UNIVERSIDADE DO SUL DE SANTA CATARINA
JOSIEL HOFFMANN DE MATOS

ENERGIA FOTOVOLTAICA:
ANÁLISE TÉCNICA E ECONÔMICA DO AUTOCONSUMO REMOTO PARA UM CONSUMIDOR DA CLASSE COMERCIAL DE SANTA CATARINA

Tubarão
2019

JOSIEL HOFFMANN DE MATOS

ENERGIA FOTOVOLTAICA: ANÁLISE TÉCNICA E ECONÔMICA DO AUTOCONSUMO REMOTO PARA UM CONSUMIDOR DA CLASSE COMERCIAL DE SANTA CATARINA

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica da Universidade do Sul de Santa Catarina como requisito parcial à obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Jorge Alberto Lewis Esswein Junior, Me. Eng.

Tubarão

2019

JOSIEL HOFFMANN DE MATOS

ENERGIA FOTOVOLTAICA: ANÁLISE TÉCNICA E ECONÔMICA DO AUTOCONSUMO REMOTO PARA UM CONSUMIDOR DA CLASSE COMERCIAL DE SANTA CATARINA

Este Trabalho de Conclusão de Curso foi julgado adequado à obtenção do título de Engenheiro Eletricista e aprovado em sua forma final pelo Curso de Engenharia Elétrica da Universidade do Sul de Santa Catarina.

Tubarão, 28 de junho de 2019.

Professor e orientador Jorge Alberto Lewis Esswein Junior, Me. Eng.
Universidade do Sul de Santa Catarina

Prof. Bruno William Wisintainer, Me. Eng.
Universidade do Sul de Santa Catarina

Prof. Dilsonei José Rigotti, Esp. Eng.
Universidade do Sul de Santa Catarina

Dedico este trabalho aos meus pais.

AGRADECIMENTOS

Sou grato primeiramente a Deus, por tudo quanto tem me concedido, pela realização desse curso, que outrora parecia impossível.

Agradeço especialmente à minha família, meus pais, meus irmãos e minha noiva.

Agradeço ao professor Jorge Lewis, por ter aceitado ser meu orientador, também à professora Adriana, pela paciência, e por todas as instruções quanto à metodologia e à formatação desse trabalho.

Agradeço à empresa que forneceu os dados necessários para o desenvolvimento do projeto.

Minha gratidão a todos que de alguma forma colaboraram para realização desse trabalho, colegas de trabalho, colegas da engenharia e amigos.

“A ciência humana de maneira nenhuma nega a existência de Deus. Quando considero quantas e quão maravilhosas coisas o homem compreende, pesquisa e consegue realizar, então reconheço claramente que o espírito humano é obra de Deus, e a mais notável.” (Galileu Galilei, 1564-1642).

RESUMO

A energia fotovoltaica representa 1,27% da potência instalada na matriz energética brasileira: 2,1 GW (BIG, 2019). Conforme o Plano Decenal de Expansão de Energia 2026, no período 2017-2026 espera-se uma expansão para a fonte solar-fotovoltaica de 7 GW (EPE, 2018). Um aumento de 472,97% na capacidade instalada. Este trabalho aborda a avaliação de viabilidade técnica e econômica do uso de um sistema de geração de energia solar fotovoltaica, na modalidade de autoconsumo remoto, para um consumidor específico da classe comercial. A modalidade autoconsumo remoto, criada em 2012 pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), permite que o consumidor possuidor de mais de uma unidade consumidora, dentro de uma área atendida pela mesma distribuidora, gere energia em um local, e consuma esta energia nas demais unidades consumidoras de mesma titularidade. Fez-se um estudo de caso, no qual foi projetado um sistema com capacidade de atender o consumo de energia elétrica de seis unidades consumidoras. Sendo as unidades enquadradas dentro do grupo B, pertencentes à classe comercial, as tarifas aplicadas são as homologadas pela ANEEL, do subgrupo B3. Situadas em cinco municípios distintos do estado de Santa Catarina, as unidades consumidoras são atendidas pela mesma distribuidora: Centrais Elétricas de Santa Catarina (CELESC). O desenvolvimento do projeto envolveu aspectos técnicos e econômicos, bem como aspectos jurídicos, que dizem respeito à geração distribuída e às etapas para conexão do sistema à rede de distribuição de energia da concessionária local. Ao analisar os locais, surgiram dificuldades com área útil de telhado e sombreamento. O projeto não se tornou inviável pelo fato de surgir mais uma opção durante o desenvolvimento do trabalho. O retorno do investimento para esse projeto é de 6,25 anos (75 meses). Reduzindo 70,39% o valor pago em faturas de energia elétrica pela a empresa, uma economia anual de R$ 55.590,60. O sistema terá capacidade de gerar 90,04% da energia consumida pelas seis lojas para as quais foi projetado.

Palavras-chave: Autoconsumo remoto. Energia fotovoltaica. Energia solar.

ABSTRACT

The Photovoltaic energy represents 1.27% of the power installed in the Brazilian energy matrix: 2.1 GW (BIG, 2019). According to the decennial energy expansion plan 2026, the 2017-2026 it is expected an expansion to the solar-photovoltaic source of 7 GW (EPE, 2018). An increase of 472.97% in installed capacity. This paper discusses the technical and economic feasibility assessment of the use of a photovoltaic solar power generation system, in the mode of remote self-consumption, for a specific consumer of the commercial class. The remote self-consumption modality, created in 2012 by the The Brazilian Electricity Regulatory Agency (ANEEL), allows the consumer to possess more than one consuming unit, within an area served by the same distributor, generate energy in one place, and consume this Energy in other consumer units of the same ownership. A case study was made, in which a system with capacity to meet the electricity consumption of six consumer units was designed. Being the units framed within group B, belonging to the commercial class, the tariffs applied are those approved by ANEEL, subgroup B3. Located in five different cities of Santa Catarina state, the consumer units are serviced by the same distributor: Centrais Elétricas de Santa Catarina (CELESC). The development of the project involved technical and economic aspects, as well as legal aspects, which relate to the distributed generation and the steps to connect the system to the power distribution network of the local concessionaire. When analyzing the sites, some difficulties have arisen with a useful roof area and shading. The project did not become unfeasible by the fact that another option arose during the development of the work. The return on investment for this project is 6.25 years (75 months). Reducing 70.39% of the amount paid in electricity bills by the company, an annual economy of R$ 55,590.60. The system will generate 90.04% of the energy consumed by the six stores for which it was designed.

Keywords: Photovoltaic energy. Remote self-consumption. Solar energy.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Movimento da Terra em torno do Sol 20
Figura 2 - Eficiência das células de diferentes gerações 21
Figura 3 - Componentes de um sistema conectado à rede 22
Figura 4 - Sistema autônomo com armazenamento 23
Figura 5 - Painel FV com módulos monocristalinos 25
Figura 6 - Módulo policristalino 25
Figura 7 - Ponto de máxima potência 26
Figura 8 - Influência da radiação solar na operação do módulo fotovoltaico 28
Figura 9 - Influência da temperatura na operação do módulo fotovoltaico 29
Figura 10 - Conectores para sistemas fotovoltaicos 32
Figura 11 - Estrutura para telhas metálicas trapezoidais 33
Figura 12 - Estrutura para fixação em telha cerâmica 33
Figura 13 - Estrutura para solo 33
Figura 14 - Telhado loja: Anita Garibaldi, Joinville 39
Figura 15 - Telhado loja: Centro, Chapecó 39
Figura 16 - Telhado loja: Estreito, Florianópolis 39
Figura 17 - Telhado loja: Centro, Florianópolis 40
Figura 18 - Telhado loja: Campinas, São José 40
Figura 19 - Humaitá, Tubarão 40
Figura 20 - Local onde será construído o centro de distribuição 50
Figura 21 - Telhado do centro de distribuição 50
Figura 22 - Corte, parede traseira e telhado da água C 51
Figura 23 - *Strings* do inversor de 60 kW 56
Figura 24 - *Strings* do inversor de 5kW 58
Figura 25 - *Strings* do inversor de 4 kW 60
Figura 26 - Tipos de linhas elétricas 61
Figura 27 - Detalhe estrutura de fixação dos módulos 63
Figura 28 - Arranjo dos módulos no telhado 64
Figura 29 - Diagrama unifilar inversor KSG-60kW 64
Figura 30 - Diagrama stringbox CC inversor KSG-60kW 65
Figura 31 - Diagrama unifilar inversor KSG-5kW 65
Figura 32 - Diagrama *string box* CC inversor KSG-5kW 66

Figura 33 - Diagrama unifilar inversor KSG-4kW 66
Figura 34 - Diagrama *string box* CC inversor KSG-4kW 67
Figura 35 - Gráfico de geração e consumo de energia 71
Figura 36 - Simulação de geração 72

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Potência disponibilizada 34
Tabela 2 - Histórico de consumo de energia das lojas 37
Tabela 3 - Latitude e longitude das lojas 38
Tabela 4 - Dados de irradiação solar 38
Tabela 5 - Azimute, rumo e área dos telhados 41
Tabela 6 - Consumo médio de energia por loja 41
Tabela 7 - Capacidade de geração por cidade 43
Tabela 8 - Comparativo índices de irradiação [kWh/m²/dia] 46
Tabela 9 - Comparativo de área de telhado 47
Tabela 10 - Comparativo de consumo 48
Tabela 11 - Pontuação média de cada local 49
Tabela 12- Características do módulo fotovoltaico 52
Tabela 13 - Características dos inversores 54
Tabela 14 - Características elétricas dos circuitos 62
Tabela 15 - Capacidade de corrente dos condutores 62
Tabela 16 - Dados climatológicos para São José 68
Tabela 17 - Cenário para o primeiro ano 72
Tabela 18 – *Pay-back* descontado 73
Tabela 19 - *Pay-back* simples 73

LISTA DE SIGLAS

ART	Anotação de Responsabilidade Técnica
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
a-Si	Silício amorfo
BIG	Banco de Informações de Geração
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CdTe	*Telureto de cádmio*
CELESC	Centrais Elétricas de Santa Catarina
CRESESB	Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito
CIGS	Disseleneto de cobre, índio e gálio
CIS	Disseleneto de cobre e índio
CPV	*Concentred Photovoltaics*
DSSC	*Dye-Sensittized Solar Cell*
FV	Fotovoltaico(a)
HSP	Horas de Sol Pleno
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
MPPT	*Maximum Power Point Tracking*
m-Si	Silício Monocristalino
OPV	*Organic Photovoltaics*
p-Si	Silício policristalino
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
STC	*Standart Test Conditions*
VPL	Valor Presente Líquido
XLPE	Polietileno Reticulado
EPR	Borracha etileno-propileno

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO 15
1.1 JUSTIFICATIVA 16
1.2 DEFINIÇÃO DO PROBLEMA 17
1.3 OBJETIVOS 17
1.3.1 Objetivo Geral 17
1.3.2 Objetivos Específicos 17
1.4 DELIMITAÇÕES 17
1.5 METODOLOGIA 18
1.6 ESTRUTURA DO TRABALHO 18
2 ENERGIA SOLAR 19
2.1 O SOL 19
2.2 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA 20
2.3 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS 21
2.3.1 Sistemas conectados à rede 22
2.3.2 Sistemas isolados 22
2.4 COMPONENTES DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO 23
2.4.1 Módulo fotovoltaico 24
2.4.1.1 Características elétricas dos módulos fotovoltaicos 25
2.4.1.2 Eficiência do módulo fotovoltaico 27
2.4.1.3 Energia produzida por um módulo fotovoltaico 27
2.4.1.4 Influência da radiação solar 28
2.4.1.5 Influência da temperatura 28
2.4.2 Inversor 29
2.4.3 Dispositivos de proteção 30
2.4.3.1 Disjuntor 30
2.4.3.2 Fusíveis de proteção 30
2.4.3.3 DPS – Dispositivo de Proteção Contra Surtos 30
2.4.4 Quadro CC 31
2.4.5 Quadro CA 31
2.4.6 Cabos e conectores 31
2.4.7 Estruturas 32

2.5 REGULAMENTAÇÃO 33
2.5.1 Resolução normativa Nº 482 de 17 de abril 2012 33
2.5.2 Resolução normativa Nº 676, de 25 de agosto de 2015 35
2.5.3 Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional 36
3 ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICA 37
3.1 LEVANTAMENTO DE DADOS 37
3.1.1 Dados de consumo 37
3.1.2 Dados de irradiação solar 38
3.1.3 Dados dos telhados 39
3.2 CÁLCULO PRELIMINAR 41
3.3 AVALIAÇÃO DOS LOCAIS 43
3.3.1 Joinville 43
3.3.2 Chapecó 44
3.3.3 Florianópolis 44
3.3.3.1 Estreito 44
3.3.3.2 Centro 45
3.3.4 São José 45
3.3.5 Tubarão 45
3.4 ANÁLISE GERAL DOS LOCAIS 46
3.5 CENTRO DE DISTRIBUIÇÃO 49
4 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA 52
4.1 MÓDULO 52
4.2 INVERSORES 53
4.3 DIMENSIONAMENTO DOS INVERSORES 54
4.3.1 Inversor KSG-60K-TM 55
4.3.1.1 Arranjo dos módulos do Inversor KSG-60K-TM 56
4.3.2 Inversor KSG-5K-DM 57
4.3.2.1 Arranjo dos módulos do Inversor KSG-5K-DM 57
4.3.3 Inversor KSG-4K-DM 59
4.3.3.1 Arranjo dos módulos do Inversor KSG-4K-DM 59
4.4 DIMENSIONAMENTO DOS CONDUTORES 61
4.5 DIAGRAMAS 63
4.6 ESTIMATIVA DE GERAÇÃO 70

4.7 ANÁLISE ECONOMICA 72
5 CONSIDERAÇÕES FINAIS 74
REFERÊNCIAS 76
ANEXOS 78
ANEXO A - FORMULÁRIO DE SOLICITAÇÃO DE ACESSO PARA MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA COM POTÊNCIA IGUAL OU INFERIOR A 10 KW 79
ANEXO B - FORMULÁRIO DE SOLICITAÇÃO DE ACESSO PARA MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA COM POTÊNCIA SUPERIOR A 10 KW 80
ANEXO C - FORMULÁRIO DE SOLICITAÇÃO DE ACESSO PARA MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA 81
ANEXO D - HISTÓRICO DE IRRADIAÇÃO SOLAR ESTAÇÃO JOINVILLE 82
ANEXO E - HISTÓRICO DE IRRADIAÇÃO SOLAR ESTAÇÃO CHAPECÓ 83
ANEXO F - HISTÓRICO DE IRRADIAÇÃO SOLAR ESTAÇÃO FLORIANÓPOLIS 84
ANEXO G - HISTÓRICO DE IRRADIAÇÃO SOLAR ESTAÇÃO SÃO JOSÉ 85
ANEXO H - HISTÓRICO DE IRRADIAÇÃO SOLAR ESTAÇÃO TUBARÃO 86
ANEXO I - FOLHA DE DADOS DO MÓDULO JKM330PP-72 87
ANEXO J - FOLHA DE DADOS DOS INVERSORES KSG-4K-DM E KSG-5K-DM .. 88
ANEXO K - FOLHA DE DADOS DO INVERSOR KSG-60K-TM 89
ANEXO L - FOLHA DE DADOS CABOS PRYSMIAN AFUMEX SOLAR 90
ANEXO M - TABELA 40 NBR5410 92
ANEXO N – TABELA 37 NBR5410 91

1 INTRODUÇÃO

A energia elétrica é um ingrediente fundamental para o desenvolvimento da sociedade contemporânea, trouxe não apenas conforto para as pessoas, mas grandes oportunidades de negócios em todo o mundo. A matriz energética brasileira é predominantemente hidrotérmica, conforme pode ser observado no Banco de Informações de Geração (BIG) da ANEEL, com 165.47 GW de potência instalada, sendo que a energia fotovoltaica (FV) apresenta uma contribuição de 2,1 GW, ou seja, 1,27% da capacidade da potência instalada (BIG, 2019).

De acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia 2026 (ANEEL, 2018), 87% da produção de energia elétrica será oriunda de fontes renováveis, com investimentos estimados na ordem de R$ 1,4 trilhões, para o período de 2017 a 2026. Destaca-se a expansão esperada para fonte eólica de 11,8 GW e para solar-fotovoltaica de 7 GW, o que indica um aumento na matriz energética brasileira em capacidade de geração de aproximadamente 88% para a eólica e 472,97% para a FV. Por meio desses indicadores, observa-se o quanto tende a aumentar os investimentos em energias renováveis no Brasil; embora o investimento com geração através da fonte eólica seja maior, o crescimento da energia solar-FV é mais expressivo.

A ANEEL criou, em 17 de abril de 2012, o sistema de compensação de energia elétrica. Desde então, o consumidor brasileiro tem o direito de gerar a sua própria energia elétrica a partir de fontes consideradas renováveis ou cogeração qualificada (ANEEL, 2016), podendo fornecer para a rede de distribuição local o excedente, o qual é cedido a título de empréstimo gratuito à distribuidora, passando a unidade consumidora ter um crédito que pode ser consumido em um prazo de até 60 meses, conforme estabelece a Resolução Normativa da ANEEL nº 687 (ANEEL, 2015).

Dentre as modalidades de compensação de energia elétrica está o autoconsumo remoto caracterizado por unidades consumidoras de titularidade de uma mesma pessoa jurídica, incluídas matriz e filial, ou pessoa física que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras dentro da mesma área de concessão ou permissão, nas quais a energia excedente é compensada (ANEEL, 2015). Ou seja, o autoconsumo remoto permite ao consumidor possuidor de mais de uma unidade consumidora, dentro de uma área atendida pela mesma concessionária ou permissionária, gerar energia em um determinado local, e consumir esta energia de acordo com seu interesse nas demais unidades consumidoras de mesma titularidade.

Neste trabalho, elaborou-se um projeto de geração de energia elétrica utilizando a fonte FV, com capacidade de suprir parcialmente o consumo de seis lojas, as quais estão distribuídas em cinco municípios do estado de Santa Catarina e são atendidas pela mesma concessionária, Centrais Elétricas de Santa Catarina (CELESC). Tendo em vista o ramo de atividade que é o comércio de equipamentos eletrônicos voltados à segurança, o consumo se caracteriza pelo uso de iluminação, condicionadores de ar e equipamentos de informática. Sendo todas as unidades enquadradas dentro do grupo B, pertencentes à classe comercial, as tarifas aplicadas são as homologadas pela ANEEL, do subgrupo B3 (ANEEL, 2010). O projeto elaborado possui apenas fins didáticos, levando em consideração elementos fundamentais de um projeto real, definindo o melhor local para implementação, de acordo com o conjunto de características analisadas.

1.1 JUSTIFICATIVA

Embora haja um planejamento por parte dos agentes do setor elétrico com o intuito de atender a demanda atual e futura de energia, a crise hídrica que assola o país na última década gera aumentos recorrentes no valor da energia elétrica entregue aos consumidores, o que onera as famílias e empresas brasileiras. Os altos custos com energia elétrica somados à diminuição dos preços dos equipamentos fotovoltaicos tornam cada vez mais atrativo a geração distribuída. Implementar um projeto de geração distribuída na modalidade de autoconsumo remoto pode trazer vantagens além de reduzir o valor total da fatura. A oportunidade de gerar a própria energia em um único local facilita a manutenção e operação da unidade geradora, sendo que essa responsabilidade fica por conta de apenas uma unidade, evitando, assim, custos com manutenção e operação.

Esse trabalho proporcionou um estudo de caso para analisar a viabilidade da geração distribuída na modalidade de autoconsumo remoto para um consumidor específico da classe comercial. Se implementado, ainda poderá trazer vantagens comerciais para a empresa, tendo em vista que há pouco passou a atuar no mercado de energia FV e que necessita de um case que venha trazer maior credibilidade para os produtos do segmento comercializados em suas lojas. Ao utilizar a fonte FV para gerar a própria energia, automaticamente a empresa passa a contribuir com a sustentabilidade do planeta, usando uma fonte abundante e renovável, evitando a emissão de gases do efeito estufa e melhorando a sua postura geral em relação ao meio ambiente.

1.2 DEFINIÇÃO DO PROBLEMA

É viável técnica e economicamente a geração de energia elétrica, utilizando a fonte FV, na modalidade autoconsumo remoto, para atender a demanda de energia elétrica de seis lojas de uma empresa específica no estado de Santa Catarina?

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 Objetivo Geral

Analisar a viabilidade técnica e econômica da utilização de geração de energia solar FV de modo a suprir o consumo de energia elétrica de seis lojas de uma empresa no estado de Santa Catarina, na modalidade autoconsumo remoto.

1.3.2 Objetivos Específicos

a) coletar dados e informações referentes ao consumo e demanda das unidades consumidoras;
b) desenvolver um projeto de geração de energia fotovoltaica na modalidade de autoconsumo remoto para atender seis lojas situadas em cinco municípios distintos de Santa Catarina
c) definir metodologia para escolha do melhor local para instalação do sistema;
d) ilustrar estimativa de geração do sistema por meio de gráfico;
e) estabelecer etapas para permissão de conexão à rede elétrica;
f) analisar o impacto econômico da instalação do sistema FV, utilizando ferramentas de análise econômica e financeira.

1.4 DELIMITAÇÕES

A fim de realizar a análise de forma prática, projetou-se um sistema FV conectado à rede de distribuição, na modalidade de autoconsumo remoto, usando a fonte renovável FV. Nesse estudo de caso, o sistema projetado deveria suprir a demanda de energia elétrica de seis lojas, localizadas em Santa Catarina, situadas nas cidades de: Tubarão, Joinville, Chapecó, São José e Florianópolis.

Faz parte desse trabalho o estudo de cada uma das etapas necessárias para permissão da conexão do projeto à rede elétrica de distribuição da CELESC, definição da potência instalada, projeto elétrico, análise de viabilidade técnica e econômica.

1.5 METODOLOGIA

Em busca de uma boa base teórica, realizou-se uma pesquisa sobre o tema, a qual serviu tanto para o entendimento, quanto para o desenvolvimento desse trabalho. Com base nesse conhecimento, fez-se um estudo de caso, no qual foi desenvolvido um projeto de geração de energia elétrica, utilizando a fonte renovável FV. Trata-se de uma pesquisa aplicada, pois foram aplicados conhecimentos pré-existentes.

Os objetivos tiveram caráter exploratório, pois existiu a necessidade de investigar aspectos técnicos, econômicos e jurídicos relacionados ao autoconsumo remoto. Utilizou-se a abordagem quali-quantitativa, pois se buscou saber se era ou não viável o autoconsumo remoto para consumidores pertencentes à classe comercial, analisando os resultados obtidos com o estudo de caso. Empregou-se o método dedutivo, visto que a modalidade autoconsumo remoto já existia, assim, examinou-se a viabilidade de sua utilização no contexto proposto.

1.6 ESTRUTURA DO TRABALHO

Capítulo 1 – Introdução. Apresentação do tema e a proposta do trabalho.

Capítulo 2 – Energia Solar. Contém a revisão teórica, descrevendo os sistemas fotovoltaicos e seus componentes. Encerra com uma breve revisão das normativas que tratam de geração distribuída.

Capítulo 3 – Análise de Viabilidade Técnica. Levantou-se dados para avaliar: área de telhado disponível, direcionamento dos telhados em relação ao norte, índice de irradiação e consumo de energia das lojas. Criou-se critérios de comparação para definição do melhor local para instalação do sistema.

Capítulo 4 – Dimensionamento do Sistema e Análise Econômica. De acordo com o consumo, dimensionou-se um sistema FV. Escolheu-se o modelo de módulo e inversores para o sistema, elaborou-se os principais diagramas: unifilar geral de cada inversor e multifilar de cada *string box*. Calculou-se a capacidade de geração de energia do sistema. Analisou-se a economia gerada e o tempo de retorno do investimento.

Capítulo 5 – Considerações finais. Discussão dos resultados e conclusão.

2 ENERGIA SOLAR

De modo prático e simplificado, existem duas formas distintas de se aproveitar a energia solar, a energia solar térmica e a energia solar FV. Embora a solar térmica apresente maior rendimento no processo de conversão de energia, a FV é a mais utilizada para geração de energia elétrica, pois costuma ser mais interessante do ponto de vista econômico, tendo em vista a queda significativa dos preços dos módulos fotovoltaicos nos últimos anos.

