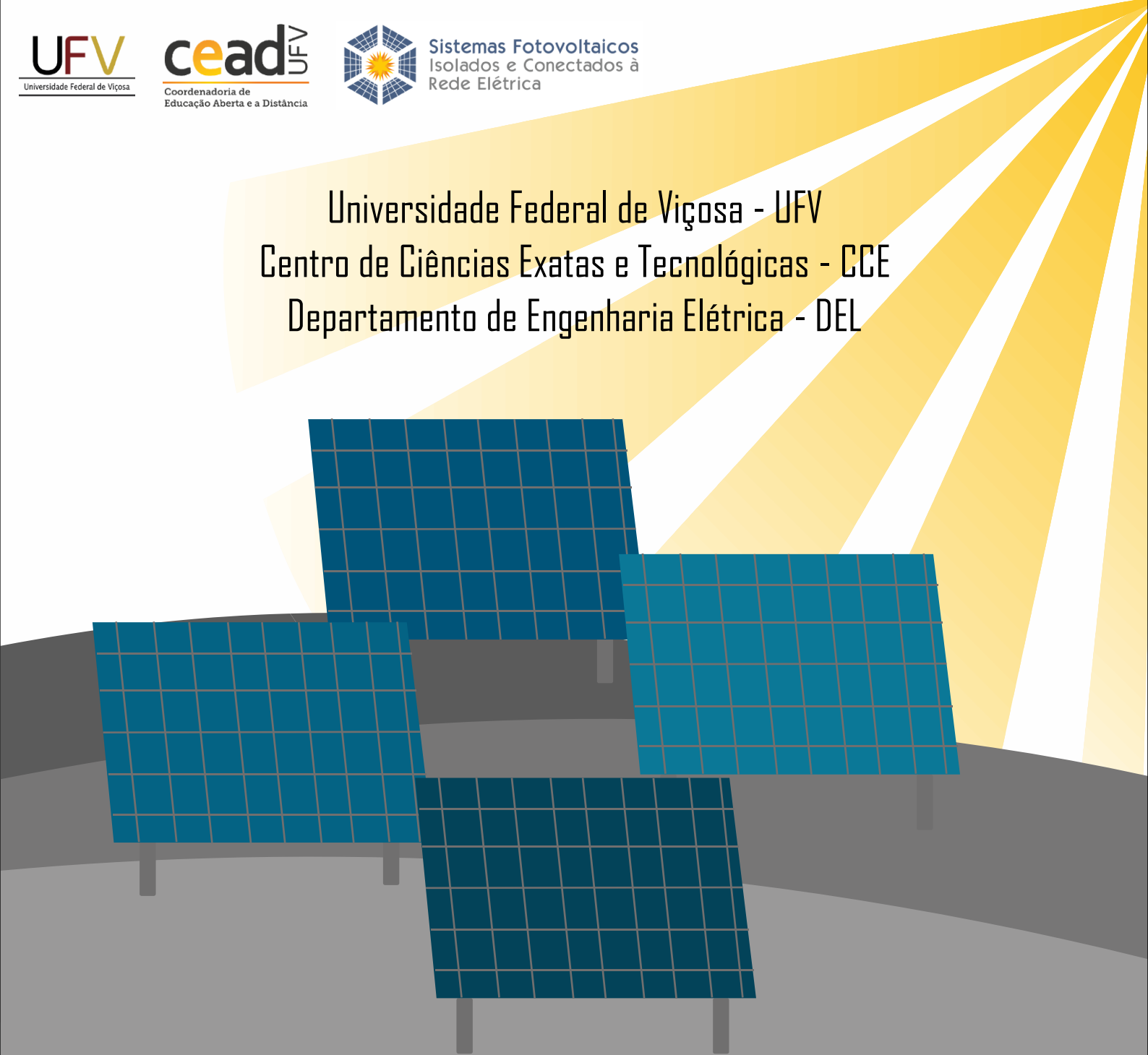


Universidade Federal de Viçosa - UFV
Centro de Ciências Exatas e Tecnológicas - CCE
Departamento de Engenharia Elétrica - DEL



**Projeto de Usina Fotovoltaica de 10kW Conec-
tada à Rede Elétrica para a Cidade de São Leo-
poldo, RS**

ELT 554 - TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

Márcio Augusto Teles da Cruz
ORIENTADOR: Prof. Me. Rodrigo Cássio de Barros
Viçosa, 16 de agosto de 2022.

Márcio Augusto Teles da Cruz

Projeto de Usina Fotovoltaica de 10kW Conectada à Rede Elétrica para a Cidade de São Leopoldo, RS

Trabalho de Conclusão de Curso submetido ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Viçosa para a obtenção dos créditos referentes à disciplina ELT 554 do curso de Especialização em Sistemas Fotovoltaicos Isolados e Conectados à Rede Elétrica.

Orientador: Prof. Me. Rodrigo Cássio de Barros

Viçosa, 16 de agosto de 2022.

ATA DE APROVAÇÃO

Márcio Augusto Teles da Cruz

Projeto de Usina Fotovoltaica de 10kW Conectada à Rede Elétrica para a
Cidade de São Leopoldo, RS

Trabalho de Conclusão de Curso submetido ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Viçosa para a obtenção dos créditos referentes à disciplina ELT 554 do curso de Especialização em Sistemas Fotovoltaicos Isolados e Conectados à Rede Elétrica.

Aprovado em 16 de agosto de 2022.

Presidente e Orientador: Prof. Me. Rodrigo Cassio de Barros

Universidade Federal de Viçosa

Membro Titular: Prof. Dr. Heverton Augusto Pereira

Universidade Federal de Viçosa

Membro Titular: Prof. Me. William Caires Silva Amorim

Universidade Federal de Viçosa

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho

A minha família, que sempre me apoiou na busca por qualificação.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a DEUS pelas imensas e inesperadas oportunidades as quais nunca me faltaram, a família pela compreensão de sempre e ao grupo de professores da UFV (GESEP), por compartilhar seus conhecimentos com todos os alunos, assim, contribuindo de forma significativa para o nosso engrandecimento profissional no tema Energia Solar Fotovoltaica.

RESUMO

Este trabalho apresenta a elaboração de um projeto elétrico de energia solar fotovoltaica conectado à rede elétrica para a cidade de São Leopoldo, localizada no estado do Rio Grande do Sul. O empreendimento de microgeração projetado nesta unidade de consumo (UC) será para fins de autoconsumo local a qual utilizará os excedentes de energia (créditos) para efetuar a posterior compensação de energia no consumo da mesma edificação. O trabalho apresenta todo o dimensionamento da usina fotovoltaica, iniciado com o estudo da conta de energia elétrica da UC, avaliação do recurso solar local, análise de sombreamento via *software* PVSyst, quantidade necessária de módulos fotovoltaicos, seleção do inversor, dimensionamento dos cabos de corrente alternada e corrente contínua e, sistema de proteção elétrico, além da estrutura metálica de sustentação dos módulos fotovoltaicos. Apresenta também estudo de viabilidade econômica por meio dos indicadores VPL, TIR, *payback* simples e *payback* descontado os quais apresentaram resultados positivos. Desta forma, a avaliação econômica favorável, norteou a decisão do proprietário da edificação em investir no projeto da usina fotovoltaica a qual terá capacidade de 10kW de geração própria de energia.

Palavras-chave: Sistema Fotovoltaico. PVSyst. Proteções. Indicadores. Projeto Elétrico.

