatura (R\$)
jan/17	30	741	24,70	500,36
fev/17	31	799	25,77	517,29
mar/17	30	770	25,67	555,60
abr/17	30	765	25,50	556,48
mai/17	30	871	29,03	530,75
jun/17	32	997	31,16	625,10
jul/17	31	904	29,16	695,63
ago/17	32	912	28,50	731,36
set/17	31	920	29,68	752,68
out/17	28	793	28,32	653,50
nov/17	32	877	27,41	746,70
dez/17	28	780	27,86	652,96
MÉDIA ANUAL		844,08	27,73	626,53

Quadro 14 – Histórico de consumo torre 7.

Fonte: Autoria própria.

TORRE 8				
Mês	Dias de consumo	Consumo kWh/mês	Média de consumo (kWh/dia)	Valor da Fatura (R\$)
jan/17	30	1156	38,53	789,50
fev/17	31	1204	38,84	785,84
mar/17	30	1076	35,87	842,25
abr/17	30	1039	34,63	764,67
mai/17	30	1162	38,73	709,89
jun/17	32	1204	37,63	814,49
jul/17	31	1246	40,19	960,55
ago/17	32	1792	56,00	1405,07
set/17	31	1368	44,13	1113,08
out/17	28	1145	40,89	928,37
nov/17	32	1281	40,03	1087,70
dez/17	28	1355	48,39	1127,75
MÉDIA ANUAL		1252,33	41,16	944,10

Quadro 15 – Histórico de consumo torre 8.

Fonte: Autoria própria.

ÁREA COMUM GERAL DO CONDOMÍNIO - HORO-SAZONAL VERDE								
Mês	Dias de consumo	Consumo kWh/mês (fora de ponta)	Valor consumo fora de ponta (R\$)	Consumo kWh/mês ponta	Valor consumo ponta (R\$)	Demanda (kW)	Média de consumo kWh/dia na ponta e fora de ponta	Valor total da fatura (R\$)
jan/17	31	8.264,00	3.450,09	1.128,00	1.748,66	37,26	302,97	9.802,92
fev/17	31	7.658,00	3.197,11	1.076,00	1.668,05	34,24	281,74	6.448,70
mar/17	28	6.605,00	2.774,09	927,00	1.445,71	37,36	269,00	5.822,01
abr/17	31	7.396,00	3.127,46	1.118,00	1.755,46	61,00	274,65	6.986,44
mai/17	30	7.763,00	2.651,36	950,00	1.422,74	39,88	290,43	6.004,79
jun/17	31	8.058,00	3.396,23	1.231,00	1.954,00	36,34	299,65	7.393,74
jul/17	30	8.060,00	3.519,62	1.187,00	2.185,26	39,16	308,23	7.169,84
ago/17	31	8.324,00	3.634,90	1.231,00	2.266,26	41,13	308,23	8.404,62
set/17	31	7.934,00	3.504,19	1.344,00	2.502,56	36,81	299,29	8.661,43
out/17	30	6.102,00	2.717,47	901,00	1.691,65	40,21	233,43	6.911,86
nov/17	31	7.949,00	3.583,03	1.201,00	2.282,28	66,71	295,16	8.836,78
dez/17	30	7.684,00	3.463,56	1.149,00	2.183,47	46,83	294,43	8.666,12
MÉDIA ANUAL		7.649,75	3.251,59	1.120,25	1.925,51	43,08	288,10	7.592,44

Quadro 16 – Histórico de consumo área comum geral.

Fonte: Autoria própria.

3.9 CONDIÇÕES DE ACESSO COM A CONCESSIONÁRIA LOCAL

Segundo a Copel (2018), para a conexão de um cliente que possua geração distribuída junto com a rede de distribuição, deve-se respeitar as condições gerais estabelecidas através da NTC 905200 (Norma Técnica Copel), como mostra o Quadro 17, que define patamares de potência de geração que pode ser instalada, conforme o atendimento que recebe o cliente, seja por média tensão (MT) ou baixa tensão (BT), juntamente com os critérios de projeto que precisam ser respeitados para a formalização da conexão do cliente como um gerador de energia elétrica.

DEFINIÇÃO DOS TIPOS DE CONEXÃO	
Acessantes de geração até 75kW	A conexão pode ser feita diretamente na rede de BT
Acessantes de geração de 76 kW até 300 kW	A conexão deve ser trifásica por meio de relés de proteção e com transformador exclusivo do acessante. Pode ser utilizado disjuntor de BT
Acessantes de geração de 301 kW até 500 kW	A conexão deve ser trifásica por meio de disjuntor de MT, relés de proteção e com transformador exclusivo do acessante. Os equipamentos de proteção devem ser automatizados, sendo disponibilizado a supervisão e os comandos para o COD (Centro de Operação da Distribuição)
Acessantes de geração acima de 501 kW	A conexão deve ser trifásica por meio de disjuntor de MT, relés de proteção e com transformador exclusivo do acessante. Os equipamentos de proteção devem ser automatizados, sendo disponibilizado a supervisão e os comandos para o COD (Centro de Operação da Distribuição)

Quadro 17 – Regra geral para conexão de acessantes de geração em relação com a potência instalada da unidade geradora.

Fonte: Adaptado Copel, 2018.

3.10 TARIFAS DE ENERGIA

De acordo com ANEEL (2018), define-se por modalidade tarifária o conjunto de tarifas aplicáveis às componentes de consumo de energia elétrica e demanda de potência ativas, considerando as seguintes estruturas:

I - Estrutura Convencional;

II - Estrutura Horária.

Com relação às estruturas mencionadas anteriormente, existem especificações diferenciadas de acordo com a aplicação de tarifas de consumo de energia elétrica e/ou demanda de potência contratada para cada unidade consumidora específica, conforme abaixo:

- tarifa monômnia: tarifa de fornecimento de energia elétrica constituída por preços aplicáveis unicamente ao consumo de energia elétrica ativa (baixa tensão);
 - tarifa binômnia: conjunto de tarifas de fornecimento constituído por preços aplicáveis ao consumo de energia elétrica ativa e à demanda faturável (alta tensão). A estrutura tarifária binômnia trata-se da horo-sazonal, no que diz respeito aos componentes de energia e demanda, bem como a relatividade de preços nos diversos horários.
- a) modalidade tarifária Convencional monômnia: aplicada às unidades consumidoras do grupo B, caracterizada por tarifas de consumo de energia elétrica, independentemente das horas de utilização do dia;
 - b) modalidade tarifária horária Branca: aplicada às unidades consumidoras do grupo B, exceto para o subgrupo B4 e para as subclasses Baixa Renda do subgrupo B1, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia;
 - c) modalidade tarifária horária Verde: aplicada às unidades consumidoras do grupo A, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia

elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia, assim como de uma única tarifa de demanda de potência; e

- d) modalidade tarifária horária Azul: aplicada às unidades consumidoras do grupo A, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia.