2.1 O SOL

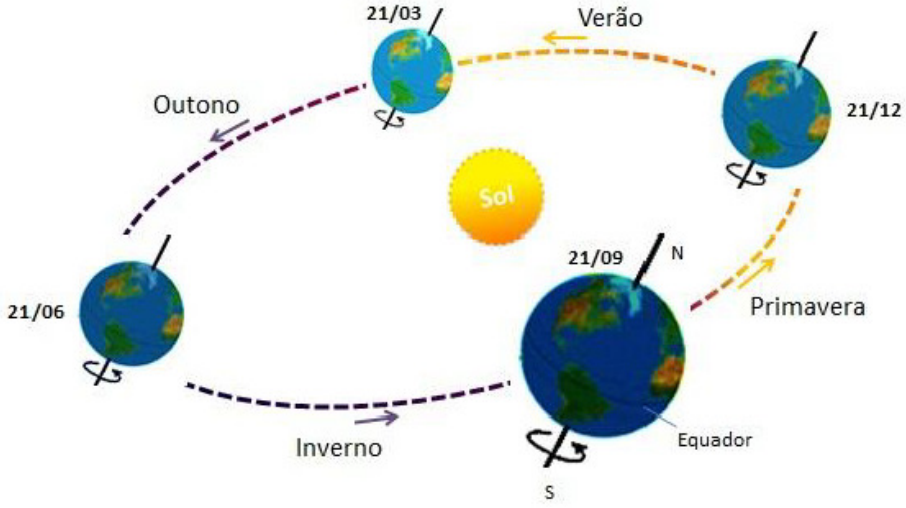
O Sol é uma grande esfera com diâmetro de $1{,}39 \times 10^9$ m, composto de matéria gasosa e extremamente quente. Situa-se a uma distância de aproximadamente $1{,}5 \times 10^8$ km da Terra. A radiação térmica viaja com a velocidade da luz no vácuo, dessa forma, a energia do sol atinge nosso planeta em 8 min e 20 s. A produção de energia do Sol é de $3{,}8 \times 10^{20}$ MW, essa energia é irradiada em todas as direções. Dessa energia, a Terra recebe uma fração muito menor, cerca de $1{,}7 \times 10^{14}$ kW. Mesmo sendo uma pequena fração, estima-se que 84 min dessa energia que atinge o nosso planeta é equivalente à demanda mundial de energia para um ano (KALOGIROU, 2016).

Pinho e Galdino (2014) afirmam que o Sol é uma grande fonte natural de luz e calor, é uma fonte de energia imprescindível para a vida, e uma promissora fonte de energia para o desenvolvimento humano. O Sol é responsável por praticamente todas as fontes de energia existentes na Terra, pois elas são, em sua maioria, em última instância derivadas da energia do sol. Sem o Sol, não existiria o ciclo de evaporação das águas, logo não seria possível o represamento e, não tendo reservatórios, não teríamos as nossas grandes usinas hidrelétricas. A radiação solar também é responsável por induzir a movimentação atmosférica, causando os ventos: sem vento, não teríamos a energia eólica. Combustíveis fósseis, como petróleo, carvão e gás natural, por exemplo, são recursos sedimentares, que foram formados por resíduos de plantas e de restos de animais que utilizaram a energia do sol para o seu desenvolvimento. Da mesma forma, a cana de açúcar utiliza o Sol, fazendo a fotossíntese, sendo mais tarde o bagaço usado como biocombustível para geração de energia elétrica. Dessa maneira, o Sol, de modo indireto, é o responsável por diversos modos de geração de energia elétrica.

A cada 24 horas, a Terra faz uma rotação em torno do próprio eixo, e completa um ciclo em torno do Sol em aproximadamente 365,25 dias. O movimento anual da Terra em torno do Sol descreve um trajeto elíptico, sendo que o eixo da Terra apresenta uma inclinação

aproximada de 23,45º em relação ao plano normal à elipse. O movimento de translação da Terra, juntamente com esse ângulo de inclinação, dá origem às estações do ano (PEREIRA, et al., 2017). Esse movimento da Terra está ilustrado na figura 1.

Figura 1 - Movimento da Terra em torno do Sol



Fonte: Pinho e Galdino (2014).

2.2 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

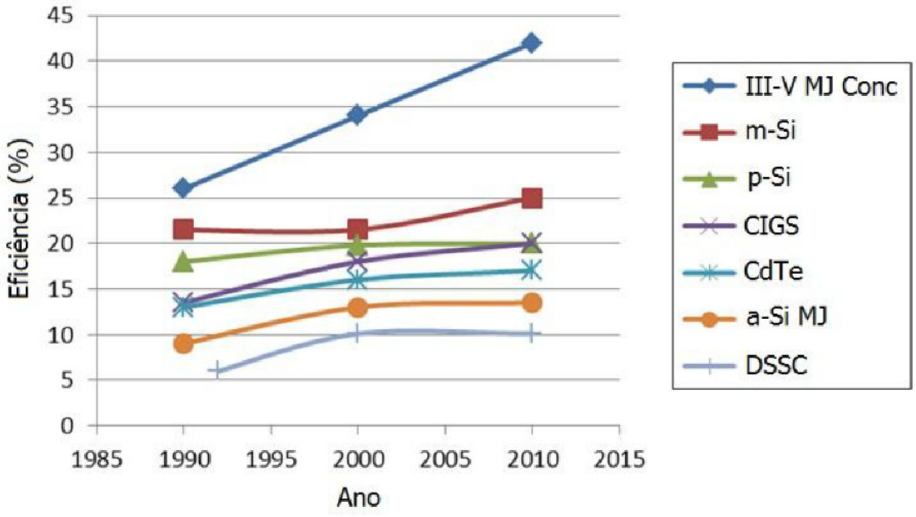
A energia solar fotovoltaica é obtida pela conversão direta da luz em eletricidade, através do efeito fotovoltaico. Conforme relato de Edmond Becquerel em 1939, o efeito fotovoltaico se resume no surgimento de uma diferença de potencial nas extremidades de uma estrutura de material semicondutor ao absorver a luz. Esse processo de conversão tem como unidade fundamental a célula fotovoltaica, que é fabricada com material semicondutor. São utilizadas diferentes tecnologias para a produção de células fotovoltaicas, estas tecnologias são divididas em três gerações (PINHO; GALDINO, 2014).

A primeira é a que apresenta maior aceitação no mercado, representando 85%, consolidada e confiável por possuir a melhor eficiência comercialmente disponível. Divide-se em duas cadeias produtivas: silício monocristalino (m-Si) e silício policristalino (p-Si). Comercialmente chamada de filmes finos, a segunda geração oferece menor eficiência que a primeira e se divide 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). A terceira geração apresenta produção em pequena escala, está em fase de testes e pesquisas. Divide-se em três cadeias produtivas: célula fotovoltaica multijunção e célula fotovoltaica para

concentração (Concentred Photovoltaics - CPV), células sensibilizadas por corante (Dye-Sensittized Solar Cell - DSSC) e células orgânicas ou poliméricas (Organic Photovoltaics - OPV). A tecnologia CPV demonstra potencial para construção de módulos com alta eficiência, porém, o seu custo ainda é alto em relação às tecnologias que dominam o mercado (PINHO; GALDINO, 2014).

A figura 2 mostra a evolução das células fotovoltaicas; o período de verificação é de duas décadas, de 1990 a 2010. Observa-se a eficiência de células de pequena área (0,5 a 5,0 cm²), de diferentes tecnologias, ambas produzidas em laboratórios. Mesmo existindo tecnologias que apresentam melhor eficiência, os fabricantes de p-Si e m-Si continuam liderando o mercado, pois ainda não tem outra tecnologia que ofereça um custo-benefício bom o bastante para os tirar da liderança (PINHO; GALDINO, 2014).

Figura 2 - Eficiência das células de diferentes gerações



Fonte: Pinho e Galdino (2014).

2.3 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

A busca por soluções em energia se dá por motivos diversos, o principal é o custo da energia elétrica. Sistemas fotovoltaicos estão sendo cada vez mais utilizados em hotéis, comércio, residências, e até mesmo na indústria. São classificados de acordo com a forma com que é feita a geração, ou a entrega de energia (SOUZA, 2012). Resumem-se a dois tipos básicos: sistemas conectados à rede elétrica e sistemas isolados. A escolha do modelo para cada projeto vai depender do objetivo almejado e do recurso disponível.

2.3.1 Sistemas conectados à rede

Sistemas conectados à rede, comumente chamados de sistemas *on-grid*, são mais eficientes e mais baratos que os autônomos (SOUZA, 2012), e largamente utilizados para geração de energia distribuída. As potências respectivas às classes de geração distribuídas são estabelecidas pela ANEEL, conforme detalhamento na resolução normativa 482 de 2012.

Esses sistemas possuem inversores interativos que se desligam automaticamente quando perdem a referência da rede, pois trabalham em paralelismo com a rede de distribuição, operando sempre em modo secundário, mantendo sincronismo dos níveis de tensão e frequência. Operam como auxiliares, que contribuem com energia elétrica para a rede pública. A figura 3 ilustra um sistema conectado à rede, destacando seus componentes básicos:

1 – Painel fotovoltaico;

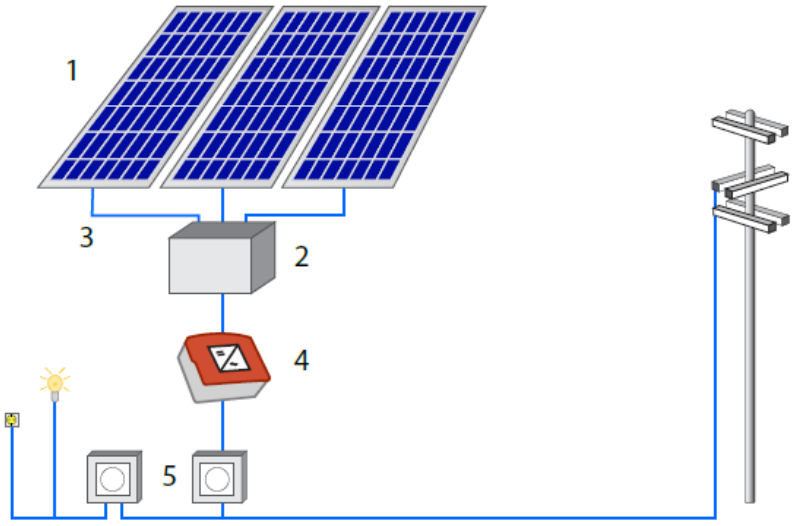
2 – Caixa de Junção dos circuitos de corrente contínua;

3 – Cabeamento;

4 – Inversor Grid-Tie;

5 – Medidor(es) de energia.

Figura 3 - Componentes de um sistema conectado à rede



Fonte: Souza (2012, p. 18).

2.3.2 Sistemas isolados

Conforme Souza (2012), sistemas isolados são aqueles que não são conectados à rede de distribuição de energia elétrica das concessionárias, podem ser classificados como

híbridos e autônomos (puros). Conhecidos também por *off-grid*, podem ser com ou sem armazenamento elétrico. Sistemas autônomos puros são os que possuem somente geração de energia fotovoltaica. Esses costumam ter banco de baterias para armazenamento de energia, porém, também existem sistemas autônomos sem armazenamento, são usados, por exemplo, para sistemas de irrigação e bombeamento de água. Os híbridos funcionam em conjunto com outro sistema de geração de energia, por exemplo, com um gerador eólico. Podem ser com ou sem armazenamento de energia.

A figura 4 demonstra um sistema autônomo básico e seus componentes:

1 – Painel fotovoltaico;

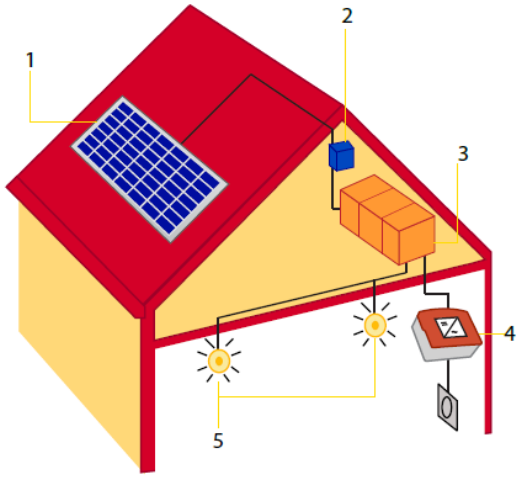
2 – Controlador de Carga/Descarga das baterias;

3 – Banco de baterias;

4 – Inversor autônomo, para cargas em CA;

5 – Cargas CC ou CA.

Figura 4 - Sistema autônomo com armazenamento



Fonte: Souza (2012, p. 16).

2.4 COMPONENTES DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO

Segundo Pinho e Galdino (2014), um sistema fotovoltaico é composto por basicamente três blocos, sendo um denominado gerador. Este compreende os arranjos dos módulos fotovoltaicos em diferentes associações, bem como o cabeamento para interligação e a estrutura para fixação dos módulos. Outro bloco, de condicionamento de potência, pode ter conversores CC-CC., seguidor de ponto de potência máxima, inversores, controladores de carga

(caso houver armazenamento), fusíveis, componentes de proteção e controle. O terceiro bloco é o de armazenamento, que é um bloco opcional, normalmente utilizado em sistemas isolados. Esse bloco é constituído de acumuladores elétricos (baterias) ou de outros modos de armazenamento de energia (potencial gravitacional, em caso de bombeamento de água).

2.4.1 Módulo fotovoltaico

O módulo fotovoltaico tem como elemento principal as células fotovoltaicas, que são de pequenas dimensões, na faixa de 10x10 cm. A associação das células é feita de modo a atingir as características elétricas desejadas dos módulos. Podem ser fabricadas com diferentes elementos, sendo as mais utilizadas as de silício.

A célula de silício monocristalino (m-Si) é obtida a partir de barras cilíndricas de silício monocristalino, que são produzidas em fornos especiais. As barras de silício são cortadas em forma de pastilhas finas (em torno de 0,4 a 0,5 mm de espessura) e apresentam um rendimento elevado, chegando a ter rendimento superior a 20%.

O tipo mais popular é a célula de silício policristalino (p-Si). Apresentando eficiência em torno de 13 a 15%, é produzida de uma forma diferente da m-Si. Nesse modelo, o silício é aquecido a uma temperatura de 1500ºC, depois resfriado a uma temperatura de 800ºC. Durante o resfriamento, formam-se vários cristais de silício. São criados blocos, que posteriormente são cortados em lâminas, com as quais são fabricadas as células fotovoltaicas.

O módulo serve também para proteger as células, após serem encapsuladas em placas rígidas ou flexíveis, dependendo da célula utilizada. Algumas recebem uma ou mais camadas de vidro temperado para proteção mecânica e intempéries, podendo ter ainda uma moldura de alumínio, que serve para facilitar a instalação. No caso das células sem moldura, existem aplicações na construção civil, são usadas em fachadas, parte de uma construção, ou revestimentos, em telhas de cerâmica por exemplo (PINHO; GALDINO, 2014). As figuras 5 e 6 mostram módulos de silício mono e poli cristalino.

Da mesma maneira que se faz a associação das células para se conseguir as características elétricas almejadas em um módulo fotovoltaico, faz-se o arranjo dos módulos para chegar aos níveis de potência, tensão e corrente adequados para conexão dos painéis nos inversores.

Figura 5 - Painel FV com módulos monocristalinos

Fonte: Souza (2012)

Figura 6 - Módulo policristalino

Fonte: Souza (2012).

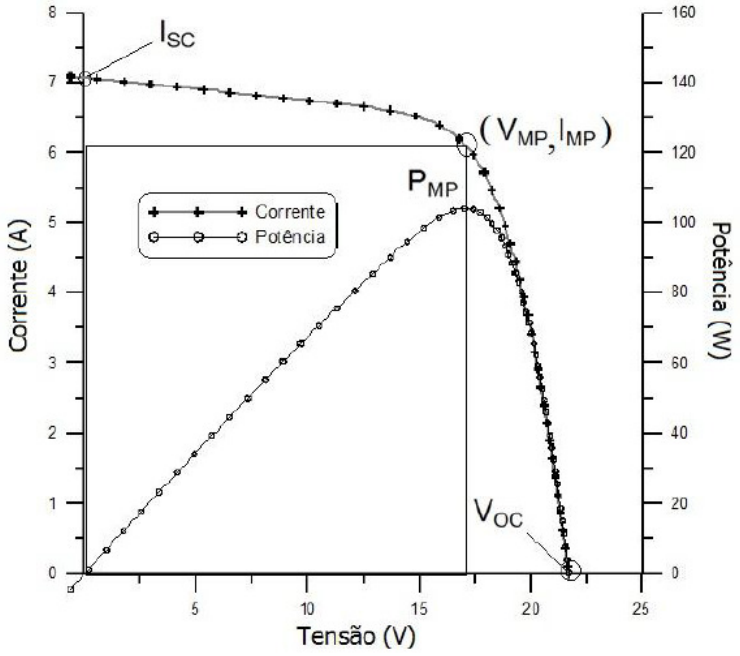
2.4.1.1 Características elétricas dos módulos fotovoltaicos

Um módulo é identificado normalmente por sua potência de pico (Wp). Essa potência é definida considerando condições padrão de ensaio, em inglês *Standart Test Conditions* (STC). A condição padrão de teste considera irradiância solar de 1.000 W/m², massa de ar AM1,5 e temperatura da célula de 25ºC (PINHO; GALDINO, 2014). Encontra-se, em seguida, uma breve descrição das características elétricas que podem ser encontradas em folha de dados de módulos FV, e que são importantes para o dimensionamento de sistemas FV:

a) tensão de circuito aberto (VOC): a tensão de circuito aberto pode ser medida com um voltímetro nos terminais do módulo, sem carga conectada;

b) corrente de curto circuito (ISC): para saber a corrente de curto circuito, basta conectar um amperímetro nos terminais positivo e negativo do módulo sem carga;
c) tensão em máxima potência (VMPP): é a tensão que o módulo apresentará em seus terminais operando na condição de máxima potência;
d) corrente em máxima potência (IMPP): é a corrente que o módulo fornece para a carga quando operando na condição de máxima potência;
e) ponto de máxima potência (PMP): o ponto de máxima potência corresponde aos níveis de tensão e corrente onde se obtém a máxima transferência de potência. As curvas que relacionam potência, corrente e tensão podem ser observadas na figura 7.

Figura 7 - Ponto de máxima potência



Fonte: Pinho e Galdino (2014).

Para manter o painel fotovoltaico operando no ponto de máxima potência, é importante que o inversor onde os módulos são conectados seja equipado com um seguidor do ponto de máxima potência: um *Maximum Power Point Tracking* MPPT.

2.4.1.2 Eficiência do módulo fotovoltaico

A eficiência de conversão de um módulo FV é um dado importante para poder mensurar quanto de energia um módulo é capaz de gerar. Costuma ser informada pelos fabricantes, porém, se não estiver explícita, pode ser calculada a partir das características do módulo. É possível calcular a eficiência através da seguinte fórmula:

$$\eta m = \frac{Pmax}{Ap * 1.000} \quad (1)$$

onde:

ηm = Eficiência do módulo FV;

$Pmax$ = Potência máxima ou de pico do módulo [W];

Ap = Área do módulo [m²];

1.000 = Constante que corresponde à taxa de radiação solar padrão de teste STC, expressa em W/m².

2.4.1.3 Energia produzida por um módulo fotovoltaico

Segundo Villalva (2015), a energia produzida por um módulo FV pode ser calculada através do método da irradiação. É necessário saber as dimensões físicas e a eficiência do módulo FV, que são informações fornecidas pelos fabricantes. Também, é fundamental saber a quantidade de energia do Sol disponível no local da instalação.

A energia produzida é, então, calculada pela seguinte fórmula:

$$Ep = Es * Am * \eta m \quad (2)$$

onde:

Ep = Energia produzida em um dia pelo módulo fotovoltaico [Wh];

Es = Irradiação diária [Wh/m²/dia];

Am = Área da superfície do módulo fotovoltaico [m²];

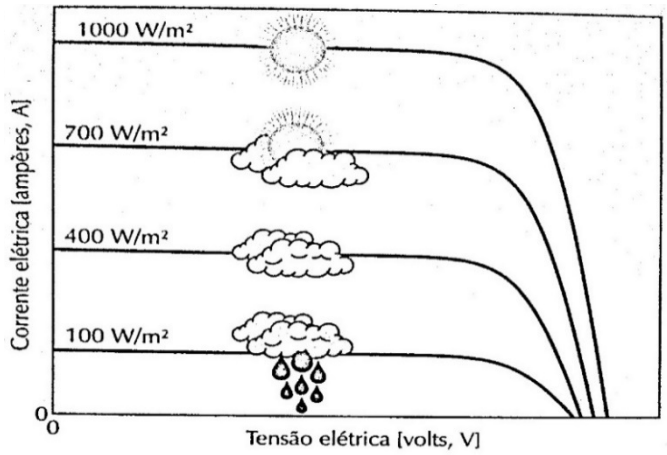
ηm = Eficiência do módulo.

2.4.1.4 Influência da radiação solar

A intensidade da radiação solar incidente sobre as células influencia diretamente na corrente elétrica fornecida pelo módulo FV. Com uma irradiância de 1000 W/m², o módulo tem capacidade de fornecer a corrente máxima, de acordo com a sua folha de dados.

A corrente que o módulo pode fornecer varia proporcionalmente à irradiância: quando a incidência de luz for pequena sobre o módulo, a corrente que ele fornecerá será pequena (VILLALVA, 2015). Pode-se observar melhor essa influência da luz solar sobre a curva característica de corrente e tensão na figura 8.

Figura 8 - Influência da radiação solar na operação do módulo fotovoltaico

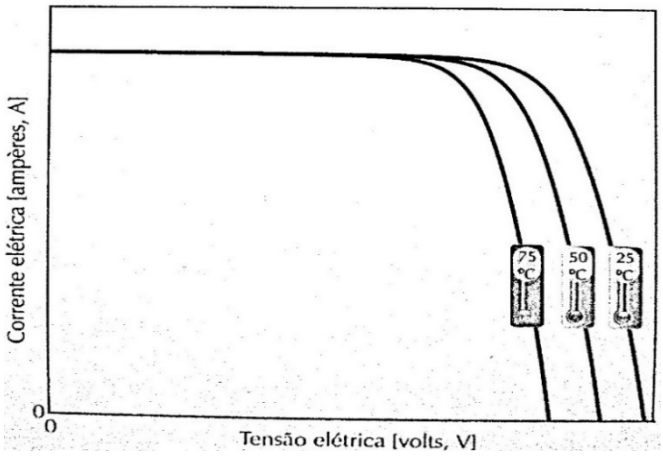


Fonte: Villalva (2015).

2.4.1.5 Influência da temperatura

De acordo com Villalva (2015), a temperatura influencia diretamente na tensão fornecida pelo módulo, afetando consequentemente a potência entregue à carga. Em temperaturas elevadas, as tensões são menores e, consequentemente, a potência também é menor. Em temperaturas menores, as tensões são maiores, dessa forma, a potência também será maior. Nota-se melhor essa influência da temperatura sobre a curva característica de corrente e tensão do módulo FV na figura 9.

Figura 9 - Influência da temperatura na operação do módulo fotovoltaico



Fonte: Villalva (2015).

Nas folhas de dados dos módulos, os fabricantes informam características térmicas dos módulos, avisando como o módulo se comporta mediante variações de temperatura. Essas informações são expressas em coeficientes que indicam o quanto a tensão, corrente e potência variam em %/˚C.

2.4.2 Inversor

Inversores são dispositivos eletrônicos que recebem energia elétrica em corrente contínua e convertem em corrente alternada. A tensão em corrente alternada de saída deve ter amplitude, fase, frequência e conteúdo harmônico adequado, de acordo com as cargas que serão conectadas. Diferente das células que apresentam um rendimento baixo, os inversores mostram alto rendimento, atingindo até 99% (PINHO; GALDINO, 2014).

Inversores fotovoltaicos podem ser divididos em duas categorias, que estão relacionadas ao tipo de aplicação: Sistema Fotovoltaico Isolado (SFI), e Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR). O princípio geral de funcionamento de ambos é o mesmo, porém o SFCR possui características especificas para atender as exigências das concessionárias de energia, em relação à segurança e à qualidade da energia que é injetada na rede. Inversores para sistemas conectados à rede e de potência inferior a 10 kW geralmente são monofásicos, a partir dessa potência costumam ser trifásicos.

Dentre os dados fornecidos pelos fabricantes, os principais que o projetista deve se atentar são: faixa de tensão de operação, tensão de partida, tensão máxima, potência de carregamento máximo, corrente máxima e corrente por entrada CC.

2.4.3 Dispositivos de proteção

São dispositivos utilizados em instalações elétricas para proteção de equipamentos ligados à rede. Em sistemas fotovoltaicos, são instalados nos quadros de corrente contínua e nos de corrente alternada. Segue uma breve explanação sobre alguns desses dispositivos.

2.4.3.1 Disjuntor

O disjuntor serve para proteger os circuitos elétricos contra sobrecarga e curto-circuito, protege fios e cabos. Em caso de sobrecarga ou de curto-circuito, o disjuntor desarma, abrindo o circuito. Ou, ainda, pode ser desligado manualmente, para realizar um serviço de manutenção.

2.4.3.2 Fusíveis de proteção

O fusível tem por função proteger a série fotovoltaica de corrente reversa que pode fluir de um conjunto série com maior tensão para um com menor tensão. Deve ser colocado na saída de cada série, em ambos os polos, positivo e negativo. Deve preferencialmente ser do tipo gPV (em conformidade com a IEC 60269-6), que é o tipo de fusível mais adequado para sistemas fotovoltaicos (PINHO; GALDINO, 2014).