Lista de Figuras

Figura 1: Especificação da conta de energia do cliente: (a) Classificação da UC, (b) Tarifa paga pela UC, (c) Consumo mensal da UC.	14
Figura 2: Imagem de satélite da UC retirada do google <i>maps</i>	15
Figura 3: Medidor de energia da UC.	16
Figura 4: Disjuntor do medidor de energia.....	16
Figura 5: Local de instalação do inversor.....	17
Figura 6: Local de instalação dos módulos fotovoltaicos obtida via google <i>maps</i>	18
Figura 7: (a) Avaliação do desvio azimutal do empreendimento com auxílio do google <i>maps</i> . (b) Vista superior das condições do telhado.	19
Figura 8: Cenário 3D local criado via <i>software</i> PVsyst. (a) Cenário da simulação 1. (b) Cenário da simulação 2.	21
Figura 9: Resultados das simulações de sombreamento obtidas com o <i>software</i> PVsyst. (a) Simulação do cenário 1. (b) Simulação do cenário 2.	23
Figura 10: Dados de irradiância média obtidos junto ao site do CRESESB.	25
Figura 11: Curva de atuação do disjuntor WEG – MDW-C16-3 (Trifásico).	38
Figura 12: Esquema de montagem elétrica dos DPS no quadro CA BOX.	40
Figura 13: CA Box, adaptada da referência [23]. (a) Esquema de montagem elétrica dos DPS no quadro CA BOX. (b) Circuito das proteções do quadro CA BOX.	41
Figura 14: (a) Fusível cilíndrico gPV Proauto. (b) Porta fusível Proauto.	42
Figura 15: (a) Ilustração da chave seccionadora Proauto. (b) Ilustração da forma de ligação da chave seccionadora a cada uma das MPPTs do inversor.	43
Figura 16: Montagem em estrela dos DPS conforme referência [20].	44
Figura 17: <i>String Box</i> CC, adaptado da referência [22]. (a) Ilustração da montagem da <i>String box</i> CC. (b) Ilustração da configuração do circuito da <i>String box</i> CC.	45
Figura 18: Configuração do aterramento a ser implementado.	46
Figura 19: Tipo de estrutura de fixação de módulos fotovoltaicos a ser implementada no projeto.	48
Figura 20: (a) Local da instalação da unidade geradora fotovoltaica, obtida no Google Maps. (b) Planta de localização, disposta no projeto elétrico.	58
Figura 21: Simbologia e legenda utilizada em projetos de usinas fotovoltaicas.	59
Figura 22: Padrão de entrada com caixa de medição e medidor bidirecional.	60
Figura 23: Placa de advertência que deve ser instalada na usina FV, próxima à caixa de medição (medidas 20 x 15 cm).	61
Figura 24: Diagrama unifilar da UC após a instalação da usina solar fotovoltaica. Simbologia adotada conforme Figura 21.	62
Figura 25: Diagrama multifilar da UC após a instalação da usina solar fotovoltaica. Simbologia adotada conforme Figura 21.	63
Figura 26: Inversor Growatt 10KTL3-X.	63

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Dados do Módulo Fotovoltaico JAM72S20 450/MR do fabricante JA Solar.	25
Tabela 2 – Parâmetros do Inversor Fotovoltaico 10KTL3-X do fabricante <i>Growatt</i>	27
Tabela 3 – Dados para o dimensionamento dos condutores de CA.	31
Tabela 4 – Dados para o dimensionamento dos condutores de CC.	34
Tabela 5 – Dados do DPS CA inversor MOD 10KTL3-X.....	39
Tabela 6 – Dados do DPS CC inversor MOD 10KTL3-X.....	44
Tabela 7 – Análise de custos fixos da UC por ano.	51
Tabela 8 – Orçamento dos itens do projeto.	52
Tabela 9 – Avaliação das receitas do empreendimento.	53
Tabela 10 – Resumo financeiro, receitas e custos por ano.	54
Tabela 11 – Taxas consideradas no projeto.	55
Tabela 12 – Fluxo de caixa de avaliação de viabilidade econômica.	55
Tabela 13 – Indicadores econômicos.	56

Lista de Abreviação

TMA	Taxa Mínima de Atratividade
VPL	Valor Presente Líquido
TIR	Taxa Interna de Retorno
UV	Usina Fotovoltaica
MFV	Módulo Fotovoltaico
SFV	Sistema Fotovoltaico
UC	Unidade de Consumo
TUSD	Tarifa de Uso do sistema de Distribuição
TE	Tarifa de Energia
CC	Corrente Contínua
CA	Corrente Alternada
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i> (Rastrear do Ponto de Máxima Potência)
SPPM	<i>Maximum Power Point Tracking</i> (Seguidor do Ponto de Potência Máxima)
DPS	Dispositivo de Proteção Contra Surtos
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
RMS	<i>Root Mean Square</i> (Raiz quadrada média)
UCP	Unidade de Condicionamento de Potência (Inversor Fotovoltaico)
SPDA	Sistema de Proteção Contra Descargas Atmosféricas

Lista de Símbolos

W_{modulo}	Produção de energia do módulo
$\eta_{\text{módulo}}$	Eficiência do módulo fotovoltaico
C	Consumo de Energia
N	Número de módulos
$V_{mpT(máx)}$	Tensão de potência máxima na maior temperatura de operação do módulo fotovoltaico
$V_{mpT(mín)}$	Tensão de potência máxima na menor temperatura de operação do módulo fotovoltaico
P_{Nca}	Potência nominal em corrente alternada do inversor
P_{FV}	Potência de pico dos módulos fotovoltaicos
I_{SC}	Corrente de curto-circuito
$V_{Inv}^{máx}$	Tensão CC máxima do inversor
$I_{Inv}^{máx}$	Corrente CC máxima do inversor
V_{oc}	Tensão de circuito aberto dos módulos
$V_{oc(máx.)}$	Tensão máxima de circuito aberto
$V_{iSPPM(mín.)}$	Mínima tensão cc de operação do SPPM do inversor
$V_{iSPPM(máx.)}$	Máxima tensão cc de operação do SPPM do inversor
$P_{\text{módulo}}$	Potência do módulo
$I_{n\text{fusível}}$	Corrente nominal do fusível
FT	Fator de correção por temperatura

<i>FA</i>	Fator de correção por agrupamento
<i>d</i>	Distância do inversor ao medidor de energia
<i>E</i>	Energia
<i>FDI</i>	Fator de dimensionamento do inversor

Sumário

1-	Análise do Local da Instalação.....	13
1.1	ANÁLISE DO CONSUMO DE ENERGIA	13
1.2	LOCALIZAÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO	15
1.3	ANÁLISE DO EFEITO DE SOMBREAMENTO.....	20
2-	Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico	24
2.1	DIMENSIONAMENTO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	24
2.2	DIMENSIONAMENTO DOS INVERSORES	26
2.3	DIMENSIONAMENTO DOS CABOS C.A.....	31
2.4	DIMENSIONAMENTO DOS CABOS C.C.	33
2.5	DIMENSIONAMENTO DA PROTEÇÃO.....	35
2.6	ATERRAMENTO.....	45
2.7	ESTRUTURA DE FIXAÇÃO.....	48
3-	Análise de Viabilidade Econômica	49
3.1	PERCENTUAL DE REDUÇÃO DO CONSUMO	49
3.2	ANÁLISE DE DESPESAS: MANUTENÇÃO, LIMPEZA, CONCESSIONÁRIA, TROCA DE EQUIPAMENTOS.....	50
3.3	FLUXO DE CAIXA	51
3.4	ANÁLISE DA VIABILIDADE.....	54
4-	Projeto Elétrico.....	57
4.1	PLANTA DE LOCALIZAÇÃO.....	57
4.2	PROJETO ELÉTRICO: DIAGRAMA UNIFILAR	58
4.3	PROJETO ELÉTRICO: DIAGRAMA MULTIFILAR.....	63
4.4	MEMORIAL DESCRITIVO.....	63
5-	Referências Bibliográficas	70
6.	Anexos.....	72

1- Análise do Local da Instalação

O objetivo deste capítulo é apresentar os resultados da análise do estudo do local de instalação da usina fotovoltaica (UV), incluindo a análise do consumo de energia da unidade consumidora (UC), da área de instalação, assim como os efeitos de sombreamento e outras perdas que possam impactar no sistema de geração.

1.1 ANÁLISE DO CONSUMO DE ENERGIA

O ponto primordial do sistema fotovoltaico é que ele gere energia suficiente para suprir a carga [1]. A forma de obter o parâmetro mínimo de energia a ser gerado é através da análise da conta de energia do cliente. A conta fornecida pela concessionária local, em geral, exibe o perfil de consumo do cliente nos últimos 12 meses. Este perfil, permite a obtenção de um ponto de partida para o dimensionamento do sistema com foco na economia de energia.

Para este estudo, será considerado a conta de energia de um cliente em específico o qual é conectado à rede elétrica da concessionária de energia RGE Sul. Logo, para termos uma estimativa deste perfil de consumo, foi analisada a conta de energia de julho de 2022 desta UC, conforme Figura 1.