Com base nas informações acima, verificou o valor cobrado pela distribuidora de energia local, para as modalidades tarifárias do grupo B Convencional e Branca, grupo A (horo-sazonal Verde e horo-sazonal Azul), como são mostrados nos Quadros 18, 19, 20 e 21.

CONVENCIONAL	Resolução ANEEL N° 2.402, de 19 de junho de 2018	
Tarifa em R\$/kWh	Resolução ANEEL	com Impostos: ICMS e PIS/COFINS
B1 - Residencial	0,50752	0,76897
Vigência em 24/06/2018		

Quadro 18 – Tarifa de energia vigente para o grupo B Convencional.

Fonte: Copel, 2018.

Tarifa Branca	Resolução ANEEL N° 2.402, de 19 de junho de 2018	
Tarifas	Resolução ANEEL	Com Impostos: ICMS e PIS/COFINS
Consumo (R\$/kWh)		
Ponta	0,91974	1,39355
Intermediário	0,59690	0,90439
Fora de Ponta	0,43568	0,66012
Vigência em 24/06/2018		

Quadro 19 - Tarifa de energia vigente para o grupo B Branca.

Fonte: Copel, 2018.

Horária Verde		Resolução Homologatória ANEEL N° 2.402, de 19 de junho de 2018	
A4 (2,3 a 25kV)		Vigência em 24/06/2018	
Tarifas		Resolução ANEEL	com impostos:
Demanda (R\$/kW)		14,60	22,12
Demanda ultrapassagem (R\$/kW)		29,20	44,24
Consumo (R\$/kWh)			
Ponta		1,27852	1,93715
Fora de Ponta		0,33511	0,50774
Alíquota vigente	ICMS	PIS/PASEP	COFINS
01/03/2018	29%	0,89%	4,11%

Quadro 20 – Tarifa de energia vigente para o grupo A4 horo-sazonal Verde.

Fonte: Copel, 2018.

Horária Azul		Resolução Homologatória ANEEL N° 2.402, de 19 de junho de 2018	
A4 (2,3 a 25kV)		Vigência em 24/06/2018	
Tarifas		Resolução ANEEL	com Impostos
Demanda (R\$/kW)			
Ponta		32,44	49,15
Fora de Ponta		14,60	22,12
Ultrapassagem Ponta		64,88	98,30
Ultrapassagem Fora de Ponta		29,20	44,24
Consumo (R\$/kWh)			
Ponta		0,49673	0,75262
Fora de Ponta		0,33511	0,50774
Alíquota vigente	ICMS	PIS/PASEP	COFINS
01/03/2018	29%	0,89%	4,11%

Quadro 21 – Tarifa de energia vigente para o grupo A4 horo-sazonal Azul.

Fonte: Copel, 2018.

3.11 INTRODUÇÃO DO ESTUDO DE CASO

Com a realização da análise de consumo das áreas comuns, juntamente com a expectativa de possibilidade de implantação de módulos fotovoltaicos, e respeitando a norma de instalação do sistema de geração solar da concessionária local, verificou-se alguns fatores limitantes para a execução do projeto de forma integral.

O primeiro quesito é da escolha de conexão com a concessionária. Como visto anteriormente, o condomínio possui nove medições de energia, sendo oito em BT e uma baixa tensão indireta (grupo A), com faturamento em horo-sazonal verde.

Sendo assim, para a conexão do SFVCR distribuídas pelas medições do grupo B, limitaria o projeto em 75 kWp. Neste caso, como as áreas comuns de cada torre possui um disjuntor geral trifásico de 100 A, poderia ser escolhido duas torres para receberem a geração total do sistema fotovoltaico.

A Copel considera como gerador de crédito para a geração de energia elétrica excedente, o valor unitário do kWh sem estar associado com o seu respectivo valor monetário da modalidade tarifária em que está conectado. Isto tanto para compensação do kWh excedente gerado em uma unidade do grupo B para compensação em uma unidade do grupo A ou o contrário. Para esta conversão, é considerado apenas a energia gerada no período de fora de ponta, pois se houver a intenção de compensar com os créditos excedentes gerados no período de fora de ponta para o período de ponta, automaticamente passa por uma conversão do valor kWh gerado no período de fora de ponta para o valor cobrado no período de ponta.

Com isto, se houver geração em horário de ponta, o kWh passa por uma outra conversão para compensação em períodos de fora de ponta. Este conceito, é claro, aplica-se para geração apenas de unidades consumidoras com faturamento horário (grupo A), pois unidades consumidoras do grupo B, sempre gerarão créditos a serem compensados para o sistema horário para o período de fora de ponta, caso não esteja classificada na modalidade tarifária branca.

Desta forma, entende-se que o limitante em instalar o SFVCR em uma unidade do grupo B, é o valor do disjuntor de BT, limitando-se ao máximo de 75 kW

de geração por conexão com rede de distribuição. Já para um sistema fotovoltaico até 300 kW de geração, o fator limitante é o transformador existente na localidade.

Porém, impreterivelmente para este caso, aplicando a energia gerada pelo SFVCR distribuída para algumas medições de grupo B da área comum das torres, geraria um transtorno para a administração do condomínio. Isto porque o rateio de energia elétrica relatado na prestação de contas, realiza uma divisão por igual entre todos os moradores do valor pago na fatura de energia elétrica da área comum geral (medição do grupo A), acrescido do rateio de consumo de energia elétrica da área comum de cada torre (medições do grupo B) apenas para o morador da respectiva torre.

Diante da prerrogativa apresentada, optou-se por realizar a conexão do SFVCR através da medição do grupo A. E com isto, obtêm-se o segundo e o terceiro quesito limitante do projeto, que trata da potência do transformador particular e da demanda contratada do condomínio, respectivamente.

O condomínio Village Paraná possui um transformador de 225 kVA particular, com demanda contratada de 120 kW. Neste cenário, o estudo busca chegar em uma conclusão: implantar um SFVCR aproveitamento a capacidade total do transformador; ou limitar o SFVCR com a demanda contratada, ou ajustar a necessidade de consumo de todas as áreas comuns com a geração de energia fotovoltaica, e assim possivelmente elevar a demanda contratada da medição do grupo A.

3.12 ANÁLISE DO ESTUDO DE CASO

O princípio da análise baseia-se em realizar o somatório de consumo de todas as áreas comuns, realizado no período de 12 meses, com o intuito de realizar um pré-dimensionamento do projeto do SFVCR a ser elaborado. Para isto foram somados os consumos de energia elétrica de todas as medições, inicialmente apenas para o período de fora de ponta, como mostra o Quadro 22.