A primeira letra em minúsculo simboliza o tipo de interrupção, no caso o “g” indica atuação para sobrecarga e curto circuito. As letras em maiúsculo simbolizam a categoria de utilização, no caso “PV” indica que é para aplicação fotovoltaica.

2.4.3.3 DPS – Dispositivo de Proteção Contra Surtos

É um dispositivo de proteção desenvolvido para detectar sobretensões transitórias na rede elétrica e desviar as correntes de surto. Se houver, por algum motivo, um nível de tensão maior que o nominal, esse dispositivo atua, drenando a corrente para a terra e impedindo que cause algum dano aos equipamentos conectados no circuito (no caso do sistema fotovoltaico, o inversor e os módulos).

É comum encontrar tensões nominais de 150 V, 600 V e 1000 V, e corrente de 20 kA e 40 kA. Existem três classes de DPS, cada classe é indicada para cenários diferentes, conforme descrito no site do fabricante CLAMPER:

> **Classe I** – Dispositivos com capacidade de corrente suficiente para drenar correntes parciais de um raio. É a proteção primária, utilizada em ambientes expostos a descargas atmosféricas diretas, como áreas urbanas periféricas ou áreas rurais. Instalados nos quadros primários (QGBT) de distribuição. **Classe II** – Dispositivos com capacidade para drenar correntes induzidas que penetram nas edificações, ou seja, os efeitos indiretos de uma descarga atmosférica. Utilizados em áreas urbanas e instalados nos quadros secundários de distribuição. **Classe III** – Dispositivos destinados à proteção fina de equipamentos, instalados próximos aos equipamentos. São utilizados para proteção de equipamentos ligados à rede elétrica, à linha de dados e linhas telefônicas (CLAMPER, 2016).

2.4.4 Quadro CC

Também chamado de *String box*, o quadro CC fica entre os módulos fotovoltaicos e o inversor. É onde chegam os cabos dos painéis fotovoltaicos, além de agrupar os arranjos para em seguida serem conectados ao inversor. Esse quadro tem por objetivo proteger a instalação de sobrecargas e surtos elétricos na parte de CC. São utilizados dispositivos específicos para corrente contínua, basicamente: fusíveis (nos polos positivo e negativo), Dispositivo de Proteção contra Surtos (DPS), chave para seccionamento e em alguns casos dispositivos para monitoramento.

2.4.5 Quadro CA

Após o inversor já ter convertido a energia elétrica de corrente contínua para corrente alternada, basta conectar a saída à rede elétrica, ou, no caso de sistemas isolados, alimentar as cargas.

O quadro CA fica entre o inversor e a carga, seus elementos básicos são: disjuntor e DPS, podendo conter também, assim como o quadro CC, dispositivos para monitoramento. O disjuntor possibilita desconectar o inversor da carga, para possíveis manutenções, por exemplo, e o DPS desempenha o seu papel de proteção contra surtos.

2.4.6 Cabos e conectores

Segundo Pinho e Galdino (2014), os cabos a serem utilizados nos sistemas fotovoltaicos podem seguir os critérios de dimensionamento da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT). De acordo com o modo de instalação, deve ter um tipo de isolação que suporte um determinado nível de tensão, e, de acordo com a corrente (deve ser considerado alguns fatores como temperatura, agrupamento, queda de tensão) determina-se a seção transversal dos cabos.

Os cabos que comumente são utilizados na parte de corrente contínua são monopolares, a tensão de trabalho de alguns supera 1.000 V, possuem uma capa emborrachada, podendo ser do tipo XLPE, EPR, ou cabos que tenham certificação do INMETRO para sistemas fotovoltaicos. Esses cabos costumam suportar uma resistência maior a intempéries e a altas temperaturas.

Para conectar os módulos em série ou paralelo, e se necessário emendas, existem terminais específicos, que devem ter grau de proteção IP67 ou superior. A figura 10 mostra os conectores MC4 e MC4Y.

Figura 10 - Conectores para sistemas fotovoltaicos

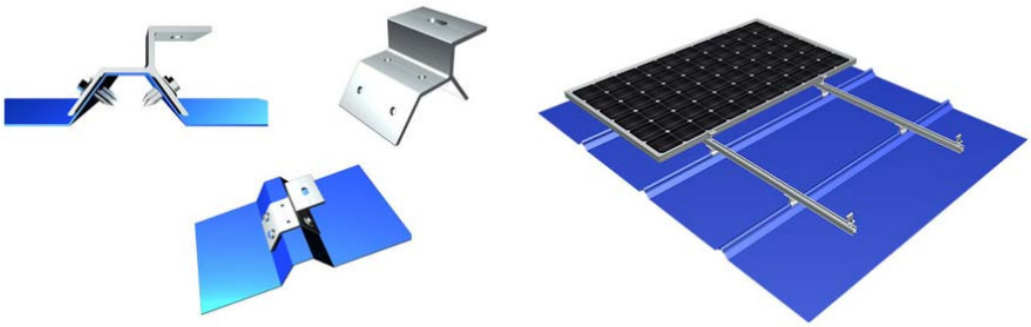
Fonte: Adaptado de Minha Casa Solar (2018).

2.4.7 Estruturas

As estruturas são geralmente feitas de alumínio ou aço galvanizado, podem ser fixas ou móveis. A maioria das estruturas de fixação são confeccionadas para aplicações universais, tais como: coberturas de telhas cerâmicas, telhas de concreto, telhados metálicos, telhas de fibrocimento, seguidores solares e ainda fixação direta no solo. São apresentados alguns modelos nas figuras 11, 12 e 13.

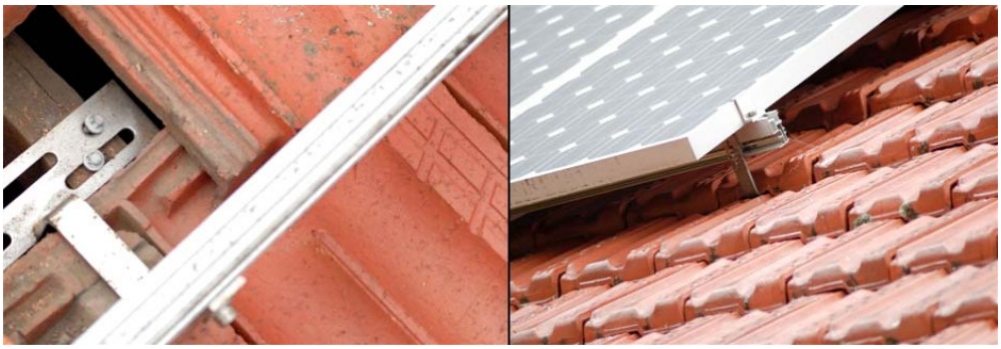
> As estruturas de fixação podem ser customizadas para atender as mais diversas necessidades das instalações fotovoltaicas. Uma boa estrutura de suporte para fixação de painéis fotovoltaicos deve ser fácil de instalar, feita com materiais de alta qualidade e com proteção contra corrosão (PORTAL SOLAR, 2018).

Figura 11 - Estrutura para telhas metálicas trapezoidais



Fonte: Portal Solar (2018).

Figura 12 - Estrutura para fixação em telha cerâmica



Fonte: Portal Solar (2018).

Figura 13 - Estrutura para solo

Fonte: Portal Solar (2018).

2.5 REGULAMENTAÇÃO

2.5.1 Resolução normativa Nº 482 de 17 de abril 2012

Microgeração e minigeração distribuída têm suas condições gerais para o acesso ao sistema de distribuição de energia e ao sistema de compensação de energia estabelecidas na

resolução normativa da ANEEL nº482/2012. Dentre as definições apresentadas nesta resolução estão conceitos importantes, tais como: microgeração e minigeração distribuída, sistema de compensação de energia elétrica e as modalidades de consumo.

Caracteriza-se como microgeração e minigeração distribuída centrais geradoras de energia elétrica conectadas à rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras, e que utilize cogeração qualificada ou fontes renováveis de energia elétrica. A potência instalada deve ser de até 75 kW para microgeração, superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW para minigeração (REN/786). No sistema de compensação de energia elétrica, a energia ativa injetada por unidade consumidora que possui microgeração ou minigeração distribuída é cedida à distribuidora de energia elétrica local, a título de empréstimo gratuito, e depois compensada com o consumo de energia elétrica ativa (REN/687). As modalidades de consumo estabelecidas são: empreendimento com múltiplas unidades consumidora, geração compartilhada, e autoconsumo remoto, conforme REN/687:

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

A potência instalada, para microgeração distribuída, fica limitada à potência disponibilizada para a unidade consumidora em que o sistema de geração de energia deve ser conectado; e minigeração distribuída se limita a demanda contratada. Caso a potência do sistema de geração seja superior ao limite estabelecido, é possível solicitar o aumento da potência disponibilizada, porém, o consumidor poderá arcar com custos referentes à adequação de padrão ou reforço no sistema de distribuição. O nível de tensão da conexão está relacionado com a potência instalada. Para microgeração a conexão é feita em baixa tensão, já para minigeração a conexão é feita em média tensão, conforme pode ser observado na tabela 1.

Tabela 1 - Potência disponibilizada

Potência instalada	Nível de tensão da conexão
Até 15 kW	Baixa tensão (monofásico, bifásico ou trifásico)
Acima de 15 kW até 25 kW	Baixa tensão (bifásico ou trifásico)
Acima de 25 kW até 75 kW	Baixa tensão (trifásico)
Acima de 75 kW até 5000 kW	Média tensão (trifásico)

Fonte: DVPR (CELESC, 2018).

Sobre o faturamento, a REN482/2012 informa que “deve ser cobrado, no mínimo, o valor referente ao custo de disponibilidade para o consumidor do grupo B, ou da demanda contratada para o consumidor do grupo A, conforme o caso” (Art. 7º, I). No faturamento, deve ser considerada a energia consumida, deduzidos a energia injetada e os eventuais créditos de energia acumulados em ciclos de faturamentos anteriores. No inciso V do artigo 7º, indica que, quando os créditos de energia acumulados em ciclos de faturamentos anteriores forem utilizados para compensar o consumo, não deve ser debitado do saldo o montante de energia referente ao custo de disponibilidade (para consumidores do grupo B).

Outro ponto importante dentro do artigo 7º é descrito no inciso VIII, no qual diz que o titular da unidade consumidora onde a microgeração ou minigeração distribuída estiver instalada deve definir o percentual de energia excedente a ser destinado a cada unidade consumidora participante do sistema de compensação de energia. Quando o solicitante for emitir o documento de solicitação de acesso, deve anexar uma lista das unidades consumidoras participantes do sistema de compensação de energia, definindo o percentual de rateio dos créditos para cada unidade consumidora. Outros documentos devem ser anexados junto, tais como Anotação de Responsabilidade Técnica (ART) de projeto e instalação do sistema, projeto elétrico e memorial descritivo, diagrama unifilar e de blocos e os certificados do INMETRO dos inversores. A lista de documentos necessários consta na sua totalidade nos anexos A, B e C.

O prazo que o consumidor tem para utilizar os créditos de energia é de 60 meses após a data do faturamento. Depois desse prazo, eles expiram e o consumidor não tem mais direito de compensação dos créditos expirados. No caso de encerramento de contrato de uma unidade consumidora com a distribuidora, os créditos excedentes serão destinados a outra unidade consumidora de mesma titularidade.

2.5.2 Resolução normativa Nº 676, de 25 de agosto de 2015

De acordo com a REN/676, a potência instalada define-se pela potência de saída do inversor ou pela soma da potência nominal dos módulos fotovoltaicos, prevalecendo o menor valor em kW entre os dois. A definição está no inciso IV do artigo 3º, onde indica que a potência instalada é a “potência nominal elétrica, em kW, na saída do inversor, respeitadas limitações de potência decorrentes dos módulos, do controle de potência do inversor ou de outras restrições técnicas” (REN676/2015).

2.5.3 Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional

De acordo com o disposto no módulo três dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), as únicas etapas obrigatórias para viabilização de acesso para central geradora classificada como micro ou minigeração distribuída são: solicitação de acesso e parecer de acesso. As distribuidoras de energia elétrica devem disponibilizar os modelos de formulário de solicitação de acesso em seus sites na internet, onde deve conter a relação de informações que deve ser apresentada. Existem dois modelos de formulário para microgeração distribuída, um dedicado para potência igual ou inferior a 10 kW e outro para potência superior a 10 kW, e um modelo para minigeração distribuída. Os três modelos constam nos anexos: A, B e C.

O parecer de acesso é um documento que deve ser emitido pela distribuidora sem ônus para o consumidor. Deve conter nesse documento informações referentes às condições de acesso, requisitos técnicos que permitem a conexão das instalações e os respectivos prazos. O parecer de acesso pode ser simplificado quando se tratar de conexão de microgeração em unidade consumidora já existente caso não houver necessidade de aumento da potência disponibilizada. Os prazos para emissão do parecer de acesso para microgeração podem variar de 15 a 30 dias, e para minigeração de 30 a 60 dias, sendo o menor prazo para casos em que não há necessidade e o maior prazo para quando há a necessidade de melhorias ou reforços no sistema de distribuição acessado. Após a emissão do parecer de acesso, o prazo para solicitação de vistoria à distribuidora acessada é de 120 dias. Depois dessa vistoria, não havendo irregularidades, a distribuidora faz a adequação do sistema de medição e dá início ao sistema de compensação de energia, permitindo a microgeração ou minigeração distribuída para sua efetiva conexão.

A distribuidora tem responsabilidade técnica e financeira pelo sistema de medição para microgeração distribuída. Ela deve adquirir e instalar sem gerar custos para o acessante, já os custos para adequação do sistema de medição passam a ser do interessado para geração compartilhada ou minigeração distribuída. Após a adequação, as responsabilidades de manutenção e operação são da distribuidora.

3 ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICA

Para consumidores da classe comercial que pretendem gerar energia elétrica através da fonte solar fotovoltaica, é imprescindível fazer uma análise das áreas possíveis para instalação do sistema, verificando fatores importantes que podem inviabilizar o projeto. Os principais aspectos analisados foram os índices de irradiação, área disponível, sombreamento e consumo.

3.1 LEVANTAMENTO DE DADOS

3.1.1 Dados de consumo

Os dados relacionados ao consumo de energia das lojas foram coletados das faturas de energia elétrica de cada unidade consumidora. Na fatura, contém o histórico de consumo dos últimos doze meses. Por meio desses dados, foram calculados os consumos anual, médio mensal e diário. Os dados estão apresentados na tabela 2.

Tabela 2 - Histórico de consumo de energia das lojas

Histórico de consumo de energia elétrica em kWh/mês de cada loja							
Consumo mensal	**Joinville**	**Chapecó**	**Florianópolis**		**São José**	**Tubarão**	**Somatório**
			Estreito	**Centro**			
Jan	953	1.600	4.944	2.290	1.481	1.140	12.408
Fev	977	1.470	5.804	2.390	2.087	1.000	13.728
Mar	840	1.930	5.676	2.210	1.633	1.237	13.526
Abr	804	1.570	6.253	1.890	1.393	1.141	13.051
Mai	731	1.210	4.584	1.960	1.484	1.099	11.068
Jun	618	1.050	2.194	1.920	762	612	7.156
Jul	531	980	2.349	1.180	733	664	6.437
Ago	551	1.100	2.168	1.560	666	665	6.710
Set	561	1.160	2.313	1.530	631	772	6.967
Out	594	890	2765	1.860	969	654	7.732
Nov	612	1.160	3.524	2.130	1.130	734	9.290
Dez	919	1.250	3.996	2.190	1.472	835	10.662
Anual	8.691	15.370	46.570	23.110	14.441	10.553	118.735

Fonte: Elaboração do Autor, 2019.

3.1.2 Dados de irradiação solar

Os dados de irradiação solar utilizados para a análise foram retirados do banco de dados do Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito – CRESESB. A tabela 3 mostra a latitude e a longitude de cada loja, que foram utilizados para extrair os índices de irradiação no site do CRESESB. Os dados da tabela 4 representam as médias diárias mensais da irradiação solar para o ângulo igual ao da latitude, em watt-hora por metro quadrado por dia [Wh/m²/dia]. Estão destacados em vermelho os meses de menores índices e em azul os meses de maiores índices.

Tabela 3 - Latitude e longitude das lojas

Bairro, cidade	**Latitude**	**Longitude**
Anita Garibaldi, Joinville	-26,3180	-48,8644
Centro, Chapecó	-27,0944	-52,6242
Estreito, Florianópolis	-27,5883	-48,5789
Centro, Florianópolis	-27,5964	-48,5564
Campinas, São José	-27,6028	-48,6136
Humaitá, Tubarão	-28,4702	-49,0161

Fonte: Elaboração do Autor, 2019.

Para as lojas localizadas em Florianópolis, a estação climatológica mais próxima de cada ponto de acordo com a latitude e longitude é a mesma, logo, os dados de irradiação são os mesmos. Os dados podem ser observados da forma como são apresentados pelo CRESESB nos anexos D, E, F, G e H.

Tabela 4 - Dados de irradiação solar

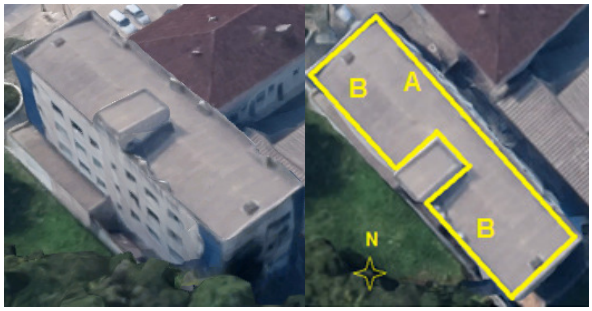
Irradiação solar diária média mensal [kWh/m2.dia]													
Cidade	**Mês**												**Média**
	Jan	**Fev**	**Mar**	**Abr**	**Mai**	**Jun**	**Jul**	**Ago**	**Set**	**Out**	**Nov**	**Dez**	
Joinville	4,56	**4,63**	4,39	4,02	3,69	**3,21**	**3,21**	3,78	3,38	3,62	4,35	4,52	**3,95**
Chapecó	5,52	5,45	5,34	4,78	4,08	**3,61**	3,94	4,67	4,37	5,05	5,61	**5,67**	**4,84**
Florianópolis	5,23	5,20	4,93	4,42	3,98	**3,52**	3,60	4,17	3,82	4,27	5,02	**5,26**	4,45
São José	**5,12**	5,10	4,77	4,37	3,95	**3,47**	3,56	4,14	3,71	4,05	4,89	**5,12**	4,35
Tubarão	5,17	5,11	4,76	4,47	3,95	**3,48**	3,68	4,30	3,87	4,32	5,19	**5,34**	4,47

Fonte: Elaboração do Autor, 2019.

3.1.3 Dados dos telhados

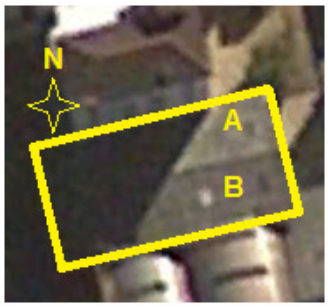
Através do Google Maps e do Google Earth, fez-se medições e, então, calculou-se a área de telhado de cada loja. Pelas imagens de satélite, já é possível observar sombreamentos e orientação dos telhados em relação ao norte geográfico. As figuras 14, 15, 16, 17, 18 e 19 mostram os telhados dos prédios em que as lojas estão, e o contorno em amarelo sinaliza a área que foi considerada para definição dos dados da tabela 5. Nas figuras, também foram sinalizadas as águas dos telhados, com as letras A, B e C.

Figura 14 - Telhado loja: Anita Garibaldi, Joinville



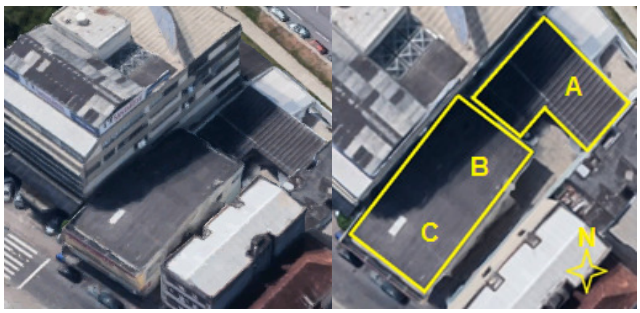
Fonte: Adaptado do Google Maps, 2019.

Figura 15 - Telhado loja: Centro, Chapecó



Fonte: Adaptado do Google Earth Pro, 2019.

Figura 16 - Telhado loja: Estreito, Florianópolis

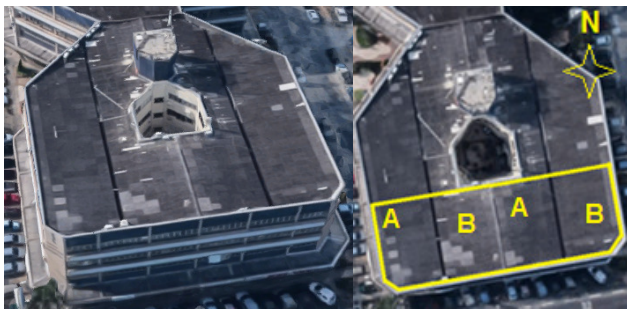


Fonte: Adaptado do Google Maps, 2019.

Figura 17 - Telhado loja: Centro, Florianópolis

Fonte: Adaptado do Google Maps, 2019.

Figura 18 - Telhado loja: Campinas, São José



Fonte: Adaptado do Google Maps, 2019.

Figura 19 - Humaitá, Tubarão

Fonte: Adaptado do Google Earth Pro, 2019.

Com um transferidor de 180º e utilizando as linhas amarelas traçadas nas figuras apresentadas, montou-se a tabela 5, para uma melhor análise da orientação dos telhados em relação ao norte geográfico. Nela, constam os ângulos azimutais, os rumos de cada água dos telhados, e a área aproximada de cada um. Alguns telhados não foram considerados em sua totalidade, apenas a parte com o contorno amarelo.

Tabela 5 - Azimute, rumo e área dos telhados

Bairro, cidade	Azimutes			Rumos			Área aproximada [m²]
	A	B	C	A	B	C	
Anita Garibaldi, Joinville	49º	229º	-	N 49 L	S 49 O	-	280
Centro, Chapecó	348º	168º		N 12 O	S 12 L	-	245
Estreito, Florianópolis	222º	38º	218º	S 42 O	N 38 L	S 38 O	464
Centro, Florianópolis	0	-	-	N 0	-	-	84
Campinas, São José	81º	261º	-	N 81 E	S 81 O	-	598
Humaitá, Tubarão	-	-	-	-	-	-	270

Fonte: Elaboração do autor (2019).

3.2 CÁLCULO PRELIMINAR

Para definir a área necessária para instalação dos módulos, é preciso calcular a quantidade de módulos suficientes para gerar a quantidade de energia que atenda a demanda almejada. A tabela 6 contém os dados de consumo anual e mensal de cada loja. Sabendo que existe o custo de disponibilidade do sistema (conhecido popularmente como taxa), foram adicionados à tabela os consumos mensal e diário descontado o custo de disponibilidade, que para todas as lojas é de 100 kWh/mês, conforme estabelecido pela REN 414/2010.

Tabela 6 - Consumo médio de energia por loja

Consumo médio de energia elétrica por loja [kWh]							
Consumo	**Joinville**	**Chapecó**	**Estreito**	**Centro Florianópolis**	**São José**	**Tubarão**	**Somatório**
Anual	8.691	15.370	46.570	23.110	14.441	10.553	118.735
Mensal	724	1.281	3.881	1.926	1.203	879	9.895
Consumo médio por loja descontando o custo de disponibilidade mensal [kWh]							
Mensal	624	1.181	3.781	1.826	1.103	779	9.295
Diário	21	39	126	61	37	26	310

Fonte: Elaboração do autor (2019).

De acordo com a fórmula (2) apresentada na seção 2.4.1.3, é possível calcular quanto um módulo FV produz de energia em um dia. Utilizando como base um módulo de 330 Wp, com eficiência de 17%, área igual a 1,94 m² e a irradiação média de Joinville, o resultado é:

$$Ep = 3.950 * 1{,}94 * 0{,}17$$
$$Ep = 1.302{,}71\ Wh/dia$$

Aplicando uma Taxa de Desempenho (TD) de 80%:

$$Ep = 1.302{,}71 * 0{,}8$$
$$Ep = 1.042{,}168\ Wh/dia$$

Utilizando os dados da tabela 6, o consumo médio de energia que precisa ser suprido é de 310 kWh/dia, que é o somatório do consumo médio de todas as lojas, o quociente entre o consumo médio diário e o quanto o módulo produz por dia, resulta no número de módulos necessários para atender a demanda almejada.

$$Qm = \frac{310}{1{,}042168}$$
$$Qm \approx 297\ módulos\ FV$$

Para saber a área necessária para instalar os módulos, basta multiplicar a área de um módulo pela quantidade de módulos.

$$A = 1{,}94 * 297$$
$$A = 576{,}18\ m^2$$

Essa é a área mínima necessária para instalar um sistema que seja capaz de gerar a energia suficiente para atender a demanda das seis lojas. Essa área costuma ser maior em função do modo como é feito o arranjo, também existe um espaço que fica entre os módulos por causa dos grampos intermediários.