Ref: mês/ano	Vencimento	Total a pagar
JUN/2022	12/07/2022	R\$ 1.074,42

Classificação: Convencional B1 Residencial
 Tipo de Fornecimento: Tâmetro
 DEMANDA NOMINAL EM VOLTS (Dnp): 220 Lin. n.º: 202 Lin. n.º: 231

NOTA FISCAL: [REDACTED] DATA DE EMISSÃO: 10/06/2022

Dados de leituras:
 Leitura atual: 10/06/2022
 Leitura anterior: 12/05/2022
 Nº de dias: 29
 Próxima leitura: 13/07/2022

ACESSO AQUI O IMPL. DA SUA UN

#0878
 11/06/2022

(a)

Descrição da operação Nº: 909152763411	Unid. Med.	Quant. Faturada	Tarifa ANEEL	Tarifa com tributos R\$	Valor total da operação R\$	Base Cál. ICMS	Aliq. ICMS %	ICMS	PIS 0,65%	COFINS 3,98%
Consumo Un. Tarifa (TUSD) JUN/22	kWh	1098,000	0,986000	0,5026795	551,86	551,86	25,00	137,97	2,80	16,47
Consumo - TE JUN/22	kWh	1098,000	0,250000	0,2707500	292,57	292,57	25,00	73,14	2,80	11,07
Juros de Mora X205/22					3,00					
Multa por Atraso Paga 425/22					81,00					
Avaliação Mensal 425/22					1,00					
Total Distribuidora					1105,10					
DÉBITOS DE OUTROS SERVIÇOS										
Custo de Tolu 000-205-22/0					25,50					
Contribuição Custos P-CP JUN/22					21,25					
Total consolidado					1.576,40	269,47		247,37	8,48	29,54

(b)

Tributo	Base de Cál. (R\$)	Aliquota (%)	Valor (R\$)
ICMS	969,47	25,00	242,37
PIS/PASEP	742,10	0,65	4,83
COFINS	742,10	3,98	29,54

Consumo / kWh			
Consumo faturado	Nº dias		
JUN/22	██████████	1098	29
MAI/22	██████████	1333	30
ABR/22	██████████	1427	29
MAR/22	██████████	1842	32
FEV/22	██████████	1592	28
JAN/22	██████████	1724	29
DEZ/21	██████████	1738	33
NOV/21	██████████	1436	29
OUT/21	██████████	1273	31
SET/21	██████████	1341	32
AGO/21	██████████	1206	30
JUL/21	██████████	1279	32
JUN/21	██████████	1231	28

(c)

Figura 1: Especificação da conta de energia do cliente: (a) Classificação da UC, (b) Tarifa paga pela UC, (c) Consumo mensal da UC.

Com os dados apurados, através da conta de energia da UC, foi possível verificar que se trata de um cliente convencional B1, com fornecimento em trifásico, ou seja, tarifa mínima de 100 kWh, com um perfil de consumo médio anual de 17.289 kWh/ano, a uma tarifa de energia de 0,986 R\$/kWh, considerando as duas componentes de cobrança (TUSD e TE). Além disso, possui débitos de serviços como iluminação pública e outros, impactando em custos fixos adicionais na conta de energia.

1.2 LOCALIZAÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

O sistema fotovoltaico a ser instalado irá atender ao consumo energético de uma mercado, localizado no município de São Leopoldo, Região Metropolitana de Porto Alegre (Capital). Os valores aproximados de latitude e longitude do empreendimento são $-29,79^\circ$ e $-51,12^\circ$, respectivamente. A Figura 2 mostra o local exato da residência, obtida através de imagem Google Earth.



Figura 2: Imagem de satélite da UC retirada do google maps.

Observando a Figura 2, é possível verificar que o empreendimento possui pequenas edificações em seu entorno as quais devem ser avaliadas quanto aos possíveis pontos de sombreamento, total ou parcial e, possíveis efeitos de refletividade (albedo).

A concessionária de energia elétrica local RGE Sul, através do seu documento técnico, estabelece que a UC que deseja conectar sua central de geração a rede da empresa, com potência maior que a atual disponibilizada, deve efetuar as adaptações do seu padrão de entrada de energia existente de forma que atenda aos requisitos do sistema de medição de faturamento. Tais adequações, além das eventuais obras na rede da RGE Sul, será a cargo do acessante. No entanto, para os casos em que a UC já existe e que não ocorrerá mudança da potência atual disponibilizada pela concessionária, o acessante, poderá utilizar a mesma caixa do medidor do padrão de entrada de energia, ou seja, sem necessidade de obra, ficando somente a cargo da RGE Sul os custos de instalação do medidor bidirecional [9]. Neste sentido, busca-se a instalação do sistema fotovoltaico nesta edificação sem a necessidade de efetuar alterações no padrão de entrada da concessionária.

A Figura 3, apresenta a vista frontal da estrutura de medição de faturamento, já existente, a qual possui entrada trifásica com tensão de fornecimento em 220 Vca e tensão de linha em 380 Vca.



Figura 3: Medidor de energia da UC.

Conforme Figura 4, o disjuntor da UC é trifásico com característica termomagnética e possui capacidade de corrente nominal de 30 A. Desta forma a potência máxima do sistema de geração fotovoltaica que poderá ser instalado nesta unidade, sem a necessidade de efetuar as adaptações do seu padrão de entrada de energia existente, será de 18,16 kVA, considerando um fator de potência de 0,92.

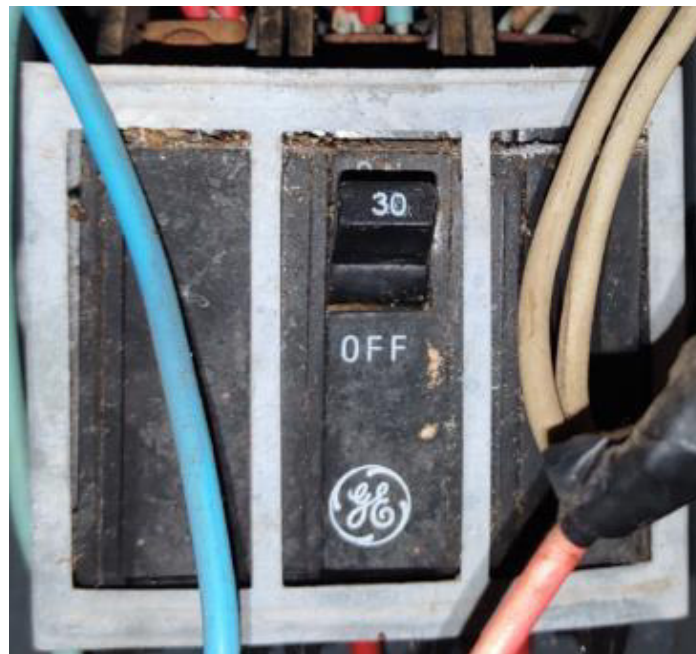


Figura 4: Disjuntor do medidor de energia.

O local de instalação dos dispositivos eletrônicos de potência do sistema de geração deve ser avaliado. Fatores como temperatura elevada, umidade, poeira e insetos, afetam de forma considerável a vida útil destes dispositivos.

Sendo assim, estes equipamentos devem ser instalados o mais próximo possível dos módulos fotovoltaicos, em local ventilado, seco e sombreado, afastados de pontos de poeira e focos constantes de insetos e de fácil acesso a futuras manutenções. Em termos de segurança, outro detalhe a ser considerado é a instalação destes dispositivos em ambientes os quais não possuem produtos inflamáveis. Tudo deve ser bem avaliado de forma criteriosa [1].

Considerando estes fatores, foi selecionado o local a ser instalados os dispositivos de potência como inversores e dispositivos de proteção, conforme Figura 5. Uma das prateleiras do mercado, além de freezers serão realocados para proporcionar mais espaço aos dispositivos, além de permitir seu afastamentos dos clientes e produtos comercializados pelo estabelecimento.



Figura 5: Local de instalação do inversor.