CONSUMO TOTAL DO CONDOMÍNIO			
Medição	Dias de consumo	Valor kWh (R\$)	Consumo kWh/ ano
Torre 1	365,00	0,76897	13.822,00
Torre 2	365,00	0,76897	15.726,00
Torre 3	365,00	0,76897	11.803,00
Torre 4	365,00	0,76897	11.073,00
Torre 5	365,00	0,76897	10.351,00
Torre 6	365,00	0,76897	9.422,00
Torre 7	365,00	0,76897	10.129,00
Torre 8	365,00	0,76897	15.028,00
Área comum HS-verde*	365,00	0,50774	91.797,00
TOTAL ANO			189.151,00
MÉDIA MENSAL			15.762,58
* Considerado apenas o período de fora de ponta			

Quadro 22 – Resumo do histórico de consumo anual.

Fonte: Autoria própria.

De acordo com o quadro acima, verifica-se que o consumo de energia elétrica anual total das áreas comuns do condomínio está em 189.151 kWh, o que resulta em uma média mensal de 15.762,58 kWh.

Considerando a possibilidade de geração de energia solar para compensação do consumo do horário de ponta, necessita realizar uma conversão, pois o valor da energia para este período, tem um custo mais elevado do que a energia gerada no período fora de ponta. Esta conversão, está denominada neste trabalho como fator de ajuste, como mostra o Quadro 23.

CÁLCULO CONVERSÃO PARA GERAÇÃO DE ENERGIA							
Mês	Dias de consumo	Valor kWh (R\$ Fora de Ponta)	Valor kWh (R\$ Ponta)	Consumo em horário de ponta kWh/ ano	Fator de Ajuste	Geração de energia necessária (kWh/ano)	Média Mensal (kWh)
Área comum HS-verde*	365	0,50774	1,93715	13443	3,815240	51288,27	4274,02
Área comum HS-azul*	365	0,50774	0,75262	13443	1,482294	19926,48	1660,54
* Considerado apenas o período de ponta							

Quadro 23 – Quadro conversão de necessidade de geração de energia para suprir consumo em horário de ponta.

Fonte: Autoria própria.

O quadro anterior apresenta como base do estudo, a modalidade tarifária vigente atualmente na medição do grupo A do condomínio, ou seja, a horo-sazonal Verde, e a modalidade tarifária horo-sazonal Azul.

Portanto, para o cálculo de um SFVCR que tenha a função de suprir 100% o consumo de energia do condomínio (período de fora de ponta e de ponta), deve gerar 20.036,60 kWh/mês ou 667,89 kWh/dia para a modalidade tarifária horo-sazonal Verde, ou 17.423,12 kWh/mês ou 580,77 kWh/dia para modalidade tarifária horo-sazonal Azul.

Porém, como existem 8 medições trifásicas do grupo B para o cálculo apresentado anteriormente, ou seja, com pagamento de taxa mínima (custo de disponibilidade) de 100 kWh/mês, o que totaliza 800 kWh/ mês e representa 26,67 kWh/ dia, pode-se tirar este valor dos calculados como necessidade de energia a ser gerada por dia. Em resumo, para a modalidade tarifária horo-sazonal Verde necessita gerar 641,22 kWh/ dia e para a modalidade tarifária horo-sazonal Azul a necessidade de gerar 554,1 kWh/dia.

3.13 PROPOSTA DE PROJETO DO SFVCR

Inicialmente foi realizado uma média entre os valores de irradiação incidente para facilitar nos cálculos, como mostra o Quadro 24, visto que a quantidade de módulos fotovoltaicos nos dois posicionamentos existentes é próxima, assim como os valores de irradiação média anual.

Orientação dos módulos	Irradiação média anual (Wh/ m ²)	Energia média gerada pelos módulos (kWh/dia)	Número de módulos
Plano inclinado de 10° e desvio azimutal de 112° Leste	4621	631,32	552
Plano inclinado de 10° e desvio azimutal de 68° Oeste	4741	654,76	558
Média	4681		

Quadro 24 – Irradiação média entre os dois posicionamento de módulos fotovoltaicos.

Fonte: Autoria própria.

Como se tem o valor total de consumo de energia elétrica diário médio calculado, considerando o valor necessário para suprir também o consumo de energia elétrica em horário de ponta, utilizou a equação 2 que foi apresentada anteriormente, e posteriormente a equação 1, para a obtenção da quantidade de módulos fotovoltaicos necessário para o SFVCR.

$$554,1 = \frac{Pfv \times 4,681 \times 0,75}{1} = 157,83 \text{ kWp}$$

$$157,83 \times 1000 = 330 \times n^{\circ} \text{mod} = 478,27$$

Como visto acima, verifica-se a necessidade de implantação de 479 módulos fotovoltaicos para suprir a energia consumida pelas áreas comuns do condomínio. E

com isto, atesta também que o transformador existente de 225 kVA tem capacidade de ser utilizado para a implantação de um SFVCR de 157,83 kWp.

3.14 COMPARATIVO DE MODALIDADES TARIFÁRIAS

Para a análise de uma possível mudança tarifária para a implantação de um SFVCR, é necessária realizar também um estudo do impacto desta ação na fatura de energia do condomínio.

E como base para este estudo, foi realizado um comparativo tarifário com bases nas tarifas atuais de demanda e consumo praticadas pela Copel, de acordo com as características de necessidade e utilização apresentadas pelo condomínio no decorrer deste trabalho.

Este comparativo pode ser observado através do Quadro 25. Para isto, foram considerados alguns fatores prevendo o SFVCR implantado, como por exemplo:

- A demanda contratada no período de fora de ponta, foi considerado como a capacidade de geração do SFVCR desejado (considerado 160 kW);
- A demanda contratada no período de ponta, como a máxima demanda atingida para o ano de 2017 que foi de aproximadamente 67 kW;
- Os valores das tarifas utilizadas para o cálculo, considerando os impostos pertinentes (ICMS, PIS/COFINS);
- Desconsiderando no valor total de fatura, incidência de custos como o da bandeira tarifária vigente, iluminação pública, energia reativa, etc.;
- Considerado os valores de consumo apenas da medição do grupo A existente no condomínio;
- Como da modalidade tarifária horo-sazonal Verde possui apenas um valor de demanda contratada, para esta será utilizado o valor de demanda considerando a capacidade de geração do SFVCR desejado (160 kW).

COMPARATIVO DE MODALIDADE TARIFÁRIA		
DADOS FATURA	HORO-SAZONAL VERDE	HORO-SAZONAL AZUL
Dias de consumo	365	365
Consumo fora de ponta (kWh)	91.797,00	91.797,00
Valor tarifa (R\$/kWh)	0,51	0,51
Valor fatura (R\$)	46.609,01	46.609,01
Consumo ponta (kWh)	23.106,10	23.106,10
Valor tarifa (R\$/kWh)	1,94	0,75
Valor fatura (R\$)	44.759,98	17.390,11
Demanda contratada fora de ponta (kW)	-	160,00
Valor tarifa (R\$/kW)	-	22,12
Valor fatura (R\$)	-	3.539,20
Demanda contratada ponta (kW)	-	67
Valor tarifa(R\$/kWh)	-	49,15
Valor fatura (R\$)	-	3.293,05
Demanda contratada (kW)	160	-
Valor tarifa(R\$/kWh)	22,12	-
Valor fatura (R\$)	3.539,20	-
TOTAL FATURA (R\$)	94.908,19	70.831,37

Quadro 25 – Comparativo de custo anual por modalidade tarifária.