A potência total de módulos instalada, em kWp, pode ser calculada multiplicando a quantidade de módulos pela potência unitária de cada módulo.

$$P_{\ total\ de\ módulos} = Qm * P_{\ unitária}$$
$$P_{\ total\ de\ módulos} = 297 * 0{,}33$$
$$P_{\ total\ de\ módulos} = 98{,}01\ kWp$$

Fez-se essa mesma analogia para as demais cidades, utilizando os respectivos índices de irradiação, para saber qual a área necessária para instalar um sistema capaz de atender a mesma demanda em cada uma das cidades. Os resultados podem ser observados na tabela 7, na qual inseriu-se a potência total em kWp dos módulos. Os dados de capacidade de geração por módulo são apresentados com TD de 100% e 80%. A quantidade de módulos, a potência em kWp e a área mínima necessária são calculadas com TD de 80%.

Tabela 7 - Capacidade de geração por cidade

Cidades	**Energia gerada por módulo [kWh/dia]**		**Quantidade de módulos**	**Potência [kWp]**	**Área mínima necessária [m²]**
	TD = 1	**TD = 0,8**			
Joinville	1,3027	1,0422	297	98,01	576,18
Chapecó	1,5962	1,2770	243	80,19	471,42
Florianópolis	1,4676	1,1741	264	87,12	512,16
São José	1,4346	1,1477	270	89,10	523,80
Tubarão	1,4742	1,1794	263	86,79	510,22

Fonte: Elaboração do autor (2019).

As áreas mínimas calculadas estão diretamente ligadas à quantidade de módulos que devem ser instalados em cada cidade para gerar os 310 kWh de consumo diário médio das lojas. Quanto menor for o índice de irradiação de um local, mais módulos e, consequentemente, maior área serão necessários para instalação do sistema.

3.3 AVALIAÇÃO DOS LOCAIS

3.3.1 Joinville

Dentre as cidades avaliadas, Joinville apresenta o menor índice de irradiação solar médio: conforme tabela 4, a irradiação média é de 3,84 kWh/m²/dia. Observando a tabela 6, essa loja apresenta o menor consumo médio mensal de energia: 724 kWh/mês.

O telhado possui duas águas, que foram marcadas em amarelo na figura 14. A água A tem uma orientação azimutal de 49º e a B de 218º. A área do telhado é de aproximadamente 280 m², o que é insuficiente para instalar a quantidade de módulos necessários para atender a demanda, pois, conforme mostra a tabela 7, seria necessário no mínimo 576,18 m².

Há um pequeno sombreamento proveniente da projeção da caixa d'água do prédio, o que afetaria o desempenho do sistema durante a tarde. O prédio não é próprio, é alugado

apenas a sala comercial, logo, teria que ser estudada a viabilidade de utilização do telhado junto ao responsável pelo imóvel.

3.3.2 Chapecó

Das cinco cidades, Chapecó é a que apresenta o melhor índice de irradiação médio: 4,84 kWh/m²/dia. A loja de Chapecó possui o terceiro maior consumo de energia, 1281 kWh/mês, conforme tabela 6.

A área do telhado é de aproximadamente 245 m², insuficiente para instalar a quantidade de módulos necessários para atender a demanda. Conforme apresentado na tabela 7, a área mínima necessária seria de 471,42 m².

Uma água do telhado é voltada para o norte, com um desvio de 12º a Oeste. Nesta mesma direção, existe um prédio vizinho, que projeta sombra no telhado praticamente o dia todo. O outro lado do telhado é voltado para o sul, com apenas 12º de desvio para o leste, também afetado pela sombra do prédio vizinho. Conforme pode ser observado na figura 15 e na tabela 5. No mesmo prédio, não existem outras lojas ou outros pavimentos com apartamentos, logo, não seria um problema utilizar o telhado.

3.3.3 Florianópolis

3.3.3.1 Estreito

Analisando os índices da tabela 4, dentre as cinco cidades, Florianópolis fica com o terceiro melhor índice de irradiação solar, com a média de 4,45 kWh/m²/dia. Dos dados de consumo médio apresentados na tabela 6, essa loja é a que tem maior consumo: 3.881 kWh/mês.

A área de telhado é insuficiente para instalação do sistema, pois a área disponível é de 464 m² e a área mínima necessária seria de 512,16 m², conforme dados das tabelas 5 e 7. Observa-se na figura 16 que o telhado tem três águas e que todas estão sendo sombreadas pelo prédio vizinho.

A água que possui melhor direcionamento em relação ao norte geográfico é a B, com um azimute de 38º, as águas A e C são mais voltadas ao Sul geográfico, com orientações azimutais desfavoráveis para um melhor aproveitamento da irradiação solar, 131º e 218º respectivamente, conforme tabela 5. No mesmo prédio não existem outras lojas ou outros pavimentos com apartamentos, logo, não seria um problema utilizar o telhado.

3.3.3.2 Centro

A loja do Centro de Florianópolis apresenta o segundo maior consumo de energia: 1.926 kWh/mês, conforme tabela 6. O índice de irradiação é o mesmo que o da loja do Estreito, pois os dados são da mesma estação climatológica: 4,45 kWh/m²/dia. Sabendo que a quantidade de energia que o módulo FV produz em ambos os telhados será o mesmo por ter o mesmo índice de irradiação, a área necessária é a mesma para ambas as lojas.

O prédio possui uma laje plana, o que permite posicionar os módulos na inclinação e orientação azimutal corretas. Metade da laje não foi considerada no cálculo de área, pois existe uma caixa d'água alta que projeta sombra sobre ela. A área contornada em amarelo na figura 17 possui 84 m², sendo insuficiente para instalar a quantidade de módulos necessários para esse projeto. Existem outras lojas no mesmo prédio e na cobertura existe uma área construída, algumas plantas são espalhadas na parte da laje que não foi contornada de amarelo na figura 17. Assim, seria necessário avaliar com o responsável pelo imóvel a possibilidade de utilizar o espaço contornado em amarelo para instalação do sistema FV.

3.3.4 São José

São José possui irradiação diária média de 4,35 kWh/m²/dia, sendo o segundo menor índice, dentre as cidades analisadas. O consumo mensal médio da loja de São José é de 1.203 kWh, o quarto maior consumo. A loja está instalada em um centro comercial, como é alugado somente a sala, é necessária negociação com o responsável pelo imóvel sobre a possibilidade de utilizar o telhado.

O telhado do prédio possui dois tipos de caimentos diferentes, foram demarcadas duas áreas A e duas B, as orientações azimutais são de 81º para as águas A e de 261º para as águas B. As águas A possuem um direcionamento nordeste, enquanto as B são voltadas para o sudoeste. O somatório das áreas desse espaço é de 598 m², sendo o suficiente para instalar os módulos, pois a área mínima, de acordo com a tabela 7, é de 523,80 m².

3.3.5 Tubarão

A cidade de Tubarão apresenta o segundo melhor índice de irradiação solar diária média: 4,47 kWh/m²/dia. Dentre as seis lojas, o consumo mensal médio da loja de Tubarão é o segundo menor, sendo de 879 kWh.

Na figura 19, foi contornada em amarelo toda a área correspondente ao telhado do prédio. Na vista superior (de satélite), não é possível identificar as águas do telhado, porém, na vista lateral, observa-se que o telhado tem bastantes irregularidades, caixas d'água e uma área construída acima do nível da parte mais baixa do telhado. Não foi possível verificar a orientação azimutal de cada água do telhado utilizando as mesmas ferramentas utilizadas nas análises dos demais telhados. A área contornada em amarelo possui 270 m², o que está bem abaixo da área mínima de 510,22 m², conforme os dados das tabelas 5 e 7.

Só há uma sala comercial no prédio, porém, nos pavimentos superiores, existem apartamentos alugados, de modo que seria preciso negociar a possibilidade de utilização do telhado com o responsável pelo imóvel.

3.4 ANÁLISE GERAL DOS LOCAIS

As tabelas apresentadas a seguir foram utilizadas para comparar os dados coletados de cada local. Os dados em vermelho são menos vantajosos e os dados em azul os mais vantajosos. Na última linha das tabelas, cada local recebe uma nota, resultante de uma interpolação linear, considerando nota máxima (10) para o melhor cenário e menor nota (0) para o pior cenário.

Na tabela 8, é possível analisar os índices de irradiação solar médio em cada local. A quantidade de energia que um sistema FV produz é diretamente proporcional à irradiação que os módulos FV recebem. Logo, o pior cenário é Joinville, e o melhor Chapecó.

Tabela 8 - Comparativo índices de irradiação [kWh/m²/dia]

Itens avaliados	**Joinville**	**Chapecó**	**Florianópolis**		**São José**	**Tubarão**	**Média**
			Estreito	**Centro**			
Irradiação média [kWh/m²/dia]	3,95	4,84	4,45	4,45	4,35	4,47	4,42
Variação em relação à média [%]	-10,60	9,54	0,72	0,72	-1,55	1,17	-
Nota de 0 a 10	0,00	10,00	5,62	5,62	4,49	5,84	5,26

Fonte: Elaboração do autor (2019).

Na tabela 9, onde é destacada a área de telhado de cada loja e a área mínima necessária para instalação do sistema FV, Joinville, por ter o menor índice de irradiação, é a cidade em que se faz necessário instalar maior quantidade de módulos para gerar a energia suficiente para atender a demanda das lojas, o que resulta em um sistema FV mais caro.

Chapecó, por possuir o maior índice de irradiação solar, é a cidade onde necessita do menor número de módulos FV para gerar a energia necessária para atender a demanda das lojas, porém, o telhado tem uma área menor que a mínima calculada.

A loja do Centro de Florianópolis possui a menor área de telhado, no entanto, a vantagem desse local é que, por ser laje, os painéis FV podem ser instalados com melhor direcionamento e inclinação. A loja de São José é a que possui maior telhado, inclusive o telhado é maior que a área mínima calculada, porém, como se observa na tabela 5, o desvio azimutal das águas do telhado não é tão atrativo: as águas A de 81º praticamente leste, e as águas B de 261º praticamente oeste.

Tabela 9 - Comparativo de área de telhado

Itens avaliados		**Joinville**	**Chapecó**	**Florianópolis**		**São José**	**Tubarão**
				Estreito	**Centro**		
Área	Telhado	280	245	464	84	598	270
	Mínima calculada	576,18	471,42	512,16	512,16	523,8	510,22
Percentual atendido		48,60	51,97	90,60	16,40	114,17	52,92
Nota de 0 a 10		3,29	3,64	7,59	**0,00**	**10,00**	3,74

Fonte: Elaboração do autor (2019).

De acordo com a regulamentação, incide sobre a fatura de energia elétrica de unidades consumidoras que fazem parte do sistema de compensação de energia todos os impostos e encargos aplicáveis. Assim, o consumo direto se mostra mais vantajoso. Consumo direto acontece quando as cargas da unidade consumidora consomem a energia gerada pelo sistema FV no instante em que ela é gerada, ou seja, a energia gerada não é injetada na rede de distribuição local. Dessa forma, minimiza-se a quantidade de energia fornecida pela rede da concessionária para essa unidade consumidora, diminuindo os impostos e o valor total da fatura. Por esse motivo, seria interessante instalar o sistema FV na loja que possui o maior consumo de energia. Na tabela 10, fez-se a análise do consumo, na qual é apresentado o percentual que cada loja representa do consumo total. A loja que menos consome é a de Joinville, representando 7,32% do consumo. A loja que mais consome energia é a do bairro Estreito de Florianópolis, representando 39,22% do consumo.

Ainda analisando os dados da tabela 10, nota-se o melhor e o pior cenário em função do gasto com ICMS nas faturas de cada loja que receberia os créditos energéticos de outra unidade consumidora para compensar na sua fatura, pois a toda energia recebida da rede (em kWh) é adicionado 25% de ICMS por kWh. Analisando esse fator, o melhor local para instalar

o sistema FV seria Florianópolis, na loja do bairro Estreito, onde existe o maior consumo de energia e o gasto com ICMS, para compensar o consumo com créditos gerados em outro local, seria de R$ 7.684,05 por ano. Com o sistema instalado nessa unidade consumidora a economia anual se aproximaria do valor da fatura anual (R$ 30.736,20). Tendo em vista a vida útil dos módulos FV (comumente os fabricantes prometem 25 anos com 80% da capacidade), fez-se o cálculo estimativo do valor gasto com o ICMS ao longo de 25 anos. Para a loja do Estreito, o gasto com ICMS em 25 anos seria de R$ 192.101,25, considerando-se o valor de R$ 0,66 por quilowatt hora para os cálculos de fatura e ICMS. Utilizou-se o valor do kWh das faturas de 2018.

Tabela 10 - Comparativo de consumo

Itens avaliados		**Joinville**	**Chapecó**	**Florianópolis**		**São José**	**Tubarão**
				Estreito	**Centro**		
Consumo [kWh]	Anual	8.691	15.370	46.570	23.110	14.441	10.553
	Mensal	724	1.281	3.881	1.926	1.203	879
Percentual do consumo total		7,32	12,94	39,22	19,46	12,16	8,89
Fatura anual [R$]		5.736,06	10.144,20	30.736,20	15.252,60	9.531,06	6.964,98
Fatura 25 anos [R$]		143.401,50	253.605,00	768.405,00	381.315,00	238.276,50	174.124,50
Fatura sem ICMS/ano		4.302,05	7.608,15	23.052,15	11.439,45	7.148,30	5.223,74
Fatura sem ICMS/25 anos [R$]		107.551,13	190.203,75	576.303,75	285.986,25	178.707,38	130.593,38
ICMS/ano [R$]		1.434,02	2.536,05	7.684,05	3.813,15	2.382,77	1.741,25
ICMS/25 anos [R$]		35.850,38	63.401,25	192.101,25	95.328,75	59.569,13	43.531,13
Nota de 0 a 10		0,00	1,76	10,00	3,81	1,52	0,49

Fonte: Elaboração do autor (2019).

Sabendo que as lojas consomem maior parte da energia faturada durante o horário comercial, a loja onde seria instalado o sistema FV consumiria durante todo o horário comercial energia fornecida pelo sistema FV, utilizando a rede durante a noite e nos momentos que os módulos não estivessem recebendo uma boa irradiação solar (como em dias nublados ou fora das horas de sol pleno).

Através do método de avaliação utilizado, o melhor local para instalação do sistema seria a loja do bairro Estreito em Florianópolis, e o pior seria Joinville. Nessa avaliação, não se considerou o sombreamento dos prédios vizinhos, existentes em alguns locais. Essa sombra acaba reduzindo de forma bastante significante a geração de energia, pois os módulos passam a receber menos luz do sol. Visualmente, através das imagens do Google, as lojas que mais

sofrem com sombreamento são as de Florianópolis no Estreito e de Chapecó, pois as duas possuem prédios vizinhos ao norte.

Tabela 11 - Pontuação média de cada local

Itens avaliados	Joinville	Chapecó	Florianópolis		São José	Tubarão
			Estreito	Centro		
Irradiação média	0,00	10,00	5,62	5,62	4,49	5,84
Consumo	0,00	1,76	10,00	3,81	1,52	0,49
Área	3,29	3,64	7,59	0,00	10,00	3,74
Média	0,82	3,85	5,80	2,36	4,00	2,52

Fonte: Elaboração do autor (2019).

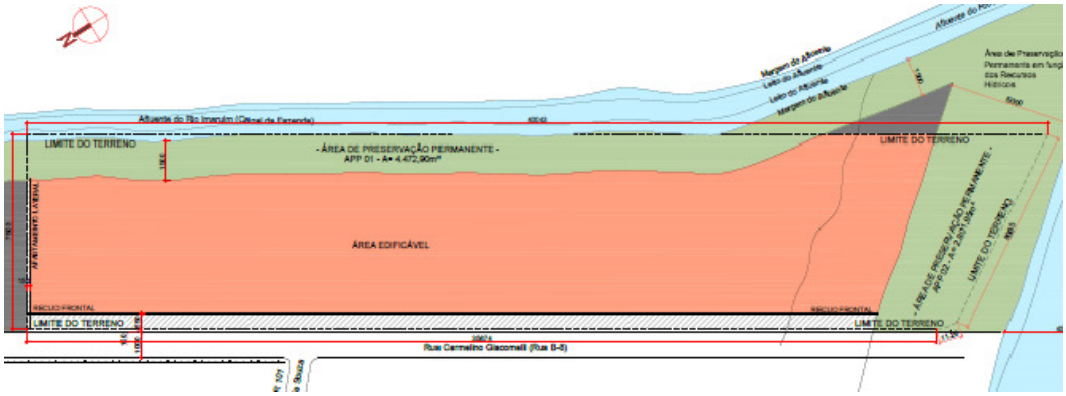
Para definir por esse método qual o melhor cenário, seria necessário um *software* para analisar o percentual do telhado que é sombreado e por quanto tempo. Essa análise seria fundamental para escolha do local, porém, durante o desenvolvimento do trabalho a empresa informou que existe um projeto de uma nova loja em São José. Na seção 3.5, avaliou-se esse novo local.

3.5 CENTRO DE DISTRIBUIÇÃO

A empresa pretende construir um centro de distribuição na área industrial de São José, para onde será transferida a loja que hoje fica no bairro Estreito em Florianópolis. Transferindo essa loja para São José, transfere-se todo o consumo de energia dessa loja para o novo local, que passa a ser o local de maior consumo. O terreno pertence à empresa e possui 29.248,45 m², a área construída será de 2.987,28 m².

A análise desse novo local foi feita com base nas plantas fornecidas pela empresa, a partir das quais foi possível medir a área de cada água do telhado, observando-se também o desvio azimutal de cada uma delas. A figura 20 mostra o terreno, e destaca a área edificável.

Figura 20 - Local onde será construído o centro de distribuição



Fonte: Fornecido pela empresa (2019).

Na figura 21, onde mostra a cobertura, foi marcado em amarelo três águas do telhado, A, B e C. As águas A e B possuem caimento com melhor direcionamento em relação ao norte e apresentam um desvio azimutal de 302º, a água C possui um desvio azimutal de 122º. Conforme informado nas plantas, a inclinação das três águas será de 20%, sendo 20 cm de elevação por metro de telhado, convertendo para graus fica uma inclinação de 11,3º.

$$\beta = tg^{-1}\left(\frac{0,2}{1}\right) = 11,3º$$

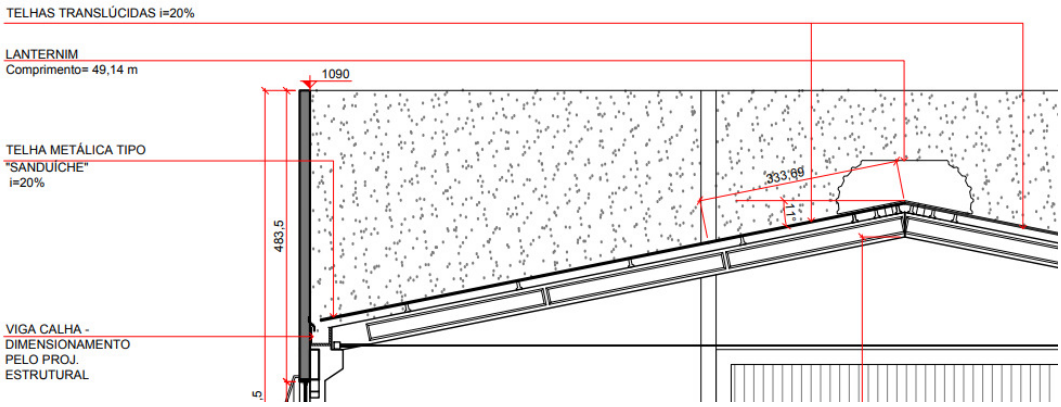
Figura 21 - Telhado do centro de distribuição

Fonte: Fornecido pela empresa (2019).

A água B possui um desvio azimutal melhor que a C, porém, pelo fato de existir telhas translúcidas próximo à metade do telhado, e de existir um desnível de aproximadamente 4 m entre as águas A e B, instalar os módulos na água B poderia resultar em momentos de

sombreamento. A água C possui um desvio azimutal de 122º (sudeste), no entanto, possui uma parede de mesma altura que o desnível entre as águas A e B, conforme se observa na figura 22. Isso possibilita a instalação de uma estrutura que fique apoiada na parede e no telhado, podendo, assim, otimizar a inclinação dos módulos de modo que fiquem com uma inclinação com um valor próximo ao da latitude local.

Figura 22 - Corte, parede traseira e telhado da água C



Fonte: Fornecido pela empresa (2019).

Esse local se mostra melhor para instalação do sistema: possui uma área grande de telhado mais uma área grande de pátio, possibilitando futuramente expandir o sistema visando atender um possível aumento de consumo ou, até mesmo, para atender o consumo de outras unidades que não entraram nesse estudo.

4 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA

4.1 MÓDULO

O módulo escolhido para o projeto é do fabricante JINKO, marca de módulo que a empresa importa atualmente. O módulo é composto de 72 células policristalinas, a potência é de 330 Wp e tem uma eficiência de 17,01%. Essas e outras características do módulo estão detalhadas na tabela 12 e no anexo I.

Tabela 12- Características do módulo fotovoltaico

Módulo JINKO	
Modelo	JKM330PP
Características elétricas	
Potência máxima (Pmax)	330 Wp
Tensão máxima (Vmp)	37,8 V
Máxima corrente (Imp)	8,74 A
Tensão de circuito aberto (Voc)	46,9 V
Corrente de curto circuito (Isc)	9,14 A
Eficiência do módulo (%)	17,01%
Temperatura de operação(°C)	-40°C ~ +85°C
Tensão máxima do sistema	1.000 Vdc
Máxima corrente do fusível	15 A
Tolerância de potência	0 ~ + 3%
Coeficientes de temperatura de Pmax	-0,40% / °C
Coeficientes de temperatura de Voc	-0,30% / °C
Coeficientes de temperatura de Isc	-0,06% / °C
Características mecânicas	
Tipo de célula	Policristalina 156×156 mm
Número de células	72 (6×12)
Dimensões	1.956×992×40 mm
Peso	26,5 kg
Vidro frontal	4,0 mm
Moldura	Liga de alumínio anodizado
Caixa de junção	IP67
Cabos de conexão	4,0 mm², comprimento: 900 mm

Fonte: Elaboração do autor (2019).

4.2 INVERSORES

Os inversores escolhidos foram da marca KSTAR, que é a marca que a empresa importa atualmente. Algumas informações técnicas constam na tabela 12, e mais informações encontram-se nos anexos J e K, nas folhas de dados dos inversores.

A escolha dos inversores foi feita de modo que a soma das máximas potências de saída não ultrapassou 75 kW, que é a máxima permitida para sistemas de microgeração distribuída conforme estabelecido na REN482/2012. Dessa maneira, o sistema ainda pode ser conectado à rede de baixa tensão, conforme relação apresentada na tabela 1. Esse critério foi adotado para que não haja a necessidade de instalar um transformador para conexão do sistema FV à rede de média tensão.

Conforme se pode notar nas folhas de dados dos anexos J e K, os inversores possuem uma potência de saída nominal e uma potência de saída máxima. Se fosse determinar a potência máxima instalada considerando apenas a potência nominal, poderia ser escolhido dois inversores trifásicos, um de 60 kW e outro de 15 kW. Porém, a máxima potência de saída dos inversores é superior à nominal, o que faria com que a potência ultrapassasse os 75 kW, dessa forma, enquadrar-se-ia na categoria de minigeração distribuída, sendo necessário transformador para conexão em média tensão.

Utilizando esses critérios, escolheu-se do catálogo do fabricante dois inversores monofásicos e um trifásico, de 4 kW 5 kW e 60 kW respectivamente. Fez-se a soma das máximas potências de saída dos inversores, e a soma das máximas potências que pode ser conectada às entradas dos inversores.

$$Pmáx_{saídas\ dos\ inversores} = 4.000 + 5.000 + 6.600 = 75\ kW$$

$$Pmáx_{entradas\ dos\ inversores} = 4.200 + 5.200 + 7.800 = 99{,}84\ kWp$$

A potência necessária para atender o consumo diário das seis lojas (310 kWh/dia), conforme apresentado na tabela 6, na cidade de São José é de 89,1 kWp. Tendo em vista que a soma das máximas potências de entrada dos inversores pode ultrapassar esse valor, e com base na definição de potência instalada estabelecida pela REN676/2015, o gasto com um transformador nesse projeto não se torna interessante.