Os módulos fotovoltaicos são projetados, na sua grande maioria, a serem resistentes ao tempo, apresentando vida útil de 25 anos [1]. No entanto, recomenda-se que eles sejam instalados em locais sem a influência de sombreamento, distante de obstáculos que possam influenciar na incidência de luz solar, especialmente nos horários de melhor irradiância, ocorrido usualmente das 9 às 15 horas. Outro detalhe é que os módulos fotovoltaicos devem estar o mais próximo possível do inversor fotovoltaico, a fim de, minimizar as perdas devido à queda de tensão ocorrida nos cabos elétricos. Deve ser avaliado também, durante este pré-dimensionamento, o ângulo de inclinação a qual o arranjo fotovoltaico estará sujeito, principalmente, para os casos de telhados que possuam diversos ângulos de inclinação [1].

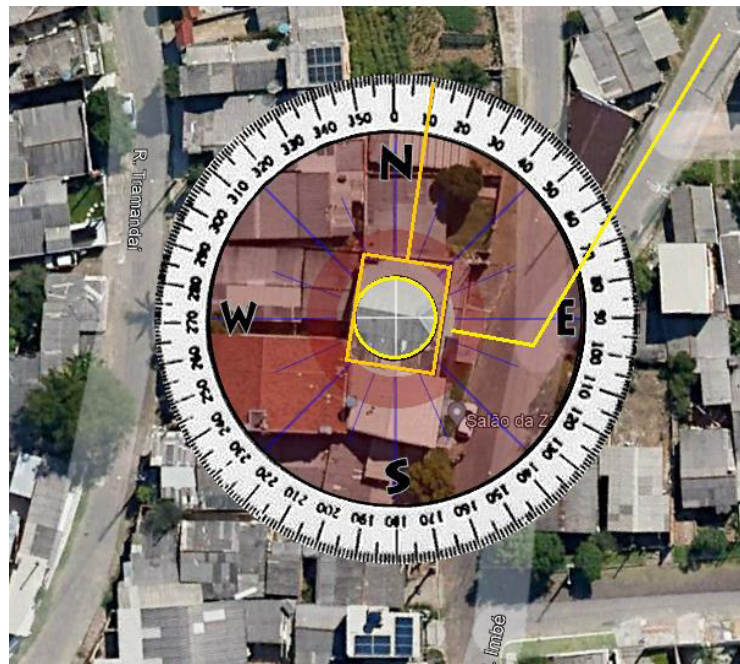
Sendo assim, nesta avaliação preliminar, foi considerado como uma boa alternativa de instalação do arranjo fotovoltaico o próprio telhado do mercado, conforme demonstrado na Figura 6, indicado pela seta.



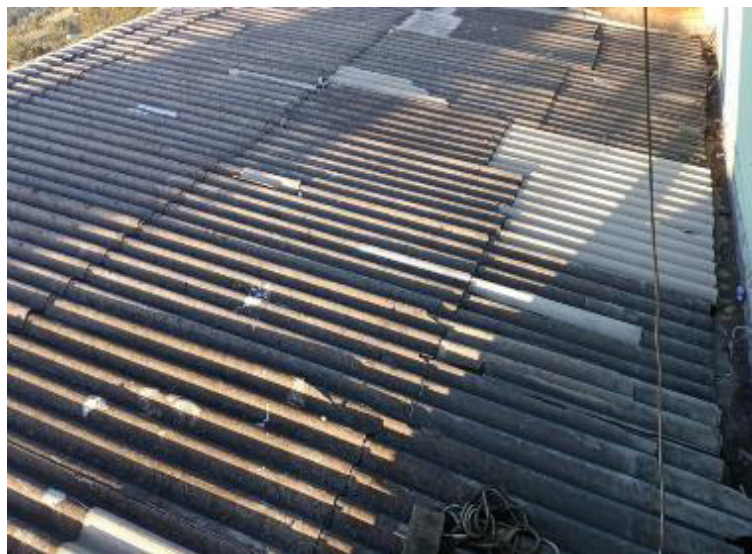
Figura 6: Local de instalação dos módulos fotovoltaicos obtida via google maps.

Foi observado, durante a inspeção de campo, alguns detalhes, entre eles, as condições do telhado, abrangendo a questão estrutural, o espaço necessário para a instalação dos módulos fotovoltaicos. Além do mais, foi observado o ângulo de inclinação do telhado, desvio azimutal do telhado em relação ao norte geográfico, além da possível presença de obstáculos os quais possam causar sombreamento sobre a disposição do painel fotovoltaico.

O telhado da edificação e, principalmente, sua estrutura de madeira (cama do telhado) não apresenta boas condições a ponto de suportar uma carga extra estimada em aproximadamente 700 kg, segundo avaliação preliminar da quantidade de módulos fotovoltaicos a serem instalados. Além disto, o telhado possui ângulo de inclinação de 20° , considerado inadequado, pois a latitude local é de $29,79^\circ$. Por outro lado, possui uma boa área disponível para a instalação dos MFV, além de apresentar um desvio azimutal pequeno, estimado em 10° , neste caso, desconsiderando a declinação magnética local. A Figura 7 (a) apresenta o desvio azimutal avaliado e a Figura 7 (b) demonstra as condições do telhado da edificação.



(a)



(b)

Figura 7: (a) Avaliação do desvio azimutal do empreendimento com auxílio do google maps. (b) Vista superior das condições do telhado.

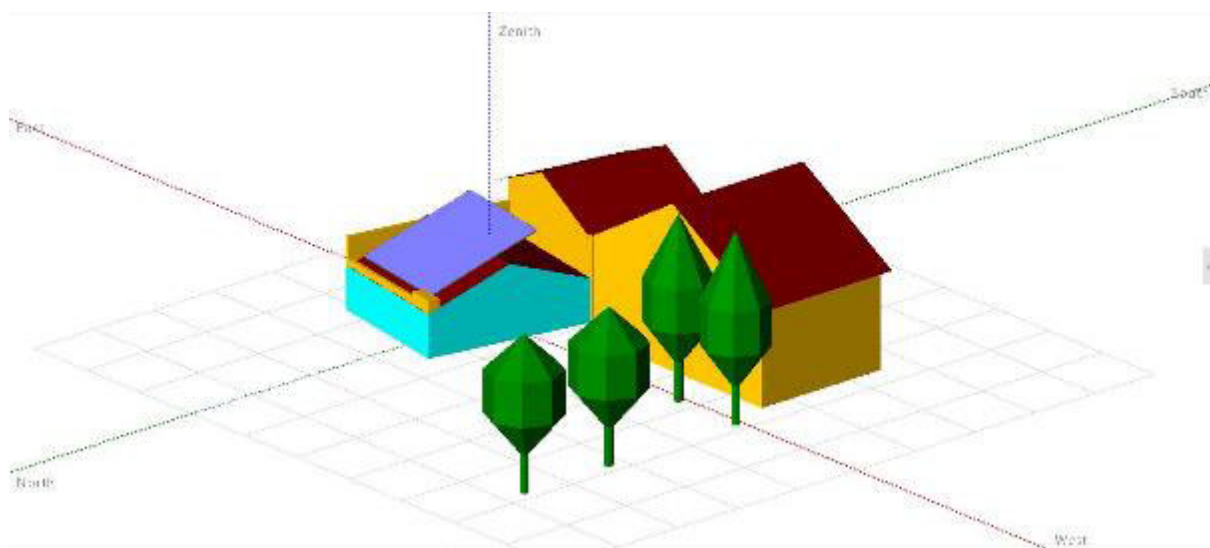
Quanto a questão de sombreamento, foi constatado a presença de árvores e edificações no entorno ao empreendimento, assim, sendo necessário uma avaliação mais criteriosa neste quesito.