Fonte: Autoria própria.

Com isto, percebe-se uma economia de quase 34% no gasto com fatura de energia elétrica migrando para a modalidade tarifária horo-sazonal Azul, desconsiderando o impacto com a implantação do SFVCR na economia com os custos referentes ao consumo de energia elétrica.

Com o SFVCR implantado e eliminando os gastos com o consumo, e realizando um comparativo de custos com a demanda contratada, nota-se uma diferença de R\$ 3.293,05 anuais a serem pagos a mais quando aplicada a modalidade tarifária horo-sazonal Azul em relação à modalidade horo-sazonal Verde. Mas em contrapartida, como visto anteriormente, a necessidade de geração para suprir o consumo no horário de ponta com geração de energia pelo SFVCR é cerca de 87,12 kWh/dia menor na modalidade tarifária horo-sazonal Azul em relação à modalidade tarifária horo-sazonal Verde, o que representa mensalmente a não obrigação em se gerar 2.613,48 kWh/mês. Em outras palavras, para suprir o consumo de energia em horário de ponta, necessita de um SFVCR de menor potência instalada para a modalidade tarifária horo-sazonal Azul.

E diante deste cenário, este estudo seguirá dimensionando o SFVCR com a perspectiva de a unidade consumidora estar sendo faturada pela modalidade tarifária horo-sazonal Azul.

3.15 DIMENSIONAMENTO DOS INVERSORES

Segundo a Villalva (2015, p. 172), “ os inversores sem transformador, que costumam ser identificados nos catálogos com as letras TL (*transformeless*), são os mais leves, compactos e eficientes”. O comparativo entre estes dois tipos de inversores pode ser visto no Quadro 26.

Com transformador	Sem transformador
<ul style="list-style-type: none"> - maior peso e volume - maiores perdas (perdas magnéticas e ôhmicas) o que resulta em menor eficiência - permite que o painel fotovoltaico opere numa tensão mais baixa - menor interferência eletromagnética - os circuitos c.c. e c.a são isolados - menores requisitos de proteção 	<ul style="list-style-type: none"> - menor peso e volume - maior eficiência, principalmente se não possuir estágio de conversão c.c.-c.c. (para isso tem que operar com tensão do gerador fotovoltaico superior à tensão de pico da rede) - maior interferência eletromagnética - pode ser necessária a instalação de dispositivos de proteção adicionais (disposto diferencial-residual, disjuntor de corrente direcional etc.), conforme a regulamentação local, devido à falta de isolamento entre os circuitos c.c. e c.a.

Quadro 26 – Comparação de características de inversores para SFVCR.

Fonte: Pinho e Galdino, 2015 p. 238.

Para este trabalho foi selecionado o inversor do fabricante PHP Eletrônica LTDA, modelo PHB14K-DT, com as especificações técnicas selecionadas no Quadro 27, pelos principais motivos de máxima eficiência catalogada e por possuir como saída de CA a tensão de rede local (127/220V), não necessitando da inclusão de um transformador de acoplamento. Esta medida também está relacionada à limitação de espaço físico da área do condomínio destinada para este fim, e com isto otimizar espaços de área comum, desconsiderando o fator financeiro e econômico do impacto dessa escolha no projeto.

Dados da Entrada CC	PHB14K-DT	PHB20K-DT	PHB25K-DT
Max. Potência Fotovoltáica[W]	18200	26000	32500
Max. Tensão CC [V]	1000	1000	1000
Faixa de Operação SPMP [V]	260-850	260-850	260-850
Tensão CC de Partida [V]	250	250	250
Corrente CC Máxima [A]	27/27	22/22	27/27
Número de Strings /MPPT	6/2 (permite paralelar)	4/2 (permite	6/2 (permite
Conector CC	MC IV,SUNCLIX(opcional)		
Consumo em Standby [W]	10	10	10
Dados da Saída CA			
Potência CA Nominal [W]	14000	20000	25000
Max. Potência CA [W]	14660	20000	25000
Max. Corrente CA [A]	37	30	37
Saída Nominal CA	60Hz; 220/127Vca	60Hz; 380/220Vca	
Faixa de Operação CA	57.5-62Hz; 101.6-139.7Vca	57.5-62Hz; 176-242Vca	
THD	<5%		
Fator de Potência	Unitário (0.9 Capacitivo. / 0.9 Indutivo)		
Conexão CA	Trifásico (3F+N+T)		
Eficiência			
Max. Eficiência	98.2%		98.4%
Eficiência SPMP	>99.9%		
Segurança do Equipamento			
Monitoramento de corrente de fuga	Integrado	Integrado	Integrado
Proteção Anti-Ilhamento	AFD	AFD	AFD
Monitoramento de Rede	VDE-AR-N 4105, VDE 0126-1-1/A1, RD1699, G59/2, AS4777.2/3		
NBR (Normas Brasileiras)	ABNT NBR 16149, 16150 e ABNT NBR IEC 62116		
Normas de Referência			
EMC	EN 61000-6-1, EN 61000-6-2,		
EMC	EN 61000-6-3, EN 61000-6-4		
Segurança	IEC 62109-1, AS3100		
Dados Gerais			
Dimensões (L*A*P) [mm]	516*650*203		
Peso Líquido [kg]	39		
Ambiente de Operação	Interno ou Externo		
Montagem	Fixado na parede		
Temperatura de Operação	-25~60°C		
Umidade relativa	0-95%		
Altitude [m]	4000m (>3000m com derate)		
Grau de Proteção IP	IP65		
Topologia	Sem Transformador		
Ventilação	Ventilação Forçada		
Nível de Ruído [dB]	<45		
Display	5" LCD (Português)		
Comunicação	Wi-Fi, USB2.0 e RS485 (MODBUS RTU)		
Cor	Vermelho		
Garantia [anos]	5/10/15/20/25 (opcional)		

Quadro 27 – Características técnicas do inversor PHB14K-DT.

Fonte: PHB Eletrônica, 2018.

3.16 DIMENSIONAMENTO DAS SÉRIES (*STRINGS*)

Conforme apresentado no Quadro 27, a potência máxima em módulos fotovoltaicos que o inversor suporta é 18.200 Wp, possuindo duas entradas de MPPT. As especificações técnicas dos módulos fotovoltaicos constam no Quadro 6 apresentado anteriormente.

De acordo com Villalva (2015, p. 187), “os valores de tensão de circuito aberto (V_{oc}) e da tensão de máxima potência (V_{mp}) do módulo devem ser multiplicados pelo número de módulos em série”. O valor encontrado deve estar dentro das características do inversor, e recomenda-se que as tensões calculadas estejam 10% abaixo das especificações, devido variações de temperatura que possam alterar a tensão de saída dos módulos.