Tabela 13 - Características dos inversores

Inversores KSTAR			
Modelo	KSG-4K-DM	KSG-5K-DM	KSG-60K-TM
Entrada (CC)			
Potência máxima de entrada (CC)	4.200 Wp	5.200 Wp	78 kWp
Tensão máxima de entrada (CC)	500 Vdc		1.000 Vdc
Faixa de operação MPPT	100~490 Vdc		250~950 Vdc
Faixa de operação MPPT em plena carga	165~400 Vdc	200~400 Vdc	500~800 Vdc
Tensão de partida	120 / 150 Vdc	120 / 150 Vdc	250 Vdc
Número de MPPT	2		3
Strings por MPPT	1		4
Corrente máxima de entrada por MPPT	13 A		40 A
Saída (CA)			
Potência nominal de saída (CA)	4.000 W	5.000 W	60 kW
Potência máxima de saída (CA)	4.000 W	5.000 W	66 kW
Tensão nominal de saída (CA)	230 Vac		400 Vac
Faixa de operação (CA)	± 20% Vac		
Frequência nominal da rede (CA)	50 / 60 Hz		
Faixa de frequência da rede (CA)	± 5 Hz		
Corrente nominal de saída	-		87 A
Corrente máxima de saída	17,5 A	22 A	95 A
Eficiência			
Eficiência máxima	97,50%		98,60%
Físico			
Dimensões (L x A x P) mm	329×466×149		636×958×260
Peso	14,9 kg	15,5 kg	70 kg
Ambiente			
Faixa de temperatura operacional	–25°C~+60°C		
Emissão de ruído (típico)	≤25 dB		≤60 dB
Tipo de resfriamento	Resfriamento natural		Ventoinhas
Classe de proteção	IP 65		

Fonte: Elaboração do autor (2019).

4.3 DIMENSIONAMENTO DOS INVERSORES

Após a escolha dos inversores e módulos, calculou-se a quantidade de módulos que podem ser instalados em cada inversor de modo a não ultrapassar a carga máxima sugerida pelo fabricante e cuidando para não ultrapassar a potência instalada permitida para minigeração distribuída.

4.3.1 Inversor KSG-60K-TM

A potência máxima de entrada do inversor, de acordo com a folha de dados é de 78 kWp; o inversor possui três MPPTs. Calculou-se então a máxima potência de entrada por MPPT.

$$P_{máx/MPPT} = \frac{78\ kWp}{3} = 26\ kWp$$

Relacionando a potência de pico do módulo escolhido com a máxima potência de entrada do MPPT, identificou-se a quantidade máxima de módulos que pode ser conectada em cada MPPT do inversor.

$$Quantidade_{módulos/MPPT} = \frac{26\ kWp}{0{,}33\ kWp} = 78{,}78$$

$$Quantidade_{módulos/MPPT} \approx 78\ módulos/MPPT$$

Dividindo a quantidade de módulos que podem ser instalados por MPPT pelo número de *strings* que podem ser conectadas por MPPT, encontrou-se a quantidade de módulos que podem ser instalados por *string*.

$$Quantidade_{módulos/string} = \frac{78}{4} = 19{,}5$$

$$Quantidade_{módulos/string} \approx 19\ módulo/string$$

Como a quantidade de módulos não resultou em um número inteiro, foi necessário recalcular a quantidade de módulos que podem ser instalados por MPPT.

$$Quantidade_{módulos/MPPT} = 19 * 4 = 76\ módulos/MPPT$$

Assim, a quantidade total de módulos que podem ser conectados nesse inversor é:

$$Quantidade_{Total\ de\ módulos} = 76 * 3 = 228\ módulos$$

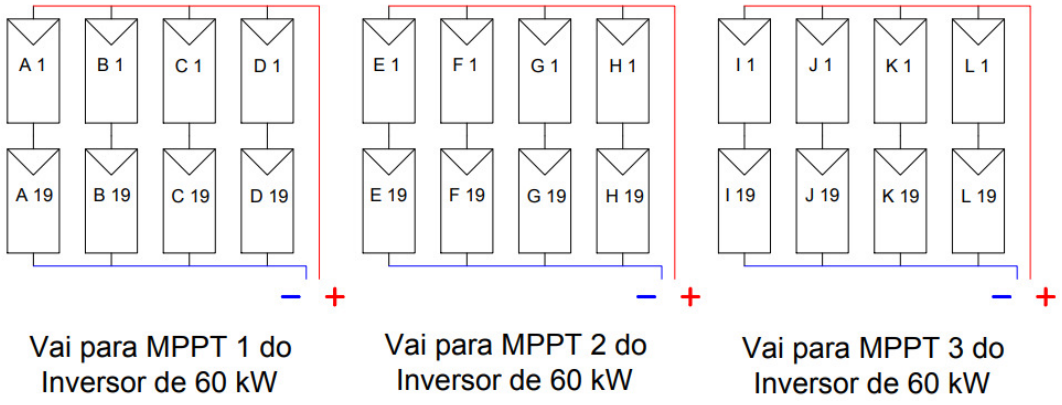
A potência total instalada nesse inversor é:

$$P_{Total_{KSG-60K-TM}} = 228 * 0{,}33 = 75{,}24\ kWp$$

4.3.1.1 Arranjo dos módulos do Inversor KSG-60K-TM

O arranjo desse inversor será composto de 12 *strings* de 19 módulos cada, 76 módulos por MPPT totalizando 228 módulos de 330 Wp. A potência máxima de entrada será de 75,24 kWp. Cada MPPT receberá quatro *strings* em paralelo, conforme figura 24.

Figura 23 - *Strings* do inversor de 60 kW



Fonte: Elaboração do autor (2019).

Foram, então, calculadas as correntes de curto-circuito e de operação, e as tensões de circuito aberto e de operação e comparadas com os valores nominais do inversor. A corrente máxima suportada por MPPT é de 40 A.

Corrente de curto circuito por MPPT:

$$Isc_{MPPT_{KSG-60K-TM}} = 4 * Isc$$

$$Isc_{MPPT_{KSG-60K-TM}} = 4 * 9{,}14$$

$$Isc_{MPPT_{KSG-60K-TM}} = 36{,}56\ A$$

A corrente de operação é:

$$Imp_{MPPT_{KSG-60K-TM}} = 4 * 8{,}74$$

$$Imp_{MPPT_{KSG-60K-TM}} = 34{,}96\ A$$

A tensão máxima de entrada do inversor é de 1.000 V, e a faixa de operação do MPPT é de 500 a 800 V. Como as quatro *strings* de 19 módulos ficarão em paralelo, a tensão que terá em cada MPPT é a mesma de uma *string*.

A tensão de circuito aberto é:

$$Voc_{MPPT_{KSG-60K-TM}} = 19 * 46{,}9$$

$$Voc_{MPPT_{KSG-60K-TM}} = 891{,}10\ V$$

A tensão em operação é:

$$Vmp_{MPPT_{KSG-60K-TM}} = 19 * 37{,}8$$

$$Vmp_{MPPT_{KSG-60K-TM}} = 718{,}2\ V$$

4.3.2 Inversor KSG-5K-DM

Sabendo que a potência máxima de entrada do inversor é de 5200 Wp e que o inversor possui dois MPPTs, calculou-se a potência de entrada por MPPT.

$$P_{/MPPT} = \frac{5{,}2\ kWp}{2} = 2{,}6\ kWp$$

Relacionando a potência de pico do módulo escolhido com a potência de entrada do MPPT já calculada, identificou-se a quantidade de módulos que pode ser conectada em cada MPPT do inversor.

$$Quantidade_{módulos/MPPT} = \frac{2{,}6\ kWp}{0{,}33\ kWp} = 7{,}88\ módulos/MPPT$$

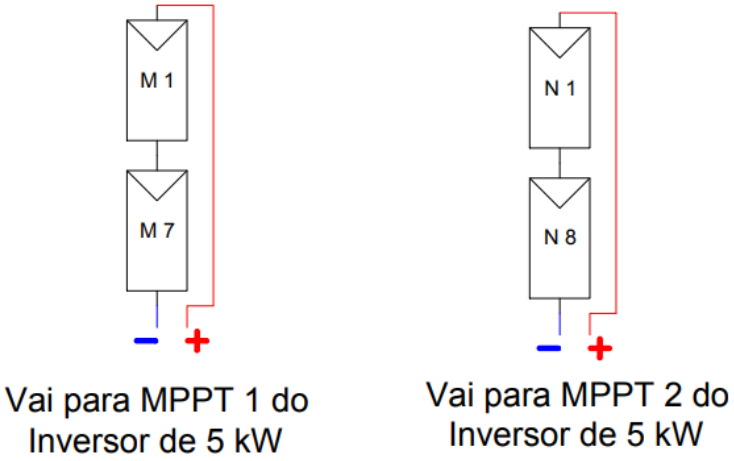
Conforme pode ser verificado na folha de dados do inversor, no anexo J, a potência máxima por MPPT é de 3.000 W. Para melhor aproveitamento do inversor, um MPPT deve receber uma *string* de sete módulos e o outro uma de oito módulos. Ao todo serão conectados nesse inversor 15 módulos de 330Wp. A potência total na entrada desse inversor é:

$$P_{Total_{KSG-5K-DM}} = 15 * 0{,}33 = 4{,}95\ kWp$$

4.3.2.1 Arranjo dos módulos do Inversor KSG-5K-DM

O arranjo desse inversor deve ser composto de duas *strings*, uma de 7 e outras de 8 módulos conectados em série. Cada *string* deve ser conectada a um MPPT, totalizando 15 módulos de 330 Wp. O arranjo pode ser observado na figura 24.

Figura 24 - *Strings* do inversor de 5kW



Fonte: Elaboração do autor (2019).

Em seguida, foram calculadas as correntes de curto-circuito e de operação, e as tensões de circuito aberto e de operação e comparadas com os valores nominais do inversor.

Os dois MPPTs terão a mesma corrente de curto-circuito, pois ambos possuem apenas módulos em série:

$$Isc_{MPPT_{KSG-5K-TM}} = 1 * Isc$$

$$Isc_{MPPT_{KSG-5K-TM}} = 9{,}14\ A$$

A corrente de operação será a mesma para ambos MPPTs:

$$Imp_{MPPT_{KSG-5K-TM}} = 1 * 8{,}74$$

$$Imp_{MPPT_{KSG-5K-TM}} = 8{,}74\ A$$

A tensão máxima de entrada do inversor é de 500 V, e a faixa de operação do MPPT é de 200 a 400 V. Como tem diferença na quantidade de módulos de cada *string,* a tensão de cada entrada MPPT será diferente, pois as tensões dos módulos em série se somam.

A tensão de circuito aberto é:

$$Voc_{MPPT1_{KSG-5K-DM}} = 7 * 46{,}9$$

$$Voc_{MPPT1_{KSG-5K-DM}} = 328{,}3\ V$$

$$Voc_{MPPT2_{KSG-5K-DM}} = 8 * 46{,}9$$

$$Voc_{MPPT2_{KSG-5K-DM}} = 375{,}2\ V$$

A tensão em operação é:

$$Vmp_{MPPT1_{KSG-5K-DM}} = 7 * 37{,}8$$
$$Vmp_{MPPT1_{KSG-5K-DM}} = 264{,}6\ V$$

$$Vmp_{MPPT2_{KSG-5K-DM}} = 8 * 37{,}8$$
$$Vmp_{MPPT2_{KSG-5K-DM}} = 302{,}4\ V$$

4.3.3 Inversor KSG-4K-DM

Sabendo que a potência máxima de entrada do inversor é de 4,2 kWp e que o inversor possui dois MPPT, a máxima potência de entrada por MPPT é:

$$P_{máx/MPPT} = \frac{4{,}2\ kWp}{2} = 2{,}1\ kWp$$

Relacionando a potência de pico do módulo escolhido com a máxima potência de entrada do MPPT, identificou-se a quantidade máxima de módulos que pode ser conectada em cada MPPT do inversor.

$$Quantidade_{módulos/MPPT} = \frac{2{,}1kWp}{0{,}33\ kWp} = 6{,}36$$
$$Quantidade_{módulos/MPPT} \approx 6\ módulos/MPPT$$

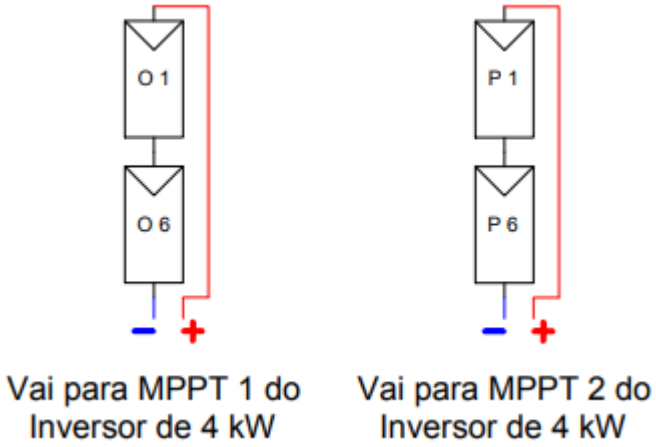
A potência total na entrada desse inversor é:

$$P_{Total_{KSG-4K-DM}} = 12 * 0{,}33 = 3{,}96\ kWp$$

4.3.3.1 Arranjo dos módulos do Inversor KSG-4K-DM

O arranjo desse inversor deve ser composto de duas *strings* de seis módulos, cada *string* deve ser conectada em um MPPT. Ao todo serão 12 módulos de 330 Wp. O arranjo das *strings* pode ser observado na figura 25.

Figura 25 - *Strings* do inversor de 4 kW



Fonte: Elaboração do autor (2019).

Foram, então, calculadas as correntes de curto-circuito e de operação, e as tensões de circuito aberto e de operação e comparadas com os valores nominais do inversor.

Os dois MPPTs terão a mesma corrente de curto-circuito, pois ambos possuem apenas módulos em série:

$$Isc_{MPPT_{KSG-4K-TM}} = 1 * Isc$$

$$Isc_{MPPT_{KSG-4K-TM}} = 9{,}14\ A$$

A corrente de operação será a mesma para ambos MPPTs:

$$Imp_{MPPT_{KSG-4K-TM}} = 1 * 8{,}74$$

$$Imp_{MPPT_{KSG-4K-TM}} = 8{,}74\ A$$

A tensão máxima de entrada do inversor é de 500 V, e a faixa de operação do MPPT é de 165 a 400 V. A quantidade de módulos por MPPT será a mesma, dessa forma as tensões e correntes serão iguais para ambos.

A tensão de circuito aberto é:

$$Voc_{MPPT_{KSG-4K-DM}} = 6 * 46{,}9$$

$$Voc_{MPPT_{KSG-4K-DM}} = 281{,}4\ V$$

A tensão em operação é:

$$Vmp_{MPPT_{KSG-4K-DM}} = 6 * 37{,}8$$

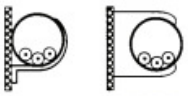
$$Vmp_{MPPT_{KSG-4K-DM}} = 226{,}8\ V$$

4.4 DIMENSIONAMENTO DOS CONDUTORES

Conforme informações fornecidas pela fabricante *Prysmian Group*, no catálogo dos cabos *Afumex* Solar, para o inversor de 60 kW a corrente de operação por MPPT é de 34,96 A e corrente de curto-circuito é 36,56 A. De acordo com a capacidade de condução de corrente apresentada pela *Prysmian* (anexo L), pode ser aplicado o cabo de 4mm², que suporta até 47 A.

Além de analisar as informações do cabo, observaram-se as recomendações da NBR5410. No anexo M, encontra-se a capacidade de condução de corrente para condutores à temperatura ambiente de 30ºC, de acordo com o tipo de linha elétrica. Na figura 28, destacam-se os dois principais tipos de linha que poderão ser utilizados nessa instalação, ambas possuem a mesma classificação quanto ao método de referência, B1.

Figura 26 - Tipos de linhas elétricas

Método de instalação número	Esquema ilustrativo	Descrição	Método de referência[1)]
3		Condutores isolados ou cabos unipolares em eletroduto aparente de seção circular sobre parede ou espaçado desta menos de 0,3 vez o diâmetro do eletroduto	B1
7		Condutores isolados ou cabos unipolares em eletroduto de seção circular embutido em alvenaria	B1

Fonte: Adaptado: Tabela 33 da NBR5410 (2004).

A NBR5410 traz, na tabela 40, fatores de correção para temperaturas diferentes de 30ºC, conforme anexo N. Considerando temperatura de 60ºC no telhado em dias de calor (próximo dos módulos FV), o fator de correção para cabos EPR ou XLPE que possuem capacidade de operar em 90ºC é 0,71. O cabo 4mm² passa, então, a ter a sua capacidade reduzida de 42 A para 29,82 A, ficando abaixo do necessário para os circuitos do inversor de 60 kW, composto por quatro *strings* conectadas em paralelo.

O cabo de 6 mm² possui capacidade de conduzir 54 A em temperatura ambiente de 30ºC. Aplicando o fator de correção, passa para 38,34 A, atendendo a corrente nominal do circuito e a de curto-circuito também. Para interligar os módulos de cada *string*, pode ser utilizado o cabo 4 mm², pois antes de conectar as *strings* em paralelo a corrente do circuito é a nominal de um módulo. Então, aplica-se o cabo de 6 mm² apenas após a conexão das quatro *strings* em paralelo, onde as correntes se somam.

Aplicando a mesma análise para os circuitos dos inversores de 4 kW e de 5 kW, conclui-se o dimensionamento dos cabos. A tabela 14 mostra os valores de tensão e corrente para cada arranjo.

Tabela 14 - Características elétricas dos circuitos

Inversor	Arranjo	Imp [A]	Isc [A]	Vmp [V]	Voc [V]
KSG-60kW	1 *string* 19 módulos em série	8,74	9,14	718,2	891,1
	2 *strings* em paralelo	17,48	18,28	718,2	891,1
	4 *strings* em paralelo	34,96	36,56	718,2	891,1
KSG-5kW	1 *string* 8 módulos em série	8,74	9,14	302,4	375,2
	1 *string* 7 módulos em série	8,74	9,14	264,6	328,3
KSG-4kW	1 *string* 6 módulos em série	8,74	9,14	226,8	281,4

Fonte: Elaboração do autor (2019).

Para os arranjos compostos apenas por módulos em série, a corrente máxima é a corrente de curto circuito do módulo: 9,14 A. Para o arranjo composto por duas *strings* em paralelo, a corrente máxima é duas vezes a corrente de curto circuito: 18,28 A. Para o arranjo de quatro *strings* em paralelo, a corrente máxima é de quatro vezes a corrente de curto circuito do módulo: 36,56 A.

Tabela 15 - Capacidade de corrente dos condutores

Seção [mm²]	Icabo [A]	Correção temperatura 60ºC	I'cabo [A]	Correção temperatura 50ºC	I'cabo [A]
4	42	0,71	29,82	0,82	34,44
6	54	0,71	38,34	0,82	44,28
10	75	0,71	53,25	0,82	61,5
16	100	0,71	71	0,82	82
25	133	0,71	94,43	0,82	109,06

Fonte: Elaboração do autor (2019).

Conforme a capacidade de corrente de cada condutor apresentada na tabela 15, o cabo dos arranjos compostos apenas por módulos em série pode ser de 4 mm². O mesmo cabo pode ser utilizado para arranjos compostos por duas *strings* em paralelo. Para os arranjos com quatro *strings* em paralelo, o cabo deve ser de 6 mm².

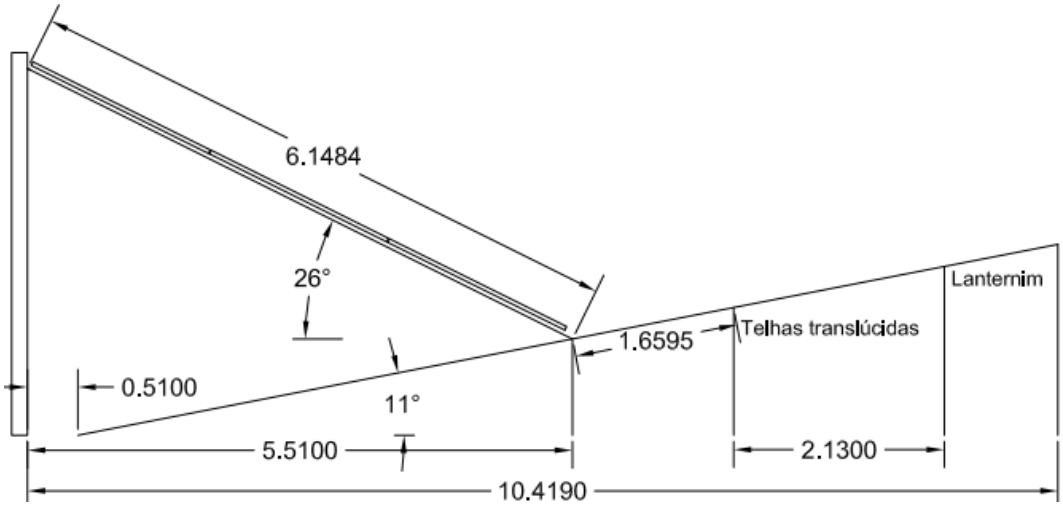
Para a as saídas dos inversores de 4 kW e de 5 kW, deve ser cabo de 4 mm², pois a corrente máxima de saída desses inversores são 17,5 A e 22 A, respectivamente. Para a saída

do inversor de 60 kW, deve ser usado o cabo de 25 mm², pois, de acordo com a folha de dados do inversor, a corrente máxima de saída pode chegar a 95 A.

4.5 DIAGRAMAS

A figura 28 ilustra como ficarão os módulos no telhado. Conforme nomeado na figura 21, as águas A e C receberão os módulos. Porém, a água C não recebe os módulos direto nas telhas, conforme descrito no capítulo 3, os módulos são instalados em uma estrutura que fica apoiada na parede dos fundos e no telhado, como ilustra a figura 27. Na água A, serão instalados 84 módulos, e na C 171 módulos.

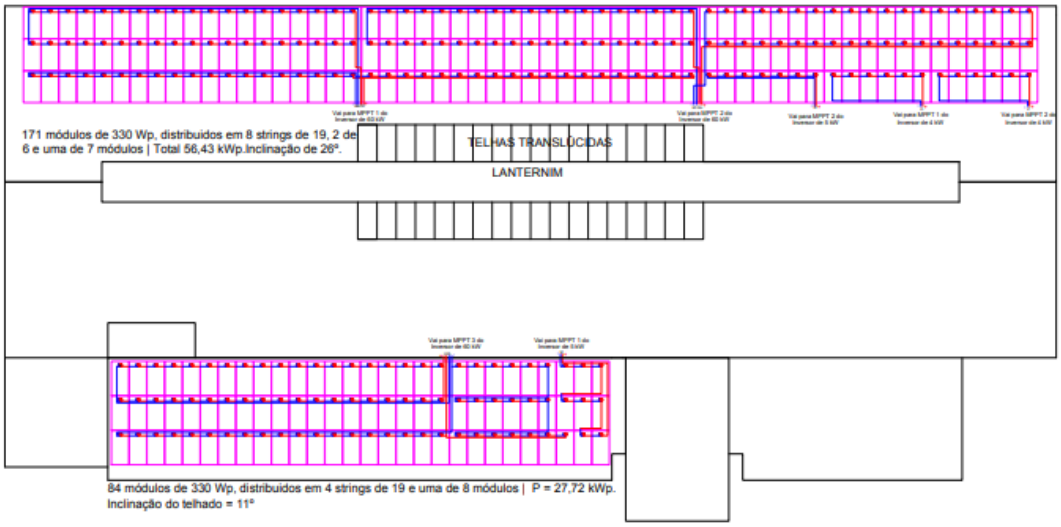
Figura 27 - Detalhe estrutura de fixação dos módulos



Fonte: Elaboração do autor (2019).

Na água A, ficaram 4 *strings* de 19 módulos que vão para o MPPT 3 do inversor de 60 kW, e uma *string* de 8 módulos que vai para o MPPT 1 do inversor de 5 kW. Na água C, ficaram 8 *strings* que vão para os MPPTs 1 e 2 do inversor de 60 kW, uma *string* de 7 módulos que vai para o MPPT 2 do inversor de 5 kW e duas *strings* de 6 módulos que são conectadas uma em cada MPPT do inversor de 4 kW.

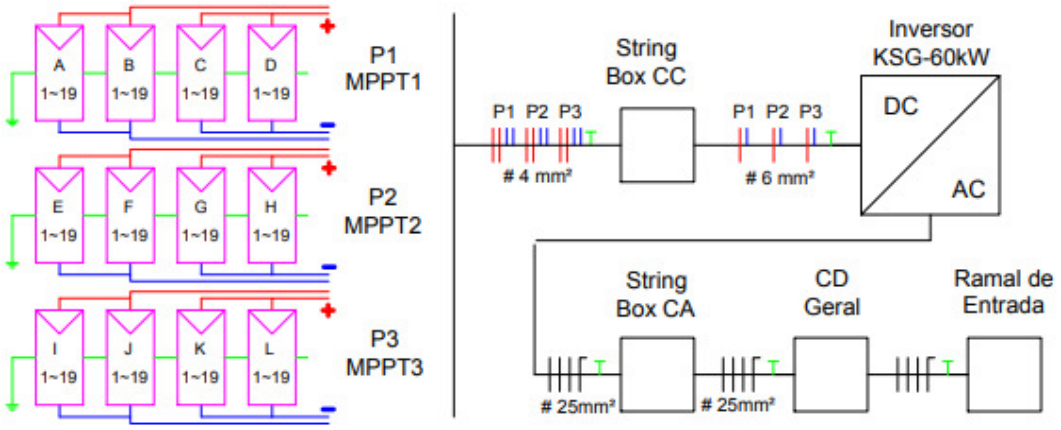
Figura 28 - Arranjo dos módulos no telhado



Fonte: Elaboração do autor (2019).