1.3 ANÁLISE DO EFEITO DE SOMBREAMENTO

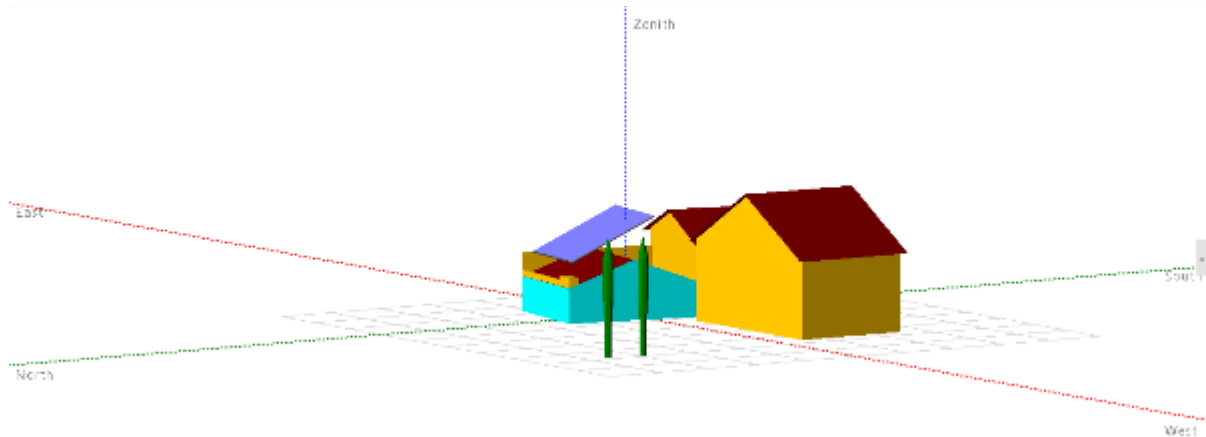
Nem sempre o local disponível para a instalação da UV estará livre do efeito de sombreamento, ocasionado por questões arquitetônicas locais e obstáculos naturais presentes no entorno da edificação. Logo, para o bom dimensionamento da UV, é necessário fazer uma análise das possíveis perdas que podem ocorrer em virtude dos possíveis pontos de sombreamento, observados durante a visita técnica. Esta análise, visa o melhor posicionamento do arranjo fotovoltaico, de modo a proporcionar a redução das perdas de potência ocasionadas por este fenômeno.

Uma das formas de avaliar se o SFV estará sujeito ao fenômeno de sombreamento, quando constatado a presença de obstáculos, é através da aplicação de ferramentas computacionais. Muitas destas ferramentas, possibilitam simular a altura solar (caminho do sol) em um cenário pré-definido, sendo este, preferencialmente, idêntico ao local de instalação da UV. Uma destas aplicações é *software* PVsyst o qual foi aplicado neste projeto. Ele analisa os possíveis padrões de sombreamento local e estabelece a sua influência e avalia o impacto sobre a geração do SFV.

No local de instalação desta usina, foi constatado a presença de edificações e árvores as quais poderão impactar no rendimento do sistema. Também foi constatado uma "barreira" no entorno do telhado a qual poderá também influenciar no sombreamento sobre os módulos fotovoltaicos, caso eles sejam instalados rente ao telhado. Para tanto, foram criados cenários 3D idênticos ao local de instalação do SFV, com o propósito de efetuar simulações da possível existência de sombreamento sobre os geradores fotovoltaicos. Na Figura 6, é possível visualizar o entorno do empreendimento rodeado de algumas edificações e árvores. Nas Figuras 8(a) e 8(b), os cenários simulados.



(a)



(b)

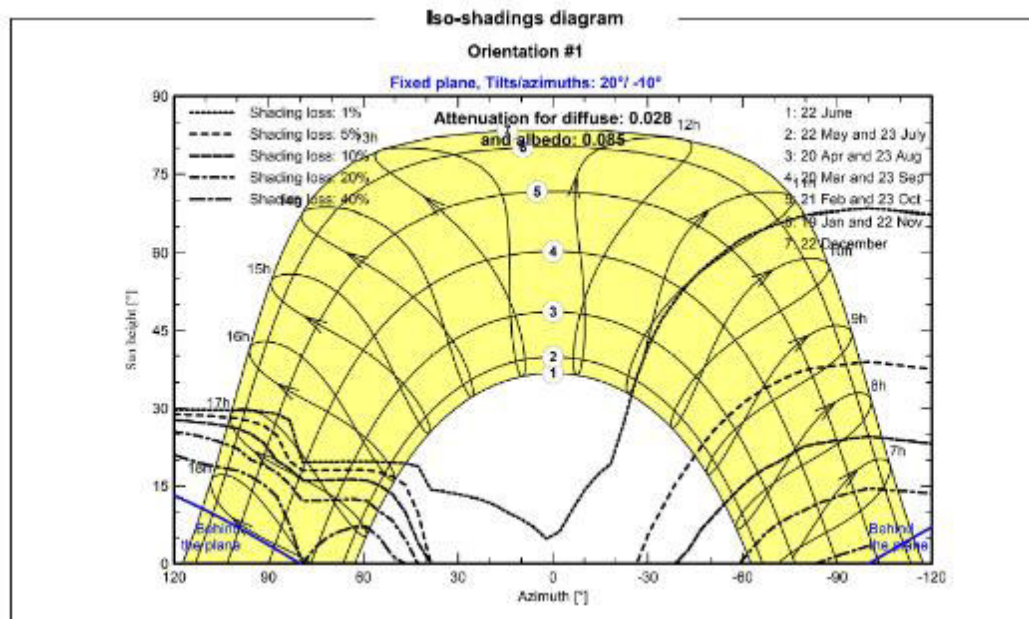
Figura 8: Cenário 3D local criado via *software* PVsyst. (a) Cenário da simulação 1. (b) Cenário da simulação 2.

O objetivo da criação de 2 (dois) cenários, foi aplicar uma variação da altura e do ângulo do arranjo fotovoltaico sobre a edificação e uma possível alteração das condições físicas do seu entorno. No cenário 1, considerou-se os MFV instalados rente ao telhado, sobre uma estrutura metálica, a ser construída, seguindo a inclinação do telhado do mercado, assim, mantendo o ângulo de 20° . No cenário 2, considerou-se os MFV instalados sobre uma estrutura metálica, a ser construída, possuindo em uma extremidade altura aproximada de 8,7 m e 5,10 m na outra extremidade, ambas considerando o nível do solo. Nestas condições, o arranjo fotovoltaico formará um ângulo de 25° , assim, permitindo um ganho na inclinação em relação ao cenário 1. Outro detalhe, inserido na simulação 2, foi a poda de 2 (duas) árvores no entorno da residência do proprietário do mercado e, a possível poda de outras 2 (duas) árvores localizadas na rua atrás da UV, as quais já estão inclusive tocando os fios de baixa tensão da concessionária local.

Para ambas as simulações foram utilizados dados de irradiância mensal no plano horizontal, obtidos, junto ao site do CRESESB os quais foram sintetizados pelo *software* de simulação para obtenção de dados horários. Vale também destacar que nas simulações não foram consideradas as edificações que ficavam abaixo da usina, logo, não fizeram parte dos cenários 3D projetado no ambiente do *software* PVsyst.

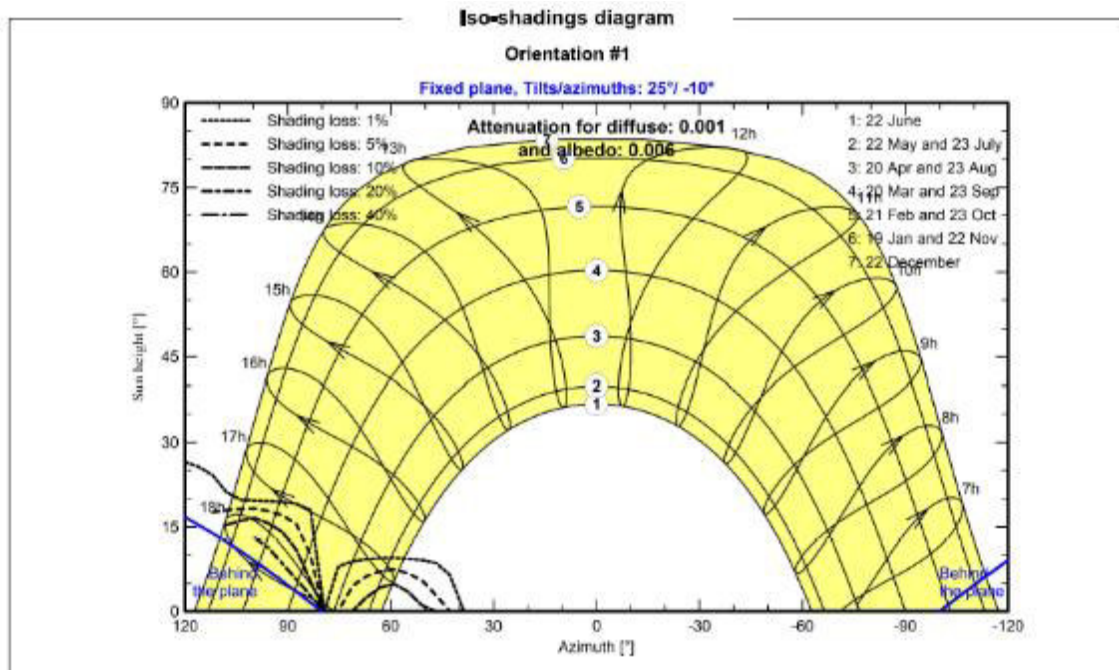
Na Figura 9(a), consta o resultado da simulação referente ao cenário 1, onde, são destacados no gráfico de superfície as respectivas perdas ocasionadas em virtude do sombreamento.