Portanto, para o cálculo da quantidade máxima de módulos fotovoltaicos que é possível de ser associado em série, utilizou-se a Equação 3.

$$n^{\circ} \text{ modsérie} = \frac{V_{ccmppt}}{V_{oc}} = \frac{1000}{45,6} = 21,92 \quad \text{Equação 3}$$

$$V_{mp} \times n^{\circ} \text{ modsérie} < V_{mppt} (P_{ac}, r)$$

$$37,2 \times 21 < 850 \text{ V}$$

$$781,2 < 850 \text{ V}$$

Para a associação em paralelo a corrente de curto circuito do módulo (I_{sc}) multiplicado pela quantidade do mesmo, deve ser menor que a corrente de curto circuito máxima por MPPT (I_{scmppt}), de acordo com a Equação 4:

$$I_{sc} \times n^{\circ} \text{ modparalelo} < I_{scmppt} \quad \text{Equação 4}$$

$$n^{\circ} \text{ modparalelo} < \frac{27}{9,45} = 2,85$$

Portanto, com a previsão de formação das *strings*, verifica-se a necessidade de utilizar 10 inversores. E para realizar uma padronização no número de módulos por inversor, será acrescido 1 módulo diante da previsão inicial de 479 módulos, totalizando para este projeto 480 módulos fotovoltaicos.

Com isto, cada inversor possuirá para cada entrada de MPPT 12 módulos fotovoltaicos em série em 2 arranjos em paralelo. Isto significa, que cada MPPT possuirá 24 módulos fotovoltaicos, totalizando 48 módulos fotovoltaicos por inversor.

Realizando a multiplicação da potência de cada módulo fotovoltaico com a quantidade por inversor, resulta-se em 15.840 Wp, ou seja, valor dentro do limite estabelecido pelo fabricante como margem de tolerância

Como cada entrada MPPT terá 12 módulos em série, repetindo o cálculo da equação 3, tem-se como V_{mp} o valor de 446,4 V, que está dentro da faixa de operação do inversor (260-850V).

A tensão mínima de operação da entrada MPPT é 260 V, dividindo este valor pelo número de módulos fotovoltaicos em série (12), obtêm-se a tensão mínima média de cada módulo para que cada *string* de MPPT esteja gerando energia, que para este caso o resultado foi de 21,67V, ilustrado pela Figura 35.

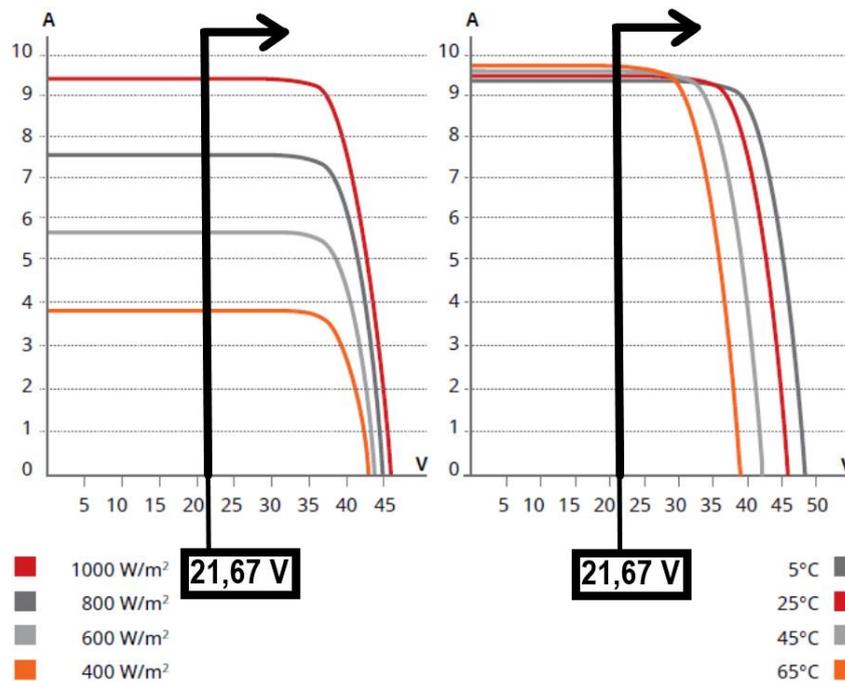


Figura 35 – Curvas I-V, com indicação da tensão média mínima de operação de cada módulo de uma *string*.

Fonte: Adaptado *Canadian Solar*, 2018.

3.17 DIMENSIONAMENTO DE CONDUTORES CC

Para o dimensionamento de condutores CC será aplicado a Equação 5, de acordo com Urbanetz Jr (2016).

$$S_{cond} = \left(\frac{2 \times l \times P \times 0,178}{V^2 \times \Delta V} \right) \times 100 = \left(\frac{2 \times l \times I \times 0,0178}{V \times \Delta V} \right) \times 100 \quad \text{Equação 5}$$

Onde:

l - Comprimento do condutor CC (m);

P - Potência total do circuito (Wp);

V - Tensão no barramento CC (V);

ΔV - Queda de tensão admitida (%);

I - Corrente de curto circuito no barramento CC (A).

O SFVCR projetado possui 10 inversores, com a previsão de serem instalados em uma sala existente abaixo da rampa de subida do primeiro pavimento do edifício garagem. Este local é fechado, protegido contra intempéries, com possibilidade de instalação de exaustores para ventilação ou até mesmo um sistema de ar-condicionado.

Para a indicação de onde estarão os módulos fotovoltaicos a serem agrupados para cada um dos 10 inversores, pode ser visto na Figura 36.