Na figura 29, observa-se o diagrama geral do inversor de 60 kW, onde existem três conjuntos de 76 módulos, cada conjunto composto por quatro *strings* de 19 módulos. As *strings* passam pelas proteções da *string box* de corrente contínua, conforme diagrama multifilar que pode ser observado na figura 30. Após, as *strings* são conectadas em paralelo no inversor, a saída do inversor passa pela *string box* de corrente alternada, posteriormente é feito a conexão da saída do inversor no quadro geral de distribuição, que então é conectado ao ramal de entrada de energia (conexão com a rede de distribuição).

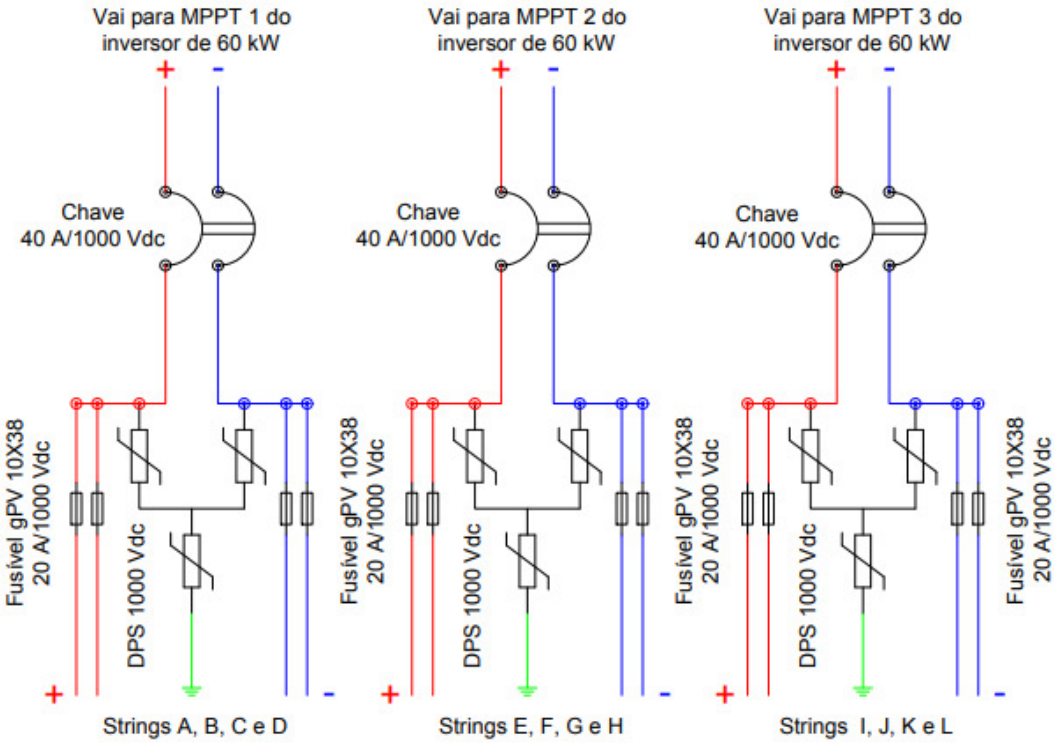
Figura 29 - Diagrama unifilar inversor KSG-60kW



Fonte: Elaboração do autor (2019).

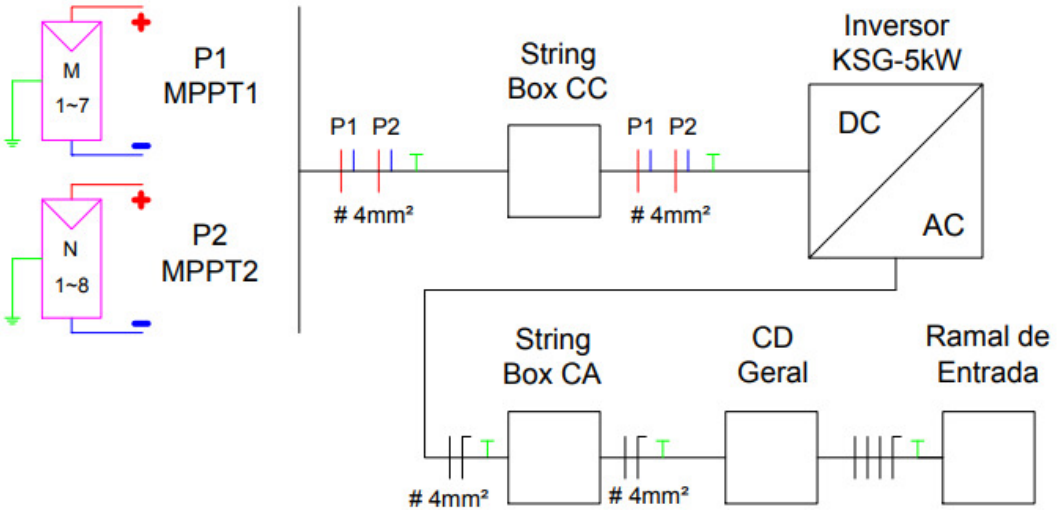
Os dispositivos de proteção que compõem a *string box* do inversor de 60 kW são: DPS, chave seccionadora e fusível, sendo um DPS e uma chave seccionadora por MPPT, e dois fusíveis para cada duas *strings*, um para o polo positivo e um para o negativo.

Figura 30 - Diagrama stringbox CC inversor KSG-60kW



Fonte: Elaboração do autor (2019).

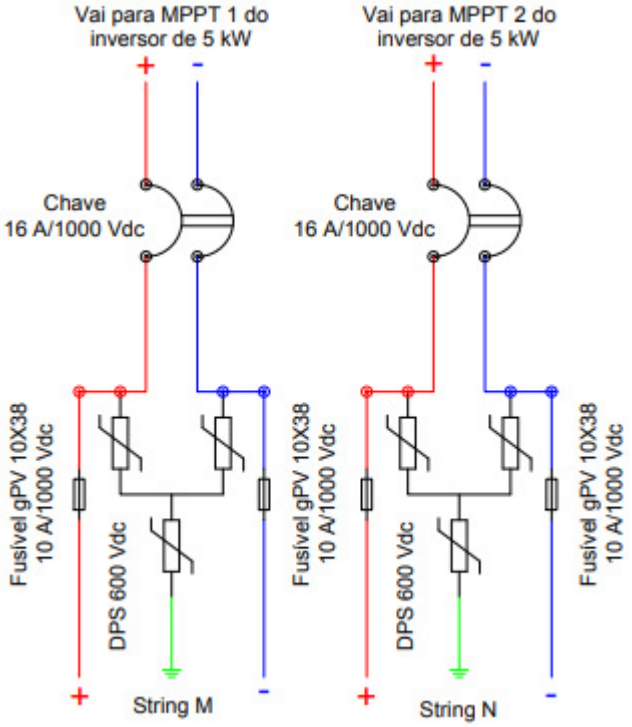
Figura 31 - Diagrama unifilar inversor KSG-5kW



Fonte: Elaboração do Autor, 2019.

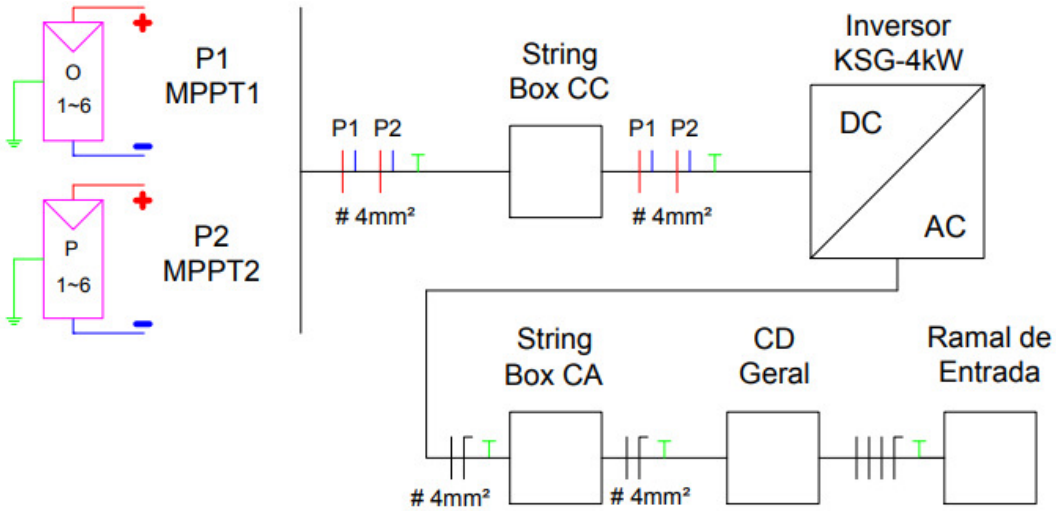
A *string box* do inversor de 5 kW (figura 32) e a do inversor de 4 kW (figura 34) são compostas por: um DPS e uma chave seccionadora por MPP, e dois fusíveis de 10 A por *string*, um para o polo positivo e outro para o polo negativo.

Figura 32 - Diagrama *string box* CC inversor KSG-5kW



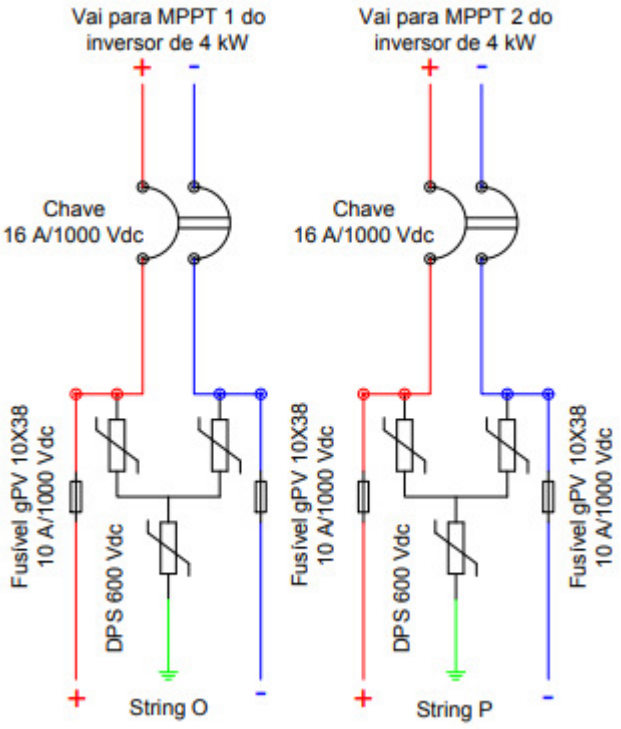
Fonte: Elaboração do autor (2019).

Figura 33 - Diagrama unifilar inversor KSG-4kW



Fonte: Elaboração do autor (2019).

Figura 34 - Diagrama *string box* CC inversor KSG-4kW



Fonte: Elaboração do autor (2019).

4.6 DESEMPENHO DO SISTEMA

Para definição da TD, observou-se os aspectos que influenciam no desempenho do sistema. Tais como: temperatura, sujidade dos módulos, perdas por conversão de energia.

4.6.1 Perdas por sujidade

Adotou-se perdas por sujidade de 0,6% ao mês, tendo como referência o estudo de Rezende (2018). Considerando uma limpeza a cada 6 meses, as perdas por sujidade representam 3,6%.

4.6.2 Perdas por temperatura

As perdas por temperatura são calculadas utilizando a relação %/ºC fornecida na folha de dados do módulo FV. Conforme pode ser observado no anexo I, o módulo tem uma redução de potência de 0,4%/ºC. A temperatura de referência é 25º, de acordo com o padrão de teste STC. Para determinar a temperatura na célula FV, utilizou-se a seguinte formula (SCHOTT,1985):

$$Tc = Ta + 0{,}028 * G - 1 \quad (3)$$

Onde:

Tc = Temperatura da célula [ºC];

Ta = Temperatura ambiente [ºC];

G = Irradiância [W/m²].

De acordo com os dados do CLIMATE, a temperatura ambiente média de São José é de 20 ºC; e a média das temperaturas máximas é 23 ºC. Conforme pode ser observado na tabela 16.

Tabela 16 - Dados climatológicos para São José

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média
Temperatura média (°C)	24	24	22	20	17	16	16	17	19	20	22	22	20
Temperatura mínima (°C)	21	20	19	16	13	13	13	14	15	17	19	18	16
Temperatura máxima (°C)	28	27	26	24	21	20	20	21	22	24	26	25	23

Fonte: Adaptado de Climate-data.org (2019).

Considerando a irradiância padrão de teste STC. Aplicou-se a fórmula 4, considerando a temperatura ambiente média da tabela 16, a temperatura na célula fica:

$$Tc = 20 + 0{,}028 * 1.000 - 1$$

$$Tc = 47\ °C$$

Para determinar as perdas por temperatura, calculou-se a diferença entre a temperatura da célula e a temperatura padrão de teste STC, então multiplicou-se a diferença pelo fator de temperatura.

$$Pt = (47 - 25) * 0{,}4\%$$

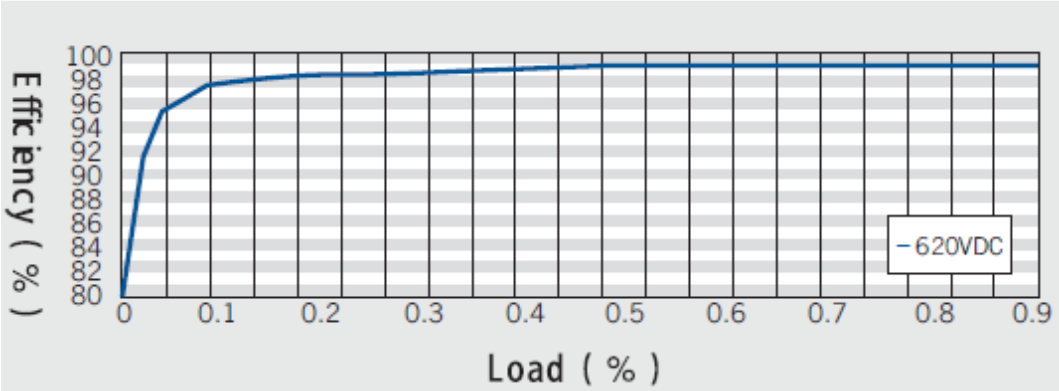
$$Pt = 8{,}8\ \%$$

Considerando a média das temperaturas máximas da tabela 16, as perdas por temperatura representam 10%. Para o mês de janeiro, que é o mês que apresenta a maior média de temperaturas máximas, o percentual de perda de potência nos módulos é de 12%.

4.6.3 Perdas por transformação

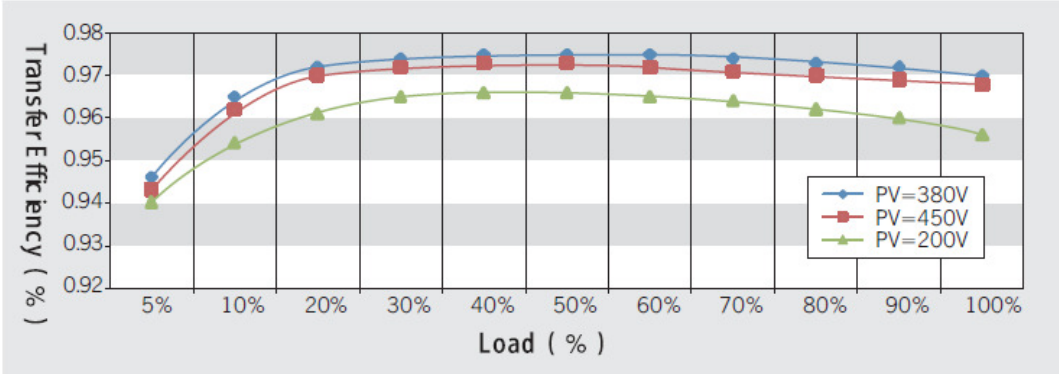
Ocorrem perdas no processo de transformação de energia feito pelo inversor. Na folha de dados dos inversores contém um gráfico onde pode ser observado a eficiência do inversor em função da carga e tensão de operação. O gráfico 1 representa a curva de eficiência do inversor de 60 kW, o gráfico 2 representa a curva de eficiência dos inversores de 4 kW e 5 kW.

Gráfico 1 - Curva de eficiência do inversor de 60 kW



Fonte: KSTAR (2017).

Gráfico 2 - Curva de eficiência dos inversores de 4 kW e 5 kW



Fonte: KSTAR (2017).

Calculou-se na seção 4.3.1 a tensão de operação do inversor de 60 kW, que é a mesma para cada MPPT. A tensão de operação é 718,2 V, e a potência conectada na entrada do inversor é 75,24 kWp. Observando a curva do gráfico 2, a eficiência desse inversor é de aproximadamente 99%; conforme consta na folha de dados do inversor, a eficiência máxima é de 98,6%.

De acordo com os cálculos da seção 4.3.2, a tensão de operação do MPPT 1 do inversor de 5 kW é 264,6 V; e do MPPT 2 é 302,4 V. A potência conectada na entrada desse inversor é 4,95 kWp. Conforme o gráfico 1, a eficiência desse inversor será de aproximadamente 96%.

Conforme calculado na seção 4.3.3, a tensão de operação do MPPT 1 e do MPPT 2 do inversor de 4 kW é 226,8 V. A potência conectada na entrada do inversor é 3,96 kWp. Observando o gráfico 1, a eficiência fica em torno de 95%.

Para determinar o percentual que a eficiência dos inversores representa na TD do sistema, fez-se uma média ponderada. Relacionado potência e eficiência.

$$\eta = \frac{75{,}24 * 0{,}986 + 4{,}95 * 0{,}96 + 3{,}96 * 0{,}95}{75{,}24 + 4{,}95 + 3{,}96}$$

$$\eta = 0{,}9828 = 98{,}28\%$$

Assim o percentual de perdas nos inversores é 1,72%.

4.6.4 Taxa de desempenho

Considerando perdas de 10% por temperatura, 1,72% por transformação nos inversores e 3,6% por sujidade, totaliza 15,32%. Sabendo que os módulos vão perdendo eficiência ao longo dos anos, adotou-se uma TD de 20% para esse estudo de caso. A TD pode ser definida com melhor precisão com o auxílio de softwares.

4.7 ESTIMATIVA DE GERAÇÃO

O cálculo da estimativa de energia gerada pelo sistema foi baseado no histórico de irradiação da cidade de São José. Utilizou-se a fórmula:

$$Eg = Ps * T * Es * TD \quad (4)$$

Onde:

Eg = Energia gerada pelo sistema (em um mês);

Ps = Potência do sistema em kWp;

T = Quantidade de dias do mês;

Es = Irradiação diária média do mês;

TD = Taxa de desempenho do sistema.

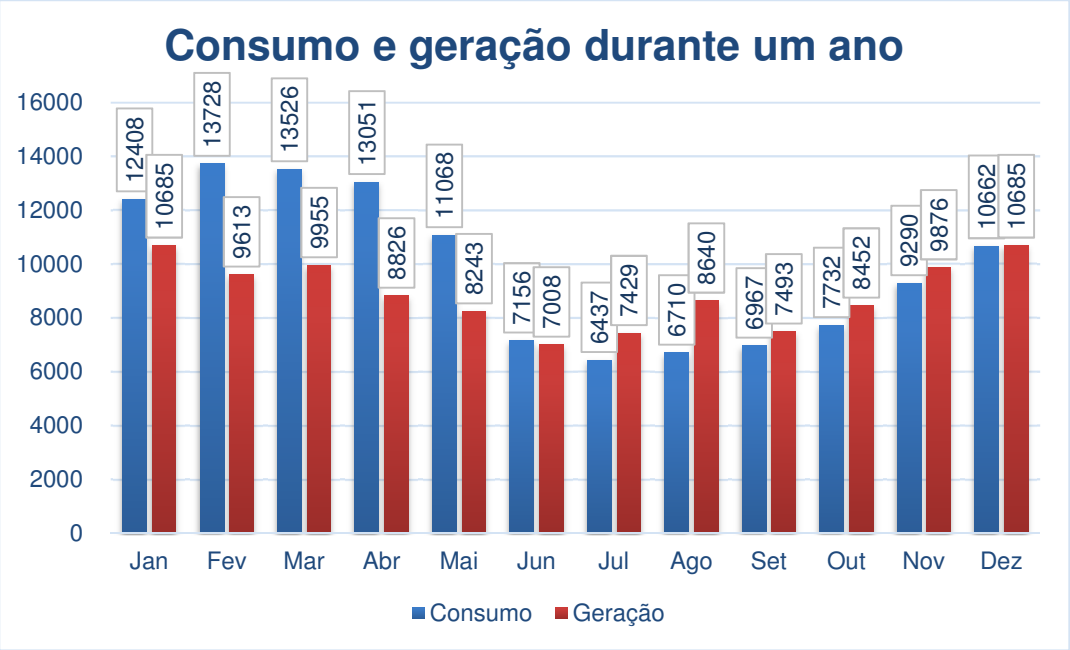
Os resultados para o ano podem ser observados no gráfico a seguir, onde é apresentado o consumo e geração de janeiro a dezembro.

Para o mês de janeiro, por exemplo, ficaria:

$$Eg = 84{,}15 * 31 * 5{,}12 * 0{,}8$$

$$Eg = 10.685\ kWh$$

Figura 35 - Gráfico de geração e consumo de energia

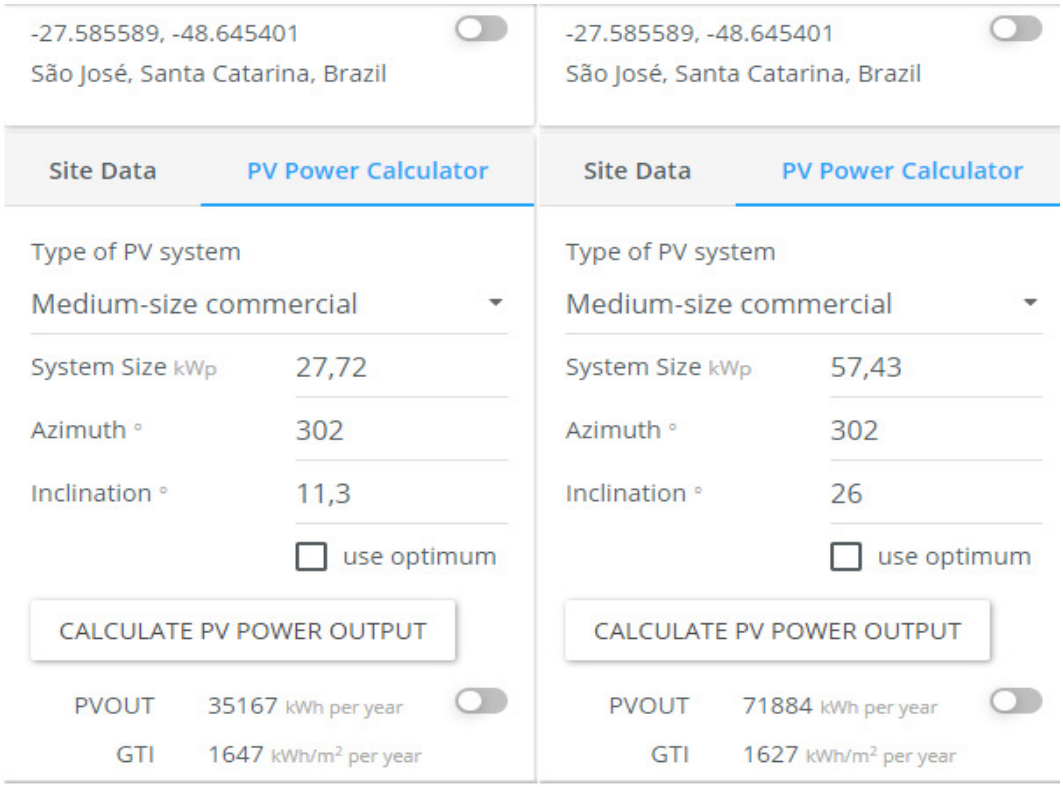


Fonte: Elaboração do autor (2019).

O consumo anual, descontando o custo de disponibilidade das seis lojas, é 111.535 kWh/ano, a estimativa de geração anual é de 106.905 kWh/ano. A capacidade de geração do sistema projetado atende a 95,85% do consumo (descontado o custo de disponibilidade) das lojas.