Neste gráfico, pode-se notar que as alturas solares compreendidas entre 3 (abril) a 7 (dezembro), o sistema fotovoltaico estará em operação das 07h até as 18h, sendo, o período compreendido fora deste intervalo, completamente sombreado, ou seja, fora de operação. As perdas mais significativas apontadas estão situadas no início da manhã e ao final da tarde, representando perdas por sombreamento, seja parcial ou total, com variações entre 1% a 40% durante o período 1 (junho) a 7 (dezembro). No total, o software PVsyst acusou, como resultado da simulação 1, uma perda de geração de 2,13% por sombreamento.



(a)

Na Figura 9(b), consta o resultado da simulação referente ao cenário 2, onde, também são destacados no gráfico de superfície as respectivas perdas ocasionadas em virtude do sombreamento. Neste gráfico, pode-se notar que o sistema fotovoltaico terá o mesmo horário de início e finalização de operação, em relação ao mesmo período do cenário 1. Por outro lado, as perdas por sombreamento foram eliminadas no período da manhã, restando apenas perdas relevantes ao final da tarde, após as 17h, horário o qual o Sol já não é tão significativa na geração de energia. No total, o software PVsyst acusou, como resultado da simulação 2, uma perda de geração de 0,03% por sombreamento, ou seja, tendo uma melhora significativa na geração de energia com as alterações implementadas em relação ao cenário 1.



(b)

Figura 9: Resultados das simulações de sombreamento obtidas com o software PVsyst. (a) Simulação do cenário 1. (b) Simulação do cenário 2.

A opção 1, instalação dos módulos fotovoltaicos rente ao telhado, não apresentou ser uma boa solução para a instalação da UV, embora, economicamente mais viável. Pontos interferentes no entorno a edificação e, outras estruturas muito próximas aos geradores fotovoltaicos, causadores de sombreamento, estão contribuindo para perdas de geração de energia. Logo, não sendo uma solução eficiente, do ponto de vista energético. No entanto, a opção 2, instalação do arranjo fotovoltaico sobre uma estrutura metálica, posicionada acima do telhado, possibilita o desvio da UV dos obstáculos causadores de sombreamento. Além disto, permite uma inclinação mais adequada dos MFV. A soma destes dois fatores, possibilitou a redução dos percentuais de perdas na geração, sendo a de sombreamento para muito próximo de zero. Outras ações externas, como a poda de algumas árvores, também contribuíram para a redução das perdas na geração. Porém, a alternativa 2, implicará em custos extras, devido a elaboração de um projeto específico, montagem e posterior instalação da estrutura metálica para sustentação e inclinação mais apropriada dos MFV.

2- Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico

Este capítulo tem por objetivo apresentar os resultados do dimensionamento do SFV e os critérios adotados para a definição dos equipamentos e acessórios que integrarão a UV. Entre os itens que serão definidos para a operação da UV estão os módulos fotovoltaicos e inversores, destacando o tipo, modelo, quantidade e suas características técnicas. Também será destacado o dimensionamento dos dispositivos de proteção adotados, cabos elétricos de CC e CA, sistema de aterramento e tipo de estrutura de fixação adotada para a disposição dos geradores fotovoltaicos.

2.1 DIMENSIONAMENTO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

O dimensionamento dos módulos fotovoltaicos está relacionado com a demanda energética da UC, tendo como referencial, o consumo médio diário anual do estabelecimento. Esta informação pode ser obtida, mediante um cálculo, com informações do histórico dos últimos 12 (doze) meses de consumo mensal do estabelecimento, contidos na fatura de energia elétrica fornecida pela concessionária local. Sendo assim, o dado de consumo médio por dia pode ser calculado da seguinte forma:

$$\frac{\text{Consumo}}{\text{dia}} = \frac{\text{Soma dos últimos 12 meses de consumo}}{365 \text{ dias}} \quad \text{Eq. (1)}$$

$$\frac{\text{Consumo}}{\text{dia}} = \frac{17.289 \text{ kWh}}{365 \text{ dias}} \quad \text{Eq. (2)}$$

$$\frac{\text{Consumo}}{\text{dia}} \cong 47,4 \frac{\text{kWh}}{\text{dia}} \quad \text{Eq. (3)}$$

Conforme mostrado na Equação 3, a edificação possui um consumo médio diário anual de 47,4 kWh/dia. A partir deste ponto, é necessário definir a quantidade de módulos fotovoltaicos para atendimento ao consumo médio diário anual da edificação. Para tanto, necessitamos definir a tecnologia, tipo, potência, eficiência de módulos fotovoltaico a ser aplicada ao projeto. Neste sentido, foi definido o MFV do tipo monocristalino (450 Wp – 144 células), mais eficiente quando comparado ao MFV policristalino, com tecnologia PERC (*Passivated Emitter Rear Cell*), a qual consiste em células fotovoltaicas mais finas e fabricadas com uma camada adicional de passivação, permitindo assim, o aumento da sua eficiência [10].

Os dados técnicos do módulo fotovoltaico selecionado constam na Tabela 1.

Tabela 1 – Dados do Módulo Fotovoltaico JAM72S20 450/MR do fabricante JA Solar.

Parâmetros	Valor
Potência do módulo em condição de testes padrão (STC) [W]	450
Eficiência do módulo fotovoltaico – ϵ [%]	20,2
Área do módulo fotovoltaico [m ²]	2,22
Tensão de circuito aberto [V]	49,70
Tensão de máxima potência [V]	41,52
Corrente de curto-circuito [A]	11,36
Corrente de máxima potência [A]	10,84
Tensão máxima do sistema [Vdc]	1500
Classificação máxima do fusível da série [A]	20

Com as informações do MFV escolhido, é possível calcular a produção de energia de 1 (um) módulo ($W_{módulo}$). Neste cálculo, considerou-se os dados de irradiância média local, referente a localidade de Sapucaia do Sul, obtida junto ao *site* do CRESESB. As coordenadas geográficas de latitude (-29,79°) e longitude (-51,12°), referentes ao empreendimento, foram inseridas na aplicação do *site*. Esta cidade referência, fica próxima ao empreendimento e possui, segundo o CRESESB, uma irradiância média local de 4,62 kWh/m²dia, em relação a uma inclinação de 22°, ângulo próximo ao do telhado da edificação. A Figura 10, apresenta os dados de irradiância média obtidos junto ao *site* do CRESESB.

Cálculo no Plano Inclinado

Estação: Sapucaia do Sul
Município: Sapucaia do Sul, RS - BRASIL
Latitude: 29,801° S
Longitude: 51,149° O
Distância do ponto de ref. (29,799° S; 51,124° O): 2,4 km

Ángulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]												Média	Delta
		Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
<input checked="" type="checkbox"/> Plano Horizontal	0° N	6,51	5,78	4,80	3,80	2,79	2,34	2,52	3,21	3,56	4,88	8,14	8,62	4,38	4,28
<input checked="" type="checkbox"/> Ângulo igual a latitude	30° N	5,60	5,33	5,00	4,50	3,74	3,30	3,47	4,01	3,00	4,69	5,55	5,79	4,68	2,44
<input checked="" type="checkbox"/> Melhor média anual	22° N	5,89	5,70	5,10	4,48	3,56	3,10	3,28	3,87	3,88	4,71	5,81	5,07	4,62	2,97
<input checked="" type="checkbox"/> Melhor mínimo mensal	50° N	4,60	4,78	4,71	4,58	3,95	3,68	3,73	4,10	3,60	4,08	4,67	4,84	4,28	1,22

Figura 10: Dados de irradiância média obtidos junto ao site do CRESESB.