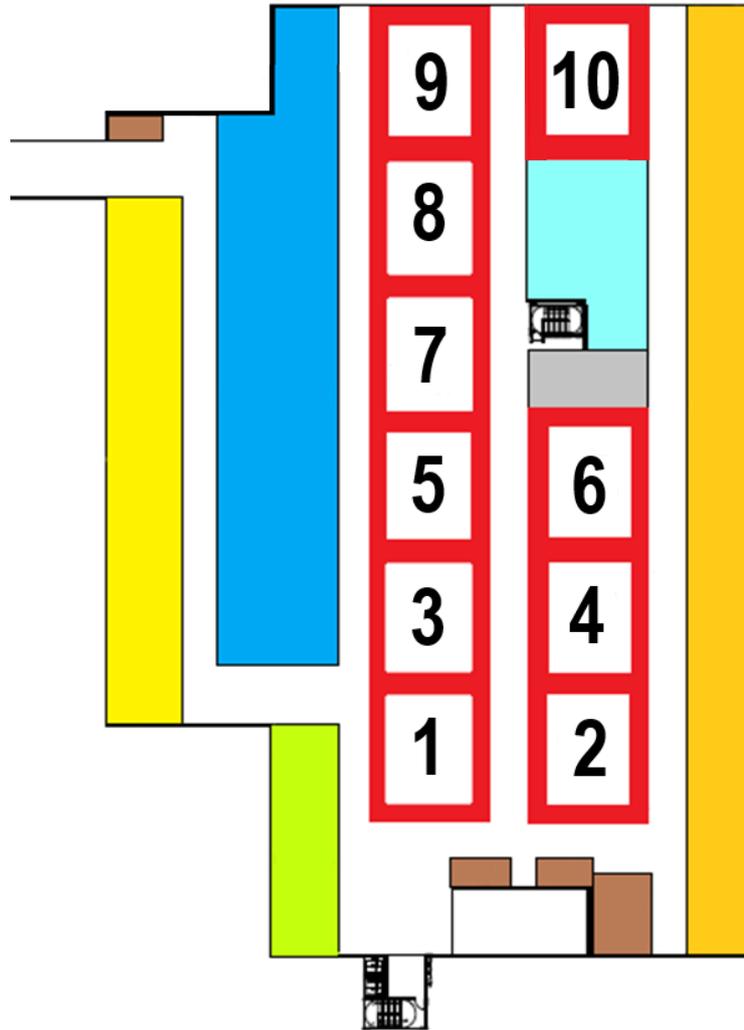


Figura 36 – Posicionamento dos módulos fotovoltaicos em relação ao respectivo inversor

Fonte: Autoria própria.

Diante disto, foram dimensionados os condutores para cada inversor e sua distância em relação ao módulo fotovoltaico situado mais distante, conforme mostram os Quadros 28, 29, 30, 31, 32 e 33.

47	Comprimento do condutor de CC (m)
7920	Potência total do circuito por MPPT (Wp)
446,40	Tensão do barramento CC (V)
4	Queda de tensão admitida (%)
1,66	mm ²
18,9	Corrente total do circuito (A)
2,5	mm ²

Quadro 28 – Cálculo dos condutores para os inversores 1 e 2.

Fonte: Autoria própria.

59	Comprimento do condutor de CC (m)
7920	Potência total do circuito por MPPT (Wp)
446,40	Tensão do barramento CC (V)
4	Queda de tensão admitida (%)
2,09	mm ²
18,9	Corrente total do circuito (A)
2,5	mm ²

Quadro 29 – Cálculo dos condutores para os inversores 3 e 4

Fonte: Autoria própria.

71	Comprimento do condutor de CC (m)
7920	Potência total do circuito por MPPT (Wp)
446,40	Tensão do barramento CC (V)
4	Queda de tensão admitida (%)
2,51	mm ²
18,9	Corrente total do circuito (A)
4,0	mm ²

Quadro 30 – Cálculo dos condutores para os inversores 5 e 6

Fonte: Autoria própria.

83	Comprimento do condutor de CC (m)
7920	Potência total do circuito por MPPT (Wp)
446,40	Tensão do barramento CC (V)
4	Queda de tensão admitida (%)
2,94	mm ²
18,9	Corrente total do circuito (A)
4,0	mm ²

Quadro 31 – Cálculo dos condutores para os inversores 7

Fonte: Autoria própria.

95	Comprimento do condutor de CC (m)
7920	Potência total do circuito por MPPT (Wp)
446,40	Tensão do barramento CC (V)
4	Queda de tensão admitida (%)
3,36	mm ²
18,9	Corrente total do circuito (A)
4,0	mm ²

Quadro 32 – Cálculo dos condutores para os inversores 8

Fonte: Autoria própria.

107	Comprimento do condutor de CC (m)
7920	Potência total do circuito por MPPT (Wp)
446,40	Tensão do barramento CC (V)
4	Queda de tensão admitida (%)
3,78	mm ²
18,9	Corrente total do circuito (A)
4,0	mm ²

Quadro 33 – Cálculo dos condutores para os inversores 9 e 10.

Fonte: Autoria própria.

Portanto, de acordo com os quadros apresentados, as *strings* dos inversores 1, 2, 3 e 4, deverão possuir condutores 2,5 mm² EPR 90°, e as *strings* dos inversores 5, 6, 7, 8, 9 e 10, condutores 4,0 mm² EPR 90°.

3.18 ACESSO A CONCESSIONÁRIA LOCAL

Para a implantação de um SFVCR classificado como minigeração de até 300 kW de potência instalada, de acordo com a Copel (NTC 905200, 2018), deve-se respeitar algumas condições para a execução do projeto fotovoltaico, e conter neste e em seu memorial descritivo, informações pertinentes como:

- Estudo de curto circuito;
- Projeto elétrico das instalações de conexão, memorial descritivo;

- Certificado de conformidade do (s) inversor (es) ou número de registro da concessão do Inmetro do (s) inversor (es) para a tensão nominal de conexão com a rede;
- Estudo de ilhamento;
- Tabela resumo com todos os ajustes exigidos;
- Consulta de acesso ao sistema de distribuição (recomendável);
- Demais estudos necessários conforme a faixa de potência do SFVCR a qual se enquadra a unidade geradora, conforme apresentado no Quadro 34.