Para comparar o resultado calculado, utilizou-se o simulador online do *The World Bank Group*. A simulação foi feita em duas etapas, a primeira considerando os módulos fixados na água A, e a segunda considerando os módulos fixados na estrutura na água C. A geração anual simulada resultou em 107.041 kWh, próximo ao calculado.

Figura 36 - Simulação de geração



Fonte: The World Bank Group (2019).

4.8 ANÁLISE ECONOMICA

Considerando que na modalidade de autoconsumo remoto o crédito energético compensado na fatura é sem tributação, calculou-se o valor total da energia gerada, sem considerar consumo direto. Ou seja, considerou-se que toda energia gerada será injetada na rede de distribuição. Os valores apresentados na tabela 17 são baseados no valor de R$ 0,67/kWh. Esse valor foi retirado das faturas de energia do mês de agosto, fornecidas pela empresa. E o valor do crédito energético compensado: R$ 0,52049/kWh, que é o valor sem tributos (CELESC,2018).

Tabela 17 - Cenário para o primeiro ano

Energia faturada [kWh]	118.735
Energia injetada [kWh]	106.905
Redução de consumo [%]	90,04
Energia faturada [R$]	78.973,97
Energia injetada [R$]	55.590,60
Redução do valor faturado [%]	70,39

Fonte: Elaboração do autor (2019).

O sistema projetado tem capacidade de atender a 90,4% do consumo total das seis lojas, reduzindo de 118.735 kWh para 11.830 kWh. O que diminui o valor do somatório das faturas de energia em 70,39%, reduzindo o valor anual faturado de R$ 78.973,97 para R$ 23.383,37.

Considerando uma Taxa de Mínima Atratividade (TMA) de 12% ao ano e inflação da energia de 8% ao ano, o *pay-back* do projeto ficou em 6,25 anos. Conforme pode ser observado na tabela 18, no período zero tem a saída de caixa (investimento), e a partir do segundo período são contabilizadas as entradas, referente ao valor economizado com a conta de energia. A partir do segundo período, o valor de entrada passa a ser ajustado em 8% ao ano (inflação da energia). A última coluna mostra o Valor Presente Líquido (VPL).

Tabela 18 – *Pay-back* descontado

Ano	Fluxo de caixa	Fluxo descontado	Fluxo atualizado
0	-R$ 294.525,00	-R$ 294.525,00	-R$ 294.525,00
1	R$ 55.590,60	R$ 49.634,46	-R$ 244.890,54
2	R$ 60.037,85	R$ 47.861,80	-R$ 197.028,73
3	R$ 64.840,88	R$ 46.152,45	-R$ 150.876,28
4	R$ 70.028,15	R$ 44.504,15	-R$ 106.372,12
5	R$ 75.630,40	R$ 42.914,72	-R$ 63.457,40
6	R$ 81.680,83	R$ 41.382,05	-R$ 22.075,35
7	R$ 88.215,30	R$ 39.904,12	R$ 17.828,77

Fonte: Elaboração do autor (2019).

Fazendo o cálculo do *pay-back* simples, sem considerar TMA e inflação da energia, o tempo de retorno fica em 5,3 anos, conforme tabela 19.

Tabela 19 - *Pay-back* simples

Ano	Fluxo de caixa	Saldo
0	-R$ 294.525,00	-R$ 294.525,00
1	R$ 55.590,60	-R$ 238.934,40
2	R$ 55.590,60	-R$ 183.343,80
3	R$ 55.590,60	-R$ 127.753,20
4	R$ 55.590,60	-R$ 72.162,60
5	R$ 55.590,60	-R$ 16.572,00
6	R$ 55.590,60	R$ 39.018,60

Fonte: Elaboração do autor (2019).

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Durante o desenvolvimento do trabalho foi possível perceber as dificuldades que se encontra para projetos de sistemas FV na modalidade de autoconsumo remoto dedicados a consumidores da classe comercial. Dentre os locais analisados no capítulo 3, os telhados das lojas de Chapecó, Florianópolis (Centro), Tubarão e Joinville não comportariam nem 40% dos módulos necessários para atender o consumo das seis lojas. O telhado da loja do bairro Estreito em Florianópolis comportaria mais de 70%, porém ao lado norte tem um prédio vizinho que faz sombra praticamente a tarde toda sobre o telhado.

O melhor telhado analisado inicialmente foi o da loja de São José, que fica em um centro comercial. Seria necessário fazer uma avaliação estrutural do telhado para saber se suportaria o peso dos módulos fotovoltaicos e estruturas de fixação. Para esse local, ainda seria preciso uma negociação para alugar o telhado. A cidade que tem o melhor índice de irradiação é Chapecó. Analisando apenas irradiação, seria a melhor loja para instalar o sistema, pois seria necessário menos espaço e o investimento seria menor porque reduziria a quantidade de módulos necessários para gerar a mesma quantidade de energia que em outras cidades. Porém, o telhado, além de ser pequeno, recebe sombra de um prédio vizinho.

O centro de distribuição que será construído em São José apresentou vantagens sobre os demais locais analisados. Possui área útil para instalação do sistema, o terreno pertence à empresa e está localizado no distrito industrial da cidade, onde geralmente as construções se estendem horizontalmente e não verticalmente, logo, minimiza-se o risco de sombreamentos no futuro. Quando a loja do bairro Estreito mudar para São José, o novo local passará também a ser a loja que mais consome energia, assim, o índice de consumo direto será maior se o sistema for instalado nessa loja do que se for instalado em outra loja que consome menos energia. Isso fará com que o tempo de retorno do investimento seja ainda menor que o calculado no capítulo 4, pois o valor economizado aumentaria.

Se não fosse a opção do centro de distribuição, o próximo passo seria tentar negociar o uso do telhado do centro comercial em São José. E, se não fosse viável, seria necessário utilizar softwares para avaliar a influência das sombras e determinar com precisão a taxa de desempenho dos sistemas em cada telhado. Porém, como pode ser facilmente observado nas imagens de satélite, há em alguns telhados bastantes sombras, o que inviabilizaria a proposta inicial deste trabalho, que é gerar energia em um único local e compensar os créditos nos demais locais. A solução seria então fracionar o sistema, instalando sistemas menores em cada local de acordo com a área útil disponível.

Em função de atender as especificações da REN 484, a potência instalada não foi suficiente para atender 100% do consumo das seis lojas. A potência máxima para microgeração distribuída é 75 kW. Caso se instale uma potência acima de 75 kW, precisará ser instalado um transformador, o que elevará o custo do sistema. Como a potência instalada foi o suficiente para gerar 90,04% do consumo das lojas, optou-se por ficar dentro da faixa permitida para microgeração distribuída. Porém, futuramente, se houver aumento de consumo, a empresa poderá optar por aumentar a potência instalada, de modo a aumentar a geração de energia.

Embora o sistema projetado não tenha atendido o consumo total, o projeto se mostrou viável economicamente, apresentou um VPL positivo em 6,25 anos, de acordo com o fluxo de caixa apresentado na tabela 17. Trazendo, assim, uma economia no primeiro ano de R$ 55.590,60, uma redução de 70,39% do valor faturado. Tendo em vista que a empresa importa o material da China, o tempo de retorno passa a ser ainda menor. Uma vez que o valor do projeto não foi estimado com base no preço de custo dos materiais. Vale ressaltar que nos cálculos de *pay-back,* não foram considerados nos fluxos de caixas valores referentes a manutenções.

Conclui-se que é viável técnica e economicamente, para esse consumidor específico da classe comercial, gerar energia através da fonte solar fotovoltaica na modalidade de autoconsumo remoto. Mesmo tendo a diferença de tributação entre o valor pago pelo kWh consumido e o injetado na rede, as vantagens econômicas são satisfatórias. Do ponto de vista técnico também, mesmo não gerando 100% do consumo, uma vez instalado o sistema não precisará ser retirado e reinstalado em outro local, pelo fato de o local escolhido ser próprio.

REFERÊNCIAS

ABNT, NBR. 5410: Instalações elétricas de baixa tensão. **Rio de janeiro**, 2004.

ANEEL, Banco de Informações da Geração. Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>. Acesso em: 17 jun 2019.

ANEEL, Resolução Normativa Nº. 414. **Estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada.** De 9 de setembro de 2010.

ANEEL, Resolução Normativa Nº. 482. **Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências**. De 17 de abril de 2012.

ANEEL, Cadernos Temáticos. Micro e Minigeração Distribuída. **Sistema de Compensação de Energia Elétrica. Brasília, DF, Brasil: Centro de Documentação–Cedoc**, 2016.

ANEEL, Resolução Normativa Nº. 687. **Brasília: ANEEL**, de 24 de novembro de 2015.

ANEEL, Resolução Normativa Nº. 786. **Brasília: ANEEL**, de 17 de outubro de 2017.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2026 / Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética**. Brasília: MME/EPE, 2017.

CASTRO, Rui MG. Introdução à energia fotovoltaica. **DEEC/Secção de Energia, Instituto Superior Técnico, Universidade Técnica de Lisboa**, 2002.

CELESC, DVPR – **Requisitos para a conexão de micro ou minigeradores de energia ao sistema elétrico da CELESC distribuição** RES. DDI Nº 073/2018 – 05/11/2018.

CLAMPER. **O que é DPS? Conheça os Dispositivos de Proteção contra Surtos e como eles protegem seus equipamentos contra queimas causadas por raios**, 16 dez. 2016. Disponível em: <https://www.clamper.com.br/2016/12/16/o-que-e-dps-dispositivos-de-protecao-contra-surtos-eletricos/>. Acesso em: 10 abr. 2019.

CLIMATE-DATA. ORG. Dados climáticos para cidades mundiais. Disponível em: < https://pt.climate-data.org/america-do-sul/brasil/santa-catarina/sao-jose-4489/>. Acesso em: 02 jul. 2019.

CELESC. Centrais Elétricas de Santa Catarina. **Tarifas**. Disponível em: <http://www.celesc.com.br/portal/index.php/duvidas-mais-frequentes/1140-tarifa>. Acesso em: 16 jun. 2019.

CRESESB. Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito. **Potencial Solar – Sun Data v3.0**. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata>. Acesso em: 09 mar. 2019.

KALOGIROU, Soteris A. **Engenharia de Energia Solar: Processos e Sistemas**. Elsevier Brasil, 2016.

MINHA CASA SOLAR. Acessórios energia solar: Conectores e terminais. Disponível em: <https://www.minhacasasolar.com.br/acessorios-energia-solar/conectores-e-terminais> Acesso em: 27 set. 2018.

PEREIRA, E. B. et al. **Atlas brasileiro de energia solar.** 2.ed. São José dos Campos: INPE, 2017.

PEREIRA, E. B. et al. **Atlas brasileiro de energia solar.** 2.ed. São José dos Campos: INPE, 2017.

PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Antonio**. Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro, p. 21941-590, 2014.

PRYSMIAN GROUP. **Cabos fotovoltaicos**. Disponível em: https://br.prysmiangroup.com/sites/default/files/atoms/files/SO_001_01_PT_Afumex_Solar.pdf. Acesso em: 09 jun. 2019.

REZENDE, Vinícius Gouveia Scartezini de. Análise das perdas de produtividade em geradores fotovoltaicos por efeito de sujidade. 2018. 140 f. Dissertação (Mestrado em Ciências da Energia) - Universidade de São Paulo, São Paulo, 2018.

SCHOTT, T. Operation Temperatures of PV Modules, 6th E.C. photovoltaic solar energy conference, London, UK, pp. 392-396, 1985.

SOUZA, Ronilson di. Os Sistemas de Energia Solar Fotovoltaica. **Livro Digital de Introdução aos Sistemas Solares. Ribeirão Preto: Bluesol**, 2012.

SOLAR, PORTAL. **Guia Rápido**: Estrutura de Suporte para Fixação de Painel Solar Fotovoltaico. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/guia-rapido-estrutura-de-suporte-para-fixacao-de-painel-solar-fotovoltaico.html>. Acesso em: 27 nov. 2018.

THE WORLD BANK GROUP. **Global Solar Atlas**. Disponível em: <https://globalsolaratlas.info/?c=0.175781,55.898438,2&s=-27.624021,-48.645397>. Acesso em: 15 jun. 2019.

VILLALVA, Marcelo Gradella. "**Energia Solar Fotovoltaica: conceitos e aplicações" /** Marcelo Gradella Villalva. – 2. Ed. Ver. e atual. – São Paulo: Érica, 2015.

ANEXOS

ANEXO A - Formulário de solicitação de acesso para microgeração distribuída com potência igual ou inferior a 10 kW

1 - Identificação da Unidade Consumidora - UC	
Código da UC:	Classe:
Titular da UC:	
Rua/Av.:	Nº: CEP:
Bairro:	Cidade:
E-mail:	
Telefone: ( )	Celular: ( )
CNPJ/CPF:	
2- Dados da Unidade Consumidora	
Carga instalada (kW):	Tensão de atendimento (V):
Tipo de conexão: monofásica ☐	bifásica ☐ trifásica ☐
3 - Dados da Geração	
Potência instalada de geração (kW):	
Tipo da Fonte de Geração:	
Hidráulica ☐ Solar ☐ Eólica ☐ Biomassa ☐ Cogeração Qualificada ☐	
Outra (especificar):	
4 - Documentação a Ser Anexada	
1. ART do Responsável Técnico pelo projeto elétrico e instalação do sistema de microgeração ☐	
2. Diagrama unifilar contemplando Geração/Proteção(inversor, se for o caso)/Medição e memorial descritivo da instalação. ☐	
3. 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. ☐	
4. Dados necessários para registro da central geradora conforme disponível no site da ANEEL: www.aneel.gov.br/scg ☐	
5. Lista de unidades consumidoras participantes do sistema de compensação (se houver) indicando a porcentagem de rateio dos créditos e o enquadramento conforme incisos VI a VIII do art. 2º da Resolução Normativa nº 482/2012 ☐	
6. Cópia de instrumento jurídico que comprove o compromisso de solidariedade entre os integrantes (se houver) ☐	
7. Documento que comprove o reconhecimento, pela ANEEL, da cogeração qualificada (se houver) ☐	
5 - Contato na Distribuidora (preenchido pela Distribuidora)	
Responsável/Area:	
Endereço:	
Telefone:	
E-mail:	
6 - Solicitante	
Nome/Procurador Legal:	
Telefone:	
E-mail:	
_____ Local	_____/_____/_____ Data
_____ Assinatura do Responsável	

ANEXO B - Formulário de solicitação de acesso para microgeração distribuída com potência superior a 10 kW

1 - Identificação da Unidade Consumidora - UC		
Código da UC:	Classe:	
Titular da UC:		
Rua/Av.:	Nº:	CEP:
Bairro:	Cidade:	
E-mail:		
Telefone: ( )	Celular: ( )	
CNPJ/CPF:		
2 - Dados da Unidade Consumidora		
Potência instalada (kW):	Tensão de atendimento (V):	
Tipo de conexão: monofásica ☐	bifásica ☐	trifásica ☐
Tipo de ramal: aéreo ☐	subterrâneo ☐	
3 - Dados da Geração		
Potência instalada de geração (kW):		
Tipo da Fonte de Geração:		
Hidráulica ☐ Solar ☐ Eólica ☐ Biomassa ☐ Cogeração Qualificada ☐		
Outra (especificar):		
4 - Documentação a Ser Anexada		
1. ART do Responsável Técnico pelo projeto elétrico e instalação do sistema de microgeração ☐		
2. Projeto elétrico das instalações de conexão, memorial descritivo ☐		
3. Diagrama unifilar e de blocos do sistema de geração, carga e proteção ☐		
4. 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. ☐		
5. Dados necessários ao registro da central geradora conforme disponível no site da ANEEL: www.aneel.gov.br/scg ☐		
6. Lista de unidades consumidoras participantes do sistema de compensação (se houver) indicando a porcentagem de rateio dos créditos e o enquadramento conforme incisos VI a VIII do art. 2º da Resolução Normativa nº 482/2012 ☐		
7. Cópia de instrumento jurídico que comprove o compromisso de solidariedade entre os integrantes (se houver) ☐		
8. Documento que comprove o reconhecimento, pela ANEEL, da cogeração qualificada (se houver) ☐		
5 - Contato na Distribuidora (preenchido pela Distribuidora)		
Responsável/Area:		
Endereço:		
Telefone:		
E-mail:		
Solicitante		
Nome/Procurador Legal:		
Telefone:		
E-mail:		
_____ Local	_____/_____/_____ Data	_____ Assinatura do Responsável

ANEXO C - Formulário de solicitação de acesso para minigeração distribuída

1 - Identificação da Unidade Consumidora - UC
Código da UC: Grupo B ☐ Grupo A ☐ Classe:
Titular da UC :
Rua/Av.: Nº: CEP:
Bairro: Cidade:
E-mail:
Telefone: ( ) Celular: ( )
CNPJ/CPF:
2 - Dados da Unidade Consumidora
Localização em coordenadas: Latitude: Longitude:
Potência instalada (kW): Tensão de atendimento (V):
Tipo de conexão: monofásica ☐ bifásica ☐ trifásica ☐
Transformador particular (kVA): 75 ☐ 112,5 ☐ 225 ☐ outro:
Tipo de instalação: Posto de transformação ☐ cabine ☐ subestação ☐
Tipo de ligação do transformador:
Impedância percentual do transformador:
Tipo de ramal: aéreo ☐ subterrâneo ☐
3 - Dados da Geração
Potência instalada de geração (kW): Tipo da Fonte de Geração: Hidráulica ☐ Solar ☐ Eólica ☐ Biomassa ☐ Cogeração Qualificada ☐ Outra (especificar):
4 - Documentação a Ser Anexada
1. ART do Responsável Técnico pelo projeto elétrico e instalação do sistema de minigeração ☐ 2. Projeto elétrico das instalações de conexão, memorial descritivo ☐ 3. Estágio atual do empreendimento, cronograma de implantação e expansão ☐ 4. Diagrama unifilar e de blocos do sistema de geração, carga e proteção ☐ 5. 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. ☐ 6. Dados necessários ao registro da central geradora conforme disponível no site da ANEEL: www.aneel.gov.br/scg ☐ 7. Lista de unidades consumidoras participantes do sistema de compensação (se houver) indicando a porcentagem de rateio dos créditos e o enquadramento conforme incisos VI a VIII do art. 2º da Resolução Normativa nº 482/2012 ☐ 8. Cópia de instrumento jurídico que comprove o compromisso de solidariedade entre os integrantes (se houver) ☐ 9. Documento que comprove o reconhecimento, pela ANEEL, da cogeração qualificada (se houver) ☐
5 - Contato na Distribuidora (preenchido pela Distribuidora)
Responsável/Área: Endereço: Telefone: E-mail:
6 - Solicitante
Nome/Procurador Legal: Telefone: E-mail: _____ ____/____/____ _____ Local Data Assinatura do Responsável

ANEXO D - Histórico de irradiação solar estação Joinville

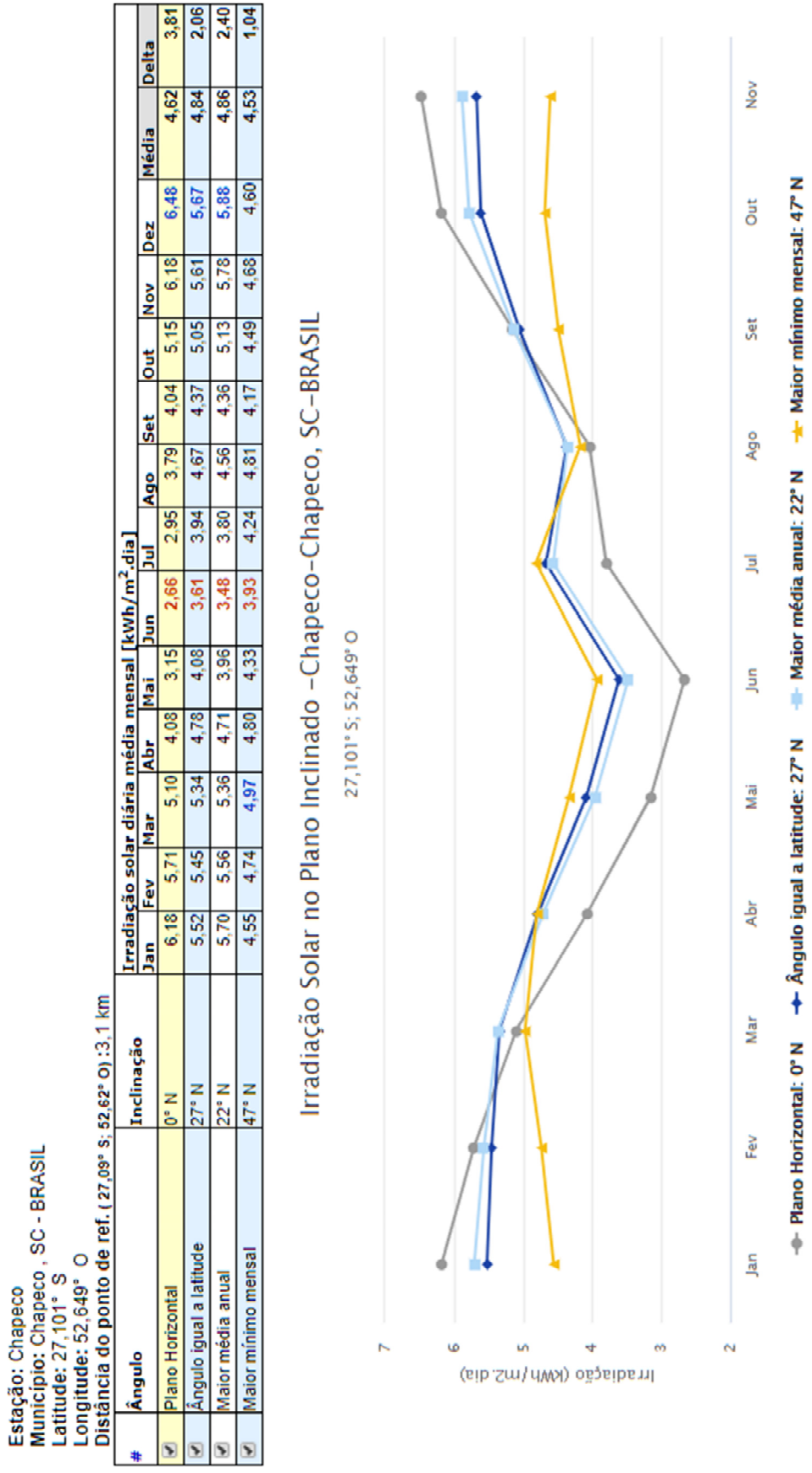
Estação: Joinville
Município: Joinville , SC - BRASIL
Latitude: 26,301° S
Longitude: 48,849° O
Distância do ponto de ref.(26,32° S; 48,86° O) :2,4 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m².dia]												
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média	Delta
☑	Plano Horizontal	0° N	5,05	4,84	4,24	3,52	2,93	2,45	2,52	3,18	3,20	3,71	4,74	5,07	3,79	2,62
☑	Ângulo igual a latitude	26° N	4,56	4,63	4,39	4,02	3,69	3,21	3,21	3,78	3,38	3,62	4,35	4,52	3,95	1,42
☑	Maior média anual	21° N	4,70	4,72	4,41	3,97	3,58	3,10	3,11	3,71	3,38	3,68	4,47	4,67	3,96	1,63
☑	Maior mínimo mensal	35° N	4,27	4,41	4,29	4,06	3,82	3,36	3,34	3,86	3,33	3,48	4,09	4,21	3,88	1,08

ANEXO E - Histórico de irradiação solar estação Chapecó

Estação: Chapeco
Município: Chapeco , SC - BRASIL
Latitude: 27,101° S
Longitude: 52,649° O
Distância do ponto de ref. (27,09° S; 52,62° O) :3,1 km