Para o cálculo, referente a Equação 4, foi utilizado como eficiência do sistema (ϕ), um percentual de 85%, considerando perdas por sujeidade e por temperatura nos MFV, perdas por desvio azimutal, perdas no cabeamento CC e CA, além das perdas no inversor fotovoltaico. As perdas por sombreamento foram descartadas visto que na simulação 2 resultou no percentual de 0,03%. Os dados do MFV, referente a área (A) e eficiência (ϵ), correspondem a 2,22m² e 20,2%, respectivamente.

$$W_{módulo} = Irradiância \times A \times \epsilon \times \phi$$

Eq. (4)

$$W_{\text{módulo}} = \frac{4,62 \text{ kWh}}{\text{m}^2 \text{ dia}} \times 2,22 \text{ m}^2 \times 0,202 \times 0,85 \cong \frac{1,7610 \text{ kWh}}{\text{dia}} \quad \text{Eq. (5)}$$

Conforme Equação 5, 1 (um) MFV proporcionará a produção de energia aproximada de 1,76 kWh/dia. Com esta informação, podemos calcular o número de MFV necessários para atendimento ao projeto. Com este propósito, a Equação 6 foi aplicada:

$$N_{\text{módulo}} = \frac{\text{Consumo médio por dia}}{W_{\text{módulo}}} \quad \text{Eq. (6)}$$

$$N_{\text{módulo}} = \frac{\frac{47,4 \text{ kWh}}{\text{dia}}}{\frac{1,7610 \text{ kWh}}{\text{dia}}} \cong 26,91 \text{ MFV} \quad \text{Eq. (7)}$$

O resultado da Equação 7, demonstra que serão necessários, no mínimo, 27 (vinte sete) MFV para atendimento as necessidades energéticas da edificação. Com este número de MFV o sistema possuirá uma potência CC de pico instalada de 12,15 kW, considerando a potência de pico unitária do MFV da JA Solar.

2.2 DIMENSIONAMENTO DOS INVERSORES

A potência dos MFV e suas características técnicas, aliada a fatores ambientais inerentes a instalação local, além do custo, são fatores que influenciam na escolha do inversor mais adequado ao projeto. Neste sentido, informações como menor e maior temperatura local, irradiância máxima esperada para a localidade, ambiente o qual o inversor será inserido, devem ser avaliados e, se possível, simulados, pois influenciam nos parâmetros de tensão e corrente do MFV que posteriormente influenciarão sobre o inversor. Além destes fatores, características elétricas da UC como tipo de fornecimento (monofásico, bifásico ou trifásico), também influenciam na escolha correta do equipamento. Em alguns casos não será possível a instalação de 1 (um) único inversor que atenda a todos os critérios do projeto, assim, sendo necessário a instalação de múltiplos inversores para atendimento as características técnicas da instalação elétrica da UC.

Outro passo a ser avaliado é a relação entre a potência nominal CA do inversor (P_{Nca}) e a potência CC de pico dos módulos fotovoltaicos (P_{FV}). O fator que representa esta relação é conhecido como FDI . Valores dele são encontrados na literatura e estão situados entre 0,75 e 0,85, ao passo que o limite superior chega a 1,05, neste caso, indicando que o inversor possui uma potência levemente acima do arranjo fotovoltaico [1]. Neste sentido, a empresa PHB Solar

disponibiliza uma tabela a qual defini o número mínimo e máximo de MFV que poderá ser instalado na entrada do inversor, evidentemente, dependendo da potência e do fabricante do MFV. Através dela é possível estabelecer uma relação e definir a qual FDI o inversor selecionado será submetido.

Foram executadas várias pesquisas junto a *sites* de fornecedores de inversores, sendo, os dados técnicos de cada equipamento avaliado tanto para atendimento as características dos módulos fotovoltaicos quanto ao atendimento ao tipo de fornecimento da UC (trifásica). Verificou-se que o inversor da *Growatt*, modelo 10KTL3-X, atende tanto as características da instalação da UC quanto as características elétricas (V_{oc} e I_{sc}) do MFV selecionado. Desta forma, apenas 1 (um) inversor fotovoltaico será necessário na instalação da UV. Nesta condição, não implicará em obras de adequação ao padrão de entrada de fornecimento da edificação, atendendo ao objetivo buscado. A Tabela 2, apresenta os valores obtidos do *datasheet* do fabricante do inversor que podem ser comparados com os resultados das Equações 10, 13, 17, 23, 26, para fins de atendimento aos critérios técnicos do equipamento.

Tabela 2 – Parâmetros do Inversor Fotovoltaico 10KTL3-X do fabricante *Growatt*.

Parâmetros	Valor
Máxima potência em condição de testes padrão (STC) [W]	15000
Potência CA nominal [W]	10000
Máxima tensão CC [V]	1100
Faixa de operação MPPT [m ²]	140~1000
Tensão CC de partida [V]	200
Corrente CC máxima [A]	13
Número de <i>Strings</i> / Número de MPPT	2/2
Corrente de Curto-Circuito CC por MPPT	16
Máxima corrente CA [A]	16,7
Saída nominal CA [Vca]	220/380, 230/400
Faixa de operação CA entre fases [Vca]	340~440
Máxima Eficiência [%]	98,6
Eficiência SPMP (MPPT) [%]	>99,9

O inversor selecionado, possibilita uma relação $FDI = 0,67$, conforme avaliado na aplicação da Equação 9, com os dados disponibilizados pelo fabricante:

$$FDI = \frac{P_{Nca} (W)}{P_{FV} (Wp)} \quad \text{Eq. (8)}$$

$$FDI = \frac{10 \text{ kW}}{15 \text{ kW}} \cong 0,67 \quad \text{Eq. (9)}$$

Como o arranjo fotovoltaico da UC possui uma potência CC de 12,15 kWp, referente aos 27 MFV definidos no dimensionamento da potência de geração,

será necessário a divisão deste arranjo, uma vez que o inversor 10KTL3-X, possui 2 (dois) MPPT, sendo, uma *string* para cada MPPT. Logo, a potência fotovoltaica foi dividida em 2 (dois) *strings*, cada uma delas com 14 MFV, evidentemente, com o aumento de mais um gerador fotovoltaico. Este aumento, ocorreu como forma de igualar o número de módulos fotovoltaicos na entrada do inversor. Desta forma a UV possuirá 28 (vinte oito) MFV, totalizando uma P_{FV} (Wp) de 12,6kW. Com isto, a relação *FDI* do inversor será de 0,79, valor obtido com a aplicação da Equação 10.

$$FDI = \frac{10 \text{ kW}}{12,6 \text{ kW}} \cong 0,79 \quad \text{Eq. (10)}$$

A Equação 10, indica que o inversor possui um subdimensionamento em relação a potência fotovoltaica total. No entanto, o fabricante informa no seu *datasheet* que o inversor possui um limite de potência máxima, recomendada, de 15kWp, sendo assim, o valor de 12,6kWp está dentro da faixa permitida.

O *FDI* não é o único parâmetro que deve ser avaliado. A corrente de curto-circuito (I_{SC}) do módulo fotovoltaico, por exemplo, é afetada pela irradiância, uma vez que ela é definida nas condições STC (1000W/m² e 25 °C). Como a irradiação em muitas regiões do Brasil pode superar o valor de 1.000 W/m², devemos definir uma margem de segurança de 10%, entre a corrente máxima suportada pelo inversor frente ao aumento da corrente de curto-circuito proveniente dos MFV. Sendo assim, a corrente CC máxima de entrada do inversor $I_{Inv}^{máx}$ deverá respeitar a seguinte equação.

$$I_{Inv}^{máx} > 1,1 * I_{SC} \quad \text{Eq. (11)}$$

$$I_{Inv}^{máx} > 1,1 * 11,36 \text{ A} \quad \text{Eq. (12)}$$

$$I_{Inv}^{máx} > 12,49 \text{ A} \quad \text{Eq. (13)}$$

A tensão de entrada no inversor também é outro fator a ser avaliado. Ele não deve ultrapassar os limites estabelecidos pelo fabricante, sob o risco de causar danos ao equipamento. A máxima tensão do MFV, ocorre à circuito aberto, definida por V_{oc} . Ela atinge seu valor máximo durante os períodos de inverno, época de baixas temperaturas, principalmente durante o nascer do sol, quando o inversor ainda não se conectou a rede da concessionária, devido à baixa irradiância local. Outro fator que ocasiona tensões de circuito aberto são as falhas na rede externa a qual provoca a desconexão automática do inversor, assim, fazendo os MFV trabalharem a vazio (sem carga) [1].