TABELA 5.2 - PROTEÇÕES MÍNIMAS PARA CONEXÃO DE GERADORES CONECTADOS ATRAVÉS DE INVERSORES NO SISTEMA 13,8 kV						
FAIXA DE POTÊNCIA DA USINA (SOMA DA POTÊNCIA DOS GERADORES)			até 75 kW	acima de 75 kW até 300 kW	acima de 300 kW até 500 kW	acima de 500 kW até 5 MW
CLASSIFICAÇÃO DA TENSÃO DE ATENDIMENTO			BT	MT	MT	
TIPO DE GERADOR			MONOFÁSICO, BIFÁSICO ou TRIFÁSICO (Nota 1)		TRIFÁSICO	
TIPO DE CONEXÃO NO SISTEMA COPEL						
			CONEXÃO NA BT			
			PINGO NA REDE	SIM	SIM	SIM
ELEMENTO DE DESCONEXÃO MANUAL - VISÍVEL			CHAVE SECCIONADORA	SIM	SIM	SIM
REQUISITOS NA USINA						
EQUIPAMENTOS	OBJETIVO	ESPECIFICAÇÃO - (AT) / (BT)				
TRAFO ABAIXADOR (EXCLUSIVO)	ISOLAR FLUTUAÇÃO	D / Yat.		SIM (Nota 4)	SIM (Nota 4)	SIM
		Yat.(R0<X0)/ Yat.				SIM
		Yat. / D				SIM
DISJUNTOR EI NA BT			SIM	SIM (Nota 3)	SIM (Nota 3)	
DISJUNTOR EI NA MT				SIM (Nota 3)	SIM (Nota 3)	SIM
ELEMENTO DE INTERRUPÇÃO (E I) DISJUNTOR/ RELIGADOR COM RELÉS	DESCONECTAR O GERADOR DO SISTEMA COPEL EM CASOS DE FALTAS E DISTURBIOS NA REDE	50/51 -50/51N - 67- 67N - 50BF - 81U/O - 27 - 59				SIM
		Anti ilhamento (78 - 81 (df/dt))				SIM
		DL/LB (só p/ síncronos)				SIM
		48(I2) + 37				SIM
		32				SIM
INVERSOR			59N e TPs (TPs D-AT / Yat-BT)			SIM
INVERSOR			25-27-59-81U/O-51-78-81df/dt	SIM (Nota 2)	SIM (Nota 2)	SIM (Nota 2)
ADEQUAÇÕES NA REDE DA COPEL						
EQUIPAMENTOS	OBJETIVO	ESPECIFICAÇÃO				
INSTALAÇÃO DE RELIGADOR NA DERIVAÇÃO	CONFIABILIDADE DO TRONCO	67/67N DIRETO - 67/67N REVERSO - 81U/O - 27 - 59 - Dead Line (27 e TPs de Barra) - 79				SIM
AUTOMAÇÃO COD COPEL NO RELIGADOR DO PONTO DE CONEXÃO	DESCONECTAR O GERADOR DO SISTEMA COPEL EM CASOS DE FALTAS E DISTURBIOS NA REDE. DISPONIBILIZAR PARA O COD COPEL COMANDOS E SUPERVISÃO DO RELIGADOR DO PONTO DE CONEXÃO	AUTOMAÇÃO COD da COPEL (SISTEMA E MEIO DE COMUNICAÇÃO)				SIM
NOTAS:						
1) Limite de Geradores monofásicos ou bifásicos conforme limite de carga monofásica ou bifásica da NTC 901100 (tabelas 2 e 4).						
2) O inversor liberado pela COPEL: até 10 kW = homologação INMETRO / acima de 10 kW = certificação (vide site da Copel). Até 300 kW de geração com inversor, o conjunto EI+relé é dispensado.						
3) Para estes casos o disjuntor EI poderá ser instalado na BT ou na MT. Quando o sistema de proteção for instalado junto à casa do gerador, a prescrição da nota 8, referente aos desenhos desta norma, deverá ser adotada.						
4) O trafo abaixador poderá ser exclusivo ou o próprio trafo existente na planta se este atender à especificação.						

Quadro 34 – Proteções mínimas para geradores fotovoltaicos na rede de 13,8 kV com inversor.

Fonte: Copel, 2018.

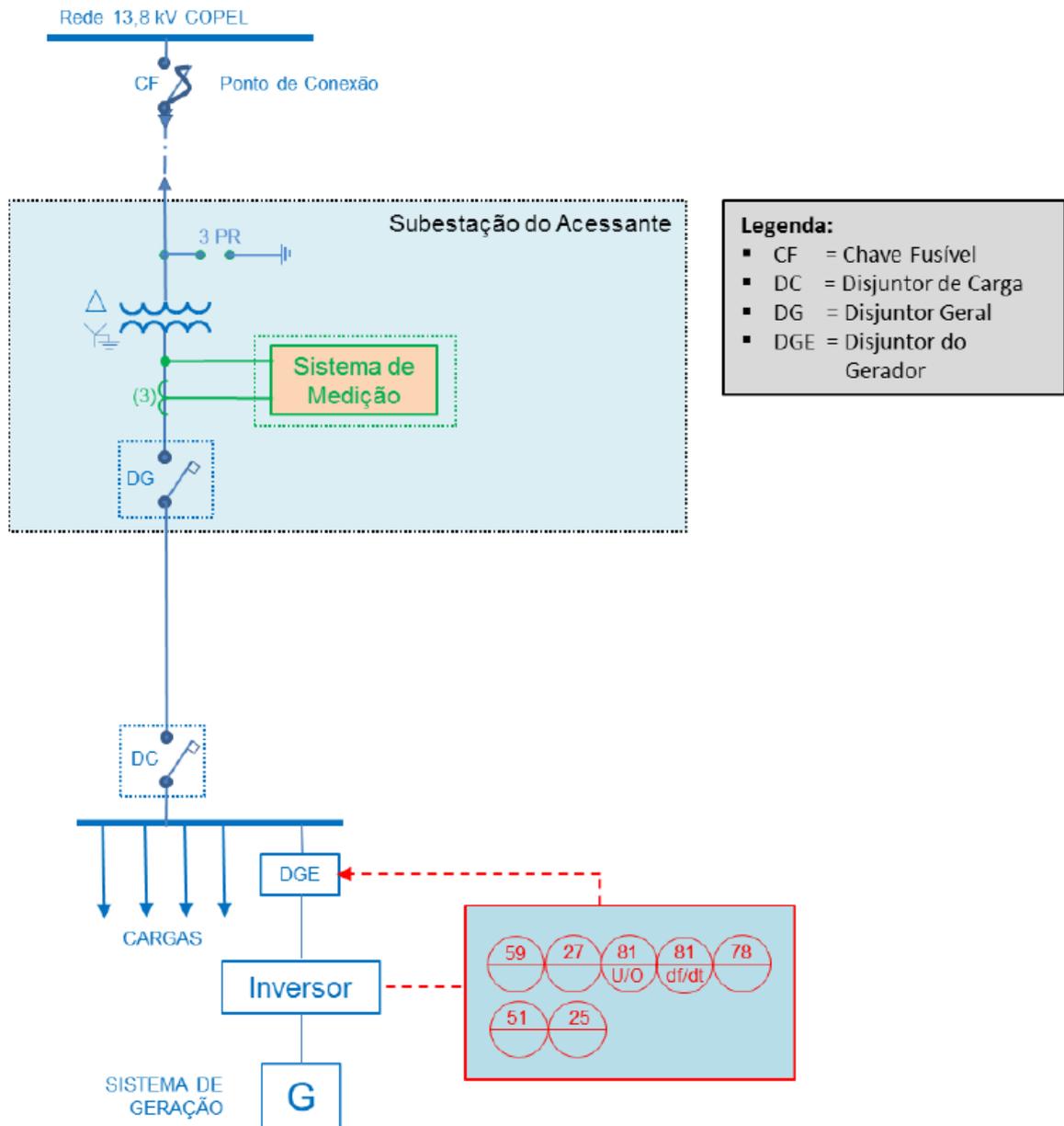


Figura 37 – Acesso de minigeração fotovoltaica com uso de inversor para potência de geração até 300 kW.

Fonte: Copel, 2018.

O diagrama de acesso apresentado na Figura 37, é similar à configuração de estrutura elétrica existente no condomínio, que possui medição em baixa tensão indireta (BTI), com um quadro geral de baixa tensão (QGBT), não sendo necessário adequar a cabine de média tensão (MT) para a instalação do SFVCR.

4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A elaboração deste trabalho teve como foco principal a otimização dos gastos com energia elétrica com a implantação de um SFVCR para suprir toda a necessidade de consumo de um condomínio residencial de grande porte.