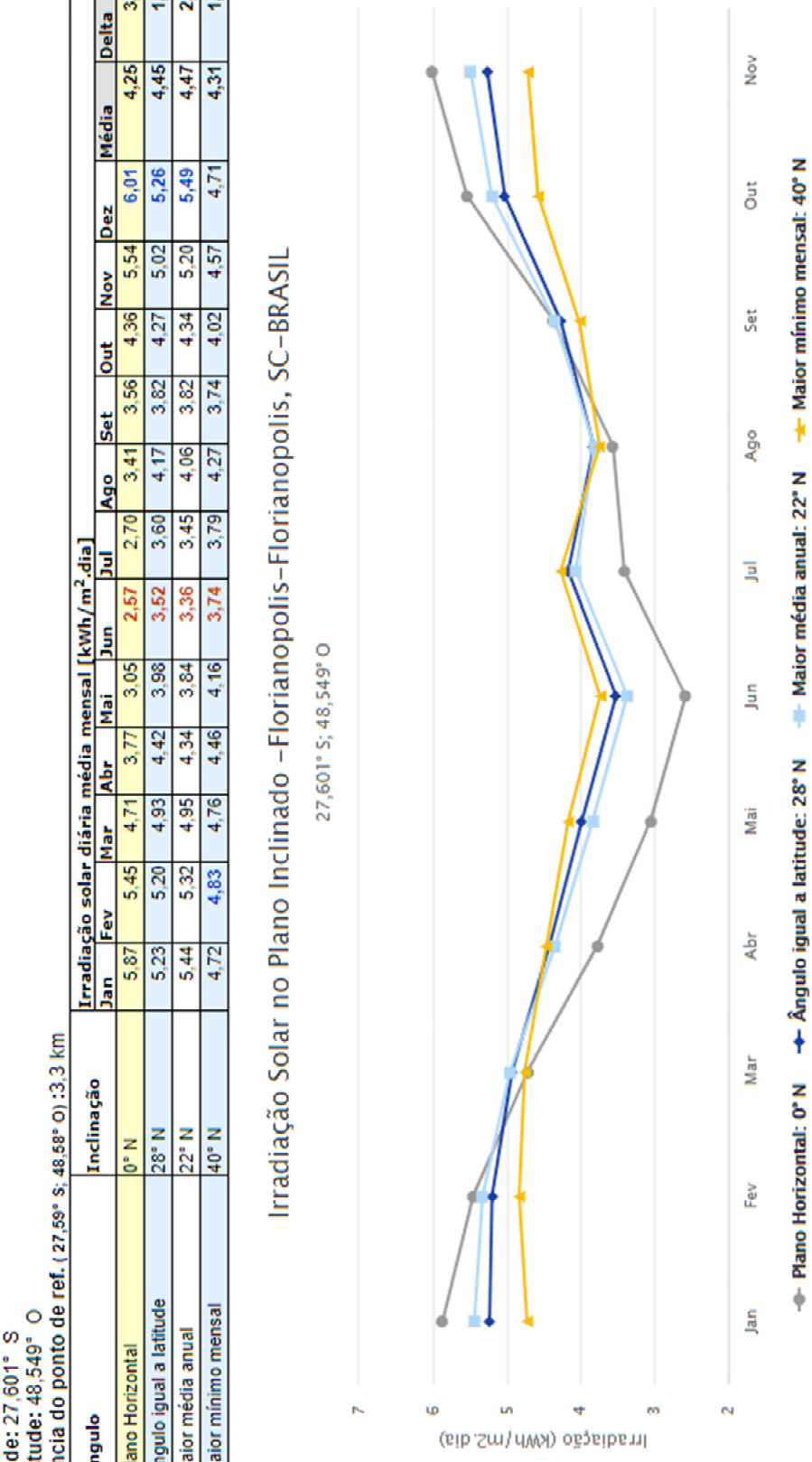
#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m².dia]												
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média	Delta
☑	Plano Horizontal	0° N	6,18	5,71	5,10	4,08	3,15	2,66	2,95	3,79	4,04	5,15	6,18	6,48	4,62	3,81
☑	Ângulo igual a latitude	27° N	5,52	5,45	5,34	4,78	4,08	3,61	3,94	4,67	4,37	5,05	5,61	5,67	4,84	2,06
☑	Maior média anual	22° N	5,70	5,56	5,36	4,71	3,96	3,48	3,80	4,56	4,36	5,13	5,78	5,88	4,86	2,40
☑	Maior mínimo mensal	47° N	4,55	4,74	4,97	4,80	4,33	3,93	4,24	4,81	4,17	4,49	4,68	4,60	4,53	1,04



ANEXO F - Histórico de irradiação solar estação Florianópolis

Estação: Florianopolis
Município: Florianopolis , SC - BRASIL
Latitude: 27,601° S
Longitude: 48,549° O
Distância do ponto de ref. (27,59° S; 48,58° O) :3,3 km

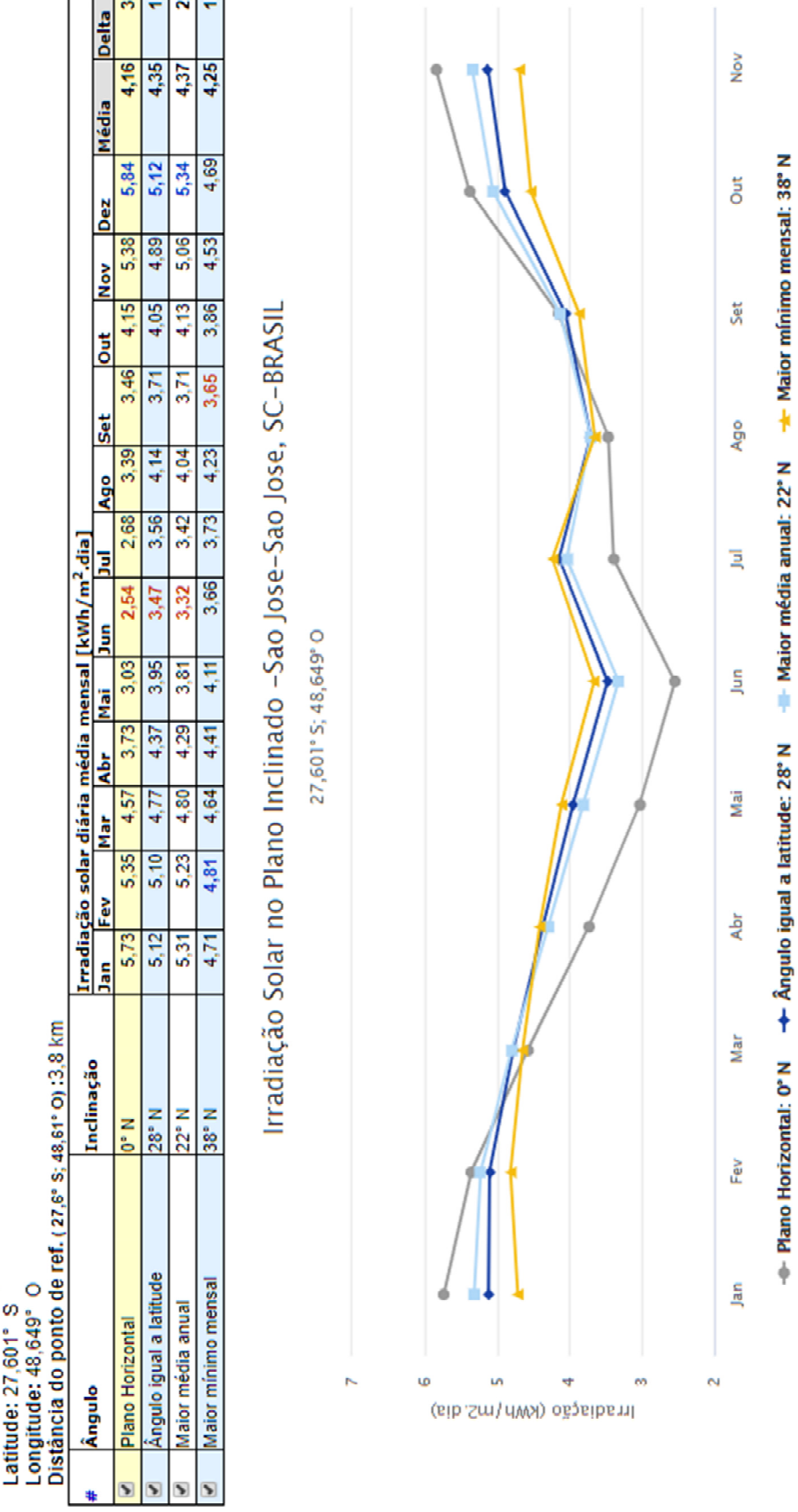
#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m².dia]												
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média	Delta
☑	Plano Horizontal	0° N	5,87	5,45	4,71	3,77	3,05	2,57	2,70	3,41	3,56	4,36	5,54	6,01	4,25	3,44
☑	Ângulo igual a latitude	28° N	5,23	5,20	4,93	4,42	3,98	3,52	3,60	4,17	3,82	4,27	5,02	5,26	4,45	1,74
☑	Maior média anual	22° N	5,44	5,32	4,95	4,34	3,84	3,36	3,45	4,06	3,82	4,34	5,20	5,49	4,47	2,12
☑	Maior mínimo mensal	40° N	4,72	4,83	4,76	4,46	4,16	3,74	3,79	4,27	3,74	4,02	4,57	4,71	4,31	1,09



ANEXO G - Histórico de irradiação solar estação São José

Estação: Sao Jose
Município: Sao Jose , SC - BRASIL
Latitude: 27,601° S
Longitude: 48,649° O
Distância do ponto de ref. (27,6° S; 48,61° O) :3,8 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m².dia]												
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média	Delta
☑	Plano Horizontal	0° N	5,73	5,35	4,57	3,73	3,03	2,54	2,68	3,39	3,46	4,15	5,38	5,84	4,16	3,30
☑	Ângulo igual a latitude	28° N	5,12	5,10	4,77	4,37	3,95	3,47	3,56	4,14	3,71	4,05	4,89	5,12	4,35	1,65
☑	Maior média anual	22° N	5,31	5,23	4,80	4,29	3,81	3,32	3,42	4,04	3,71	4,13	5,06	5,34	4,37	2,02
☑	Maior mínimo mensal	38° N	4,71	4,81	4,64	4,41	4,11	3,66	3,73	4,23	3,65	3,86	4,53	4,69	4,25	1,16



ANEXO H - Histórico de irradiação solar estação Tubarão

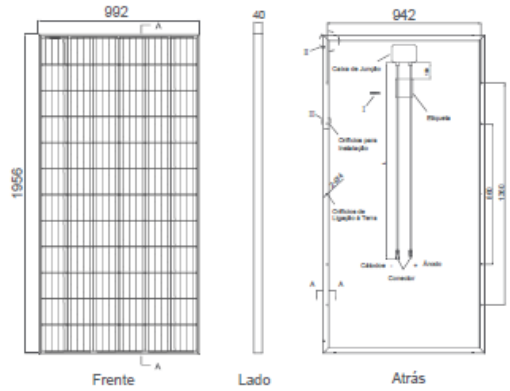
Estação: Tubarao
Município: Tubarao , SC - BRASIL
Latitude: 28,5° S
Longitude: 49,049° O
Distância do ponto de ref. (28,47° S; 49,02° O) :4,4 km

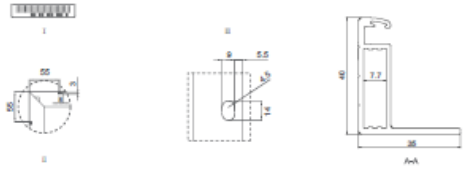
#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m².dia]												
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média	Delta
☑	Plano Horizontal	0° N	5,77	5,34	4,54	3,78	3,00	2,52	2,72	3,47	3,58	4,40	5,70	6,07	4,24	3,56
☑	Ângulo igual a latitude	28° N	5,17	5,11	4,76	4,47	3,95	3,48	3,68	4,30	3,87	4,32	5,19	5,34	4,47	1,85
☑	Maior média anual	23° N	5,33	5,22	4,78	4,40	3,83	3,35	3,56	4,20	3,87	4,38	5,34	5,53	4,48	2,17
☑	Maior mínimo mensal	44° N	4,49	4,62	4,52	4,51	4,17	3,76	3,94	4,43	3,75	3,97	4,55	4,58	4,27	,86

ANEXO I - Folha de dados do módulo JKM330PP-72

Módulo da marca JINKO, de 330 Wp.

Diagrama Esquemático





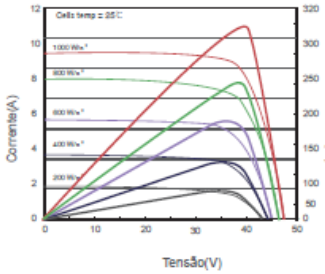
Configuração de Embalagemn

(Duas caixas = Uma palete)

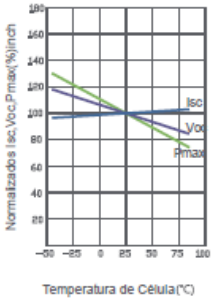
25 peças/caixa, 50 peças/palete, 600 peças/40'HQ Recipiente

Performance Elétrica & Dependência com Temperatura

Curvas de Tensão-Corrente & Potência Tensão (315W)



Dependência de Temperatura de Isc, Voc, Pmax



Características Mecânicas

Tipo de Célula	Poly Cristalline 156×156mm (6 inch)
Número de células	72 (6×12)
Dimensões	1956×992×40mm (77.01×39.05×1.57 inch)
Peso	26.5 kg (58.4 lbs.)
Vidro Frontal	4,0 mm, Alta Transmissão, Baixo Ferro, Vidro Temperado
Moldura	Liga de Alumínio Anodizado
Caixa de Junção	IP67 Rated
Cabos de conexão	TÜV 1×4,0 mm², Comprimento: 900 mm

ESPECIFICAÇÕES

Tipo de Módulo	JKM315PP		JKM320PP		JKM325PP		JKM330PP	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Potência Máxima (Pmax)	315Wp	235Wp	320Wp	238Wp	325Wp	242Wp	330Wp	246Wp
Tensão Máxima(Vmp)	37.2V	34.3V	37.4V	34.7V	37.6V	35.0V	37.8V	35.3V
Máxima Corrente (Imp)	8.48A	6.84A	8.56A	6.86A	8.66A	6.91A	8.74A	6.97A
Tensão de Circuito Aberto (Voc)	46.2V	43.2V	46.4V	43.7V	46.7V	44.0V	46.9V	44.2V
Tensão de Curto circuito (Isc)	9.01A	7.29A	9.05A	7.30A	9.10A	7.34A	9.14A	7.38A
Eficiência do Módulo (%)	16.23%		16.49%		16.75%		17.01%	
Temperatura de Operação(℃)	-40℃~+85℃							
Tensão Máxima do Sistema	1000VDC (IEC)							
Máxima Amperagem do Fusivel	15A							
Tolerância de potência	0~+3%							
Coeficientes de temperatura de Pmax	-0.40%/℃							
Coeficientes de temperatura de Voc	-0.30%/℃							
Coeficientes de temperatura de Isc	0.06%/℃							
Temperatura Nominal de Operação da Celula (NOCT)	45±2℃							

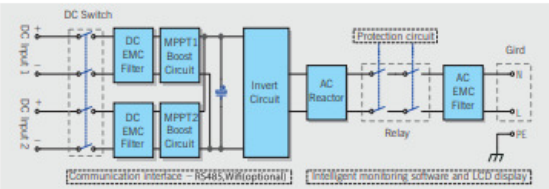
ANEXO J - Folha de dados dos inversores KSG-4K-DM e KSG-5K-DM

Inversores KSG-DM: Especificações Técnicas

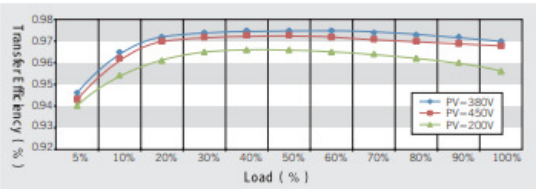
MODELO	KSG-3.2K-DM	KSG-3.6K-DM	KSG-4K-DM	KSG-4.6K-DM	KSG-5.0K-DM
Entrada (CC)					
Potência Máxima de Entrada (CC)	3300W	3800W	4200W	4600W	5200W
Tensão Máxima/Tensão Nominal (CC)	500Vdc / 380Vdc				
Faixa de Operação MPPT	100~490Vdc				
Tensão de Partida (CC)	120 / 150Vdc				
Faixa de Op. MPPT em Carga Plena	150~400Vdc	145~400Vdc	165~400Vdc	200~400Vdc	
Número de MPPT	2				
Strings por MPPT	1				
Potência Máx. por MPPT	1800W	2200W	2500W	3000W	
Corrente Máx. de Entrada por MPPT	11A / 11A	13A / 13A			
Saída (CA)					
Potência Máxima de Saída (CA)	3000W	3680W	4000W	4600W	5000W
Tensão Nominal de Saída (CA)	230Vac				
Faixa de Operação (CA)	230Vac±20%				
Frequência Nominal da Rede (CA)	50 / 60Hz				
Faixa de Frequência da Rede (CA)	50 / 60Hz(±5Hz)				
Corrente Máxima de Saída	14A	16A	17.5A	20A	22A
Fator de Potência (cos φ)	0,9 adiantado - 0,9 atrasado				
THD	<3%				
Conexão CA	LN+PE				
Topologia	Sem Transformador				
Eficiência					
Eficiência Máxima	97,5%				
Eficiência Euro	97%				
Eficiência MPPT	99,90%				
Consumo: Standby / Noite	<5W / <0,2W				
Dispositivos de Proteção					
Prot. contra Fuga de Corrente (CA)	Sim				
Proteção contra Falta à Terra	Sim				
Proteção Anti-ilhamento	Sim				
Proteção de Sobretensão (CC)	Sim				
Proteção de Sobrecarga (CC)	Sim				
Proteção de Sobrecarga (CA)	Sim				
P. contra Inversão de Polaridade (CC)	Sim				
Físico					
Dimensões (L x A x P)mm	329×466×149				
Peso	14,5Kg	14,9Kg		15,5Kg	
Ambiente					
Temperatura de Operação	–25°C~+60°C				
Emissão de Ruído (típico)	≤ 25dB				
Tipo de Resfriamento	Resfriamento Natural				
Classe de Proteção	IP65				
Características					
Display LCD	Sim				
Interfaces	RS485 / WIFI (Interno)				
Opcionais	DC Switch / WIFI				

Especificações sujeitas a alterações sem aviso prévio.

Diagrama de circuito



Curva de eficiência



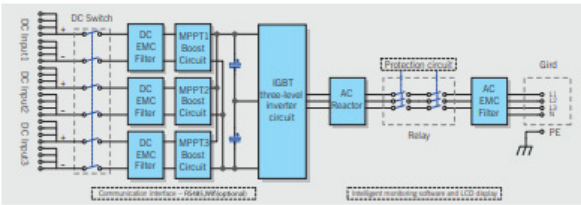
ANEXO K - Folha de dados do inversor KSG-60K-TM

Inversores KSG-TM: Especificações Técnicas

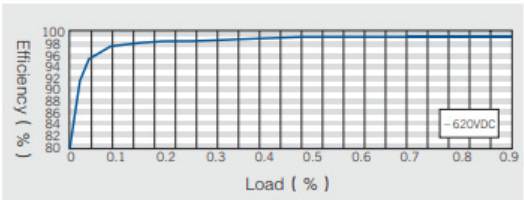
MODELO	KSG-30K	KSG-50K	KSG-60K
Entrada (CC)			
Potência Máxima de Entrada (CC)	39KW	65KW	78KW
Tensão Máxima de Entrada (CC)	1000Vdc		
Faixa de Operação MPPT	250~950Vdc		
Faixa de Op. MPPT Carga Plena	400~800Vdc	480~800Vdc	500~800Vdc
Tensão Nominal de Entrada (CC)	620Vdc		
Tensão de Partida (CC)	200 / 250Vdc		
Número de MPPT	3		
Strings por MPPT	2	4	
Corrente Máx. de Entrada por MPPT	26A / 26A / 26A	36A / 36A / 36A	40A / 40A / 40A
Saída (CA)			
Potência Nominal de Saída (CA)	30KW	50KW	60KW
Potência Máxima de Saída (CA)	33KW	55KW	66KW
Tensão Nominal de Saída (CA)	400Vac		
Faixa de Operação (CA)	400Vac±20%		
Frequência Nominal da Rede (CA)	50 / 60Hz		
Faixa de Frequência da Rede (CA)	50 / 60Hz(±5Hz)		
Corrente Nominal de Saída	44A	72A	87A
Corrente Máxima de Saída	48A	80A	95A
Fator de Potência (cos φ)	0,8 adiantado - 0,8 atrasado		
THD	<3%		
Conexão CA	3W+N+PE/3W+PE		
Topologia	Sem transformador		
Eficiência			
Eficiência Máxima	98,3%	98,6%	
Eficiência Euro	98,0%	98,2%	
Dispositivos de Proteção			
Proteção contra Fuga de Corrente (CA)	Sim		
LVRT	Sim		
Proteção contra Falta à Terra	Sim		
Proteção Anti-ilhamento	Sim		
Proteção de Sobretensão (CC)	Sim		
Proteção de Sobrecarga (CC)	Sim		
Proteção de Sobrecarga (CA)	Sim		
Prot. contra Inversão de Polaridade (CC)	Sim		
Físico			
Dimensões (L x A x P)mm	636×958×260		
Peso	61Kg	68Kg	70Kg
Ambiente			
Faixa de Temperatura Operacional	–25°C~+60°C		
Emissão de Ruído (típico)	≤40dB	≤60dB	
Tipo de Resfriamento	Resfriamento Natural	Ventoinhas	
Classe de Proteção	IP65		
Características			
Display LCD	Sim		
Interfaces	RS485		

Especificações sujeitas a alterações sem aviso prévio.

Diagrama de circuito



Curva de eficiência



ANEXO L - Folha de dados cabos Prysmian Afumex Solar

Afumex® Solar

Part Number	Seção nominal (mm²)	Diâmetro nominal do condutor (mm)	Espessura nominal de isolação (mm)	Espessura nominal de cobertura (mm)	Diâmetro nominal externo do cabo completo (mm)	Peso do cabo completo (kg/km)	Rcc a 90°C [1] (Ω/km)	Queda de tensão a 90°C [2] (V/A.km)
2640000X	2,5	1,9	0,7	0,8	5,1	46,1	10,53	21,1
2640001X	4	2,5	0,7	0,8	5,7	58,9	6,53	13,1
2640002X	6	3,0	0,7	0,8	6,2	78,7	4,35	8,69
2640003X	10	3,9	0,7	0,8	7,2	122,9	2,50	5,00
2640004X	16	5,5	0,7	0,9	9,0	180,1	1,59	3,18
2640005X	25	6,9	0,9	1,0	11,1	271,8	1,019	2,04
2640006X	35	8,3	0,9	1,1	12,7	373,3	0,724	1,45
2640007X	50	9,9	1,0	1,2	14,8	521,8	0,504	1,01

Capacidade de condução de corrente

Seção mm²	Instalação ao ar livre protegida do sol				Instalação ao ar livre exposta ao sol			
	Modo de instalação [3]							
	1	3	1	3	1	3	1	3
	Temperatura de operação no condutor							
	90°C [4]		120°C [5]		90°C [4]		120°C [5]	
2,5	35	40	34	38	31	36	29	35
4	47	53	45	51	41	48	39	46
6	60	68	57	65	51	61	49	59
10	83	95	79	90	71	85	68	81
16	110	125	105	120	93	112	89	107
25	146	166	140	159	123	147	117	141
35	181	207	174	198	151	182	145	174
50	229	260	219	249	189	228	181	218

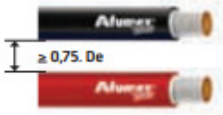
[1] Resistência ôhmica em corrente contínua à temperatura de 90°C;

[2] Cálculo da queda de tensão considerando um sistema de corrente contínua;

Nota: para a correção do Rcc e da queda de tensão a 120°C, multiplicar o Rcc e queda de tensão a 90°C pelo fator de 1,0925.

[3] Modo de instalação:

Modo de instalação 1: dois cabos unipolares encostados um ao outro na horizontal.



Modo de instalação 3: dois cabos unipolares espaçados em pelo menos 0.75 x diâmetro externo na horizontal.
De = Diâmetro nominal externo do cabo completo.

[4] Tabela C.2 da NBR 16612 - Capacidade de condução de corrente para cabos instalados em temperatura ambiente de 30°C e temperatura no condutor em regime permanente de 90°C;

[5] Tabela C.5 da NBR 16612 - Capacidade de condução de corrente para cabos instalados em temperatura ambiente de 60°C e temperatura no condutor de 120°C, por um período máximo de 20.000 h.

ANEXO M – Tabela 37 NBR5410

"Capacidades de condução de corrente, em ampères, para os métodos de referência A1, A2, B1, B2, C e D. Condutores: cobre. Isolação: EPR ou XLPE. Temperatura no condutor: 90°C. Temperaturas de referência do ambiente: 30°C (ar), 20°C (solo)."

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

ANEXO N - Tabela 40 NBR5410

Fatores de correção para temperaturas ambientes diferentes de 30ºC para linhas não-subterrâneas e de 20º para linhas subterrâneas.

Temperatura °C	Isolação	
	PVC	EPR ou XLPE
Ambiente		
10	1,22	1,15
15	1,17	1,12
20	1,12	1,08
25	1,06	1,04
35	0,94	0,96
40	0,87	0,91
45	0,79	0,87
50	0,71	0,82
55	0,61	0,76
60	0,50	0,71
65	–	0,65
70	–	0,58
75	–	0,50
80	–	0,41
Do solo		
10	1,10	1,07
15	1,05	1,04
25	0,95	0,96
30	0,89	0,93
35	0,84	0,89
40	0,77	0,85
45	0,71	0,80
50	0,63	0,76
55	0,55	0,71
60	0,45	0,65
65	–	0,60
70	–	0,53
75	–	0,46
80	–	0,38