Com a proposta apresentada, espera-se obter uma economia nas faturas de energia elétrica apresentadas em cerca de R\$ 130.000,00 anuais, isto com base no valor tarifária aplicado para o ano 2017, ou seja, com os ajustes de elevação de energia elétrica que vêm sendo aplicados a cada ano, a expectativa de economia esperada deve ser ainda maior, o que comprovadamente se torna uma possibilidade atrativa para a implantação do SFVCR.

Um ponto favorável a ser relacionado a este trabalho, é a questão da modalidade tarifária aplicada atualmente (horo-sazonal Verde) em comparativo com a modalidade tarifária horo-sazonal Azul, não apenas na economia de energia que esta última pode representar na situação atual, como também a verificação da necessidade de rever a demanda contratada de 120 kW, pois o pico de demanda apresentado no histórico do ano de 2017 foi de apenas 66,71 kW.

Outro aspecto que deve ser levado em consideração, é a questão da sustentabilidade. E isto faz com que a aplicação de um SFVCR em um condomínio, gere uma referência positiva para o empreendimento, gerando valor agregado que faz com que o imóvel seja valorizado no mercado imobiliário em relação a outros de mesma infraestrutura.

Por fim, verificou-se a área utilizada para aplicação do SFVCR para atendimento das áreas comuns do condomínio, representa menos da metade da área disponível para a instalação de módulos fotovoltaicos. É fato que isto se deve a questão de normas atuais vigentes e também por condições técnicas, mas realça a oportunidade futura em ampliar a possibilidade ainda mais a capacidade de geração de energia aplicando uma SFVCR ainda maior do que foi dimensionado neste trabalho.

REFERÊNCIAS

ANEEL, 2018. **Caderno temático da micro e minigeração distribuída**. Disponível em:

<<http://www.aneel.gov.br/documents/656877/14913578/Caderno+tematico+Micro+e+Minigera%C3%A7%C3%A3o+Distribuida+-+2+edicao/716e8bb2-83b8-48e9-b4c8-a66d7f655161>> Acesso: em 20/07/2018.

ANEEL, 2018. **Estrutura Tarifária de Energia Elétrica**. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012479.pdf>>. Acesso em: 21/07/2018.

ANEEL, 2018. **Programa de Eficiência Energética**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/programa-eficiencia-energetica>>. Acesso em: 10/07/2018.

ANEEL, 2018. **Resolução Normativa nº 482**. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 01/08/2018.

CAMARA DOS DEPUTADOS DO BRASIL. **Lei 9.991/2000**. Disponível em: <<http://www2.camara.leg.br/legin/fed/lei/2000/lei-9991-24-julho-2000-359823-normaatualizada-pl.html>>. Acesso em: 25/07/2018.

CANADIAN SOLAR. **CS6U-330P Módulo de Silício Policristalino**, Disponível em: <https://www.canadiansolar.com/fileadmin/user_upload/downloads/datasheets/en/new/2018-4-12-v5.562/Canadian_Solar-Datasheet-MaxPower_CS6U-P_v5.562_EN.pdf> Acesso em: 01/08/2018.

COPEL, 2018. **Taxas e Tarifas**. Disponível em: <<http://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Fresidencial%2Fpagcopel2.nsf%2Fdocs%2F23BF37E67261209C03257488005939EB>> Acesso em: 05/08/2018.

COPEL, 2018. **Norma Técnica Copel 905200**. Disponível em: <<http://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Froot%2Fpagcopel2.nsf%2F0%2FA3C753509472FD030325781000637369>>. Acesso em: 10/07/2018.

DIOE, 2018. **Edição Digital nº 10230 de 13 de julho de 2018**. Disponível em: <<https://www.documentos.dioe.pr.gov.br/dioe/localizar.do>> Acesso em 05/08/2018.

EPE, 2018. **Relatório Síntese do Balanço Energético Nacional 2017**. Disponível em :<<https://ben.epe.gov.br>> Acesso em: 25/07/2018.

IEA, 2018. **Snapshot of Global Photovoltaic Markets**. Disponível em: <http://www.iea-pvps.org/fileadmin/dam/public/report/statistics/IEA-PVPS_-_A_Snapshot_of_Global_PV_-_1992-2017.pdf> Acesso em: 02/08/2018.

PEREIRA, Enio Bueno; MARTINS, Ferrnando Ramos; GONÇALVES, André Rodrigues; COSTA, Rodrigo Santos; LIMA, Francisco José Lopes; RUTHER, Ricardo; ABREU, Samuel Luna; TIEPOLO, Gerson Máximo; PEREIRA, Silvia Vitorino; SOUZA, Jeferson Gonçalves. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. INPE, São José dos Campos, São Paulo, 2º Edição, 2017.

PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Antonio. **Manual de Engenharia Para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro, RJ, Março de 2014.

POLYSOLAR, 2018. **Modelo de cobertura para veículos**. Disponível em: <<http://www.polysolar.co.uk/BIPV-Solutions/building-integrated-photovoltaics-carparks>> Acesso em: 02/08/2018.

PORTAL SOLAR, 2018. **Tipos de módulos fotovoltaicos**. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/tipos-de-painel-solar-fotovoltaico.html>> Acesso em: 17/07/2018.

PORTAL SOLAR, 2018. **Vida útil dos módulos fotovoltaicos**. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/blog-solar/painel-solar/quanto-tempo-duram-os-paineis-solares-.html>> Acesso em: 21/07/2018.

RUTHER, Ricardo. **Edifícios Solares Fotovoltaicos** - O Potencial da Geração Solar Fotovoltaica Integrada a Edificações Urbanas e Interligada à Rede Elétrica Pública no Brasil. Editora UFSC / LABSOLAR, Florianópolis, SC, 2004.

TIEPOLO, G. M.; PEREIRA, E. B.; URBANETZ JR, J.; PEREIRA, S. V.; GONCALVES, A. R.; LIMA, F. J. L.; COSTA, R. S., ALVES, A. R. **Atlas de Energia Solar do Estado do Paraná**. 1ª Edição. Curitiba: UTFPR, 2017.

TIEPOLO, G. M.; PEREIRA, E. B.; URBANETZ JR, J.; PEREIRA, S. V.; GONCALVES, A. R.; LIMA, F. J. L.; COSTA, R. S., ALVES, A. R. **Ferramenta Interativa Web do Atlas de Energia Solar do Estado do Paraná**. Disponível em: <<http://www.atlassolarparana.com/map;jsessionid=94F2822B7D549FBE5D44289E5C16DAB7>> Acesso em: 1/08/2018.

URBANETZ JUNIOR, J. **Apostila de Dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos do curso de Especialização em Energias Renováveis**. UTFPR, 2016.

VILLALVA, Marcelo Gradella. **Energia solar fotovoltaica: Conceitos e aplicações, sistemas isolados e conectados à rede**. 2º edição. São Paulo. Editora Ética, 2015.