Uma das formas de apurar o valor de $V_{oc(máx)}$ é através da aplicação da Equação 14. Ela estabelece o valor máximo da tensão de circuito aberto em relação a variação de temperatura de célula do MFV, com a aplicação do respectivo coeficiente (K_V) de variação de V_{oc} do gerador fotovoltaico. Para esta análise,

pode ser considerada a menor temperatura para a localidade de instalação da UV. O dado de menor temperatura local, pode ser obtido através de uma pesquisa junto ao *site* INMET, por meio dos históricos de temperatura mínima absoluta para a localidade mais próxima da UV, neste caso, considerado Porto Alegre (Capital).

$$V_{oc(máx.)}(T) = V_{oc} * (1 + k_v * (T - T_{STC})) \quad \text{Eq. (14)}$$

$$V_{oc(máx.)}(T) = 49,70 * \left(1 + \left(\frac{-0,272}{100} \right) * (0^\circ\text{C} - 25^\circ\text{C}) \right) = 53,8 \text{ V} \quad \text{Eq. (15)}$$

Para a análise da tensão de circuito aberto utilizou-se a temperatura de 0°C (zero grau celsius) como menor temperatura, considerada em T de célula. Como cada *string* do inversor possuirá 14 MFV, sendo N , a respectiva quantidade de MFV, totalizará em cada uma delas uma $V_{oc(máx)}$ de 753,2 V, assim, atendendo a relação da Equação 17.

$$V_{INV}^{máx} > N * V_{oc(máx)} \quad \text{Eq. (16)}$$

$$V_{INV}^{máx} > 753,2 \text{ V} \quad \text{Eq. (17)}$$

Avaliar se a tensão disponibilizada pelo sistema fotovoltaico estará dentro da faixa de atuação do SPPM, também é outro passo que deve ser considerado. A quantidade de MFV, conectados na série fotovoltaica, deve resultar em uma tensão que atenda à faixa de atuação do SPPM do inversor. Esta faixa de atuação deve levar em consideração a maior temperatura do MFV, a qual pode atingir 70°C (setenta graus celsius) no período de verão, assim, resultando em uma tensão menor na entrada do inversor. Portanto, avaliar se o número de MFV conectados na série é suficiente, a ponto de atingir a menor tensão de atuação do SPPM é fundamental. Este critério é definido como ($V_{mpT(máx)}$). Caso, a tensão da série não possua esta mínima tensão de operação do SPPM, a eficiência do inversor ficará comprometida, podendo ocasionar até mesmo a sua desconexão da rede elétrica. Logo, um número mínimo de MFV, definido por N , deve ser atingido [1].

Períodos de frio, em especial o inverno, também devem ser avaliados quanto aos impactos da tensão da série fotovoltaica sobre o SPPM do inversor. A mínima temperatura de operação do MFV deverá ser prevista, onde, a tensão de potência máxima da série fotovoltaica deverá ser menor que a máxima tensão de operação do SPPM do inversor. Este critério é definido como ($V_{mpT(mín)}$) [1]. Estas avaliações podem ser efetuadas por meio da aplicação das Equações 21 e 24. Mas antes, os valores de $V_{mpT(máx)}$ e $V_{mpT(mín)}$, devem ser corrigidos, através da aplicação da Equação 18. considerando as respectivas temperaturas máxima e mínima de célula. Para a temperatura máxima, definiu-se 70°C

(setenta graus celsius) e, para a temperatura mínima, considerou-se 0°C (zero graus celsius).

$$V_{mpT(máx.)} = V_{mp} * \left[1 + \left(\frac{\beta v_{mp}}{100} \right) * (T_{máx.} - T_{STC}) \right] = \quad \text{Eq. (18)}$$

$$V_{mpT(máx.)} = 41,52 * \left[1 + \left(\frac{-0,350}{100} \right) * (70 - 25) \right] = 34,98 \text{ V} \quad \text{Eq. (19)}$$

$$V_{mpT(mín.)} = 41,52 * \left[1 + \left(\frac{-0,350}{100} \right) * (0 - 25) \right] = 45,15 \text{ V} \quad \text{Eq. (20)}$$

Logo, aplicando os respectivos resultados das Equações 19 e 20, nas Equações 21 e 22, temos:

$$Vi_{SPPM(mín.)} < N * V_{mpT(máx.)} \quad \text{Eq. (21)}$$

$$Vi_{SPPM(mín.)} < 14 * 34,98 \text{ V} \quad \text{Eq. (22)}$$

$$Vi_{SPPM(mín.)} < 489,7 \text{ V} \quad \text{Eq. (23)}$$

$$Vi_{SPPM(máx.)} > N * V_{mpT(mín.)} \quad \text{Eq. (24)}$$

$$Vi_{SPPM(máx.)} > 14 * 45,15 \text{ V} \quad \text{Eq. (25)}$$

$$Vi_{SPPM(máx.)} > 632,1 \text{ V} \quad \text{Eq. (26)}$$

Avaliando as respostas das equações 10, 13, 17, 23, 26, respectivamente, é possível afirmar que o inversor selecionado atende aos critérios de *FDI*, pois trabalhara com uma potência abaixo da máxima especificada pelo fabricante. Também atende ao critério de $I_{Inv}^{máx}$, visto que suporta uma corrente máxima de 13 A e, mesmo com o fator de segurança atribuído à I_{SC} , trabalhara com uma corrente menor que a máxima do inversor. Outro critério atendido está relacionado a $V_{INV}^{máx}$, pois a $V_{OC(máx)}$ da série fotovoltaica fica abaixo de $V_{INV}^{máx}$. Em relação a $Vi_{SPPM(mín.)}$ e $Vi_{SPPM(máx.)}$ pode-se afirmar que as tensões atribuídas nestas variáveis, estarão dentro da faixa de trabalho do SPPM do inversor. Outros fatores relacionados as características elétricas da instalação da edificação também foram atendidas, em relação ao inversor 10KTL3-X, como o disjuntor CA de valor menor que o disjuntor de entrada da edificação, além de ocupar pouco espaço no local de sua fixação. Detalhes técnicos como proteções CA e CC incorporadas ao dispositivo, proteção de curto-circuito CA, proteção de polaridade reversa CC e proteção AFCI (*Arc Fault Circuit Interrupter*) a qual promove a interrupção de circuito em falha por arco elétrico, são os diferenciais em termos de segurança quando comparados a outros inversores do mercado. O certificado de conformidade do inversor encontra-se em anexo neste trabalho.

2.3 DIMENSIONAMENTO DOS CABOS C.A.

Os condutores CA de saída do sistema fotovoltaico, devem atender as respectivas capacidades de condução de corrente, além de possuírem isolamento adequada em conformidade com o tipo de instalação o qual será submetido. Fatores como a temperatura de operação do cabo CA, fator de agrupamento e componentes harmônicos presumidos nos circuitos, são alguns dos itens que devem ser avaliados. Neste sentido, a Norma ABNT 5410, instalações elétricas em baixa tensão, estabelece as condições as quais devem ser atendidas, perante as condições diversas da edificação, a fim de, proporcionar a segurança adequada da instalação.

Logo, para o dimensionamento do cabo de CA foram considerados os seguintes dados, inerentes à instalação e, de acordo com as características elétricas da UV, sendo eles, listados na Tabela 3.

Tabela 3 – Dados para o dimensionamento dos condutores de CA.

Item	Dado Adotado
Método de referência	Nº 7 B1
Isolação do cabo	PVC
Temperatura de referência do ambiente	30°C
Número de condutores carregados	3
Número de circuitos na linha	3
Material do Condutor	Cobre
Construção do Condutor	Unipolar
Potência nominal CA da UV [W]	10.000
Tensão RMS de Linha [V_L]	380
Tipo de Sistema	Trifásico
Máxima Corrente CA do Inversor [A]	16,7
Distância do Medidor da Concessionária [m]	100
Queda de Tensão Admissível/Projetada [%]	1

Em uma primeira aproximação para a definição da seção de condutor apropriado, utilizou-se como referência, a tabela 36 da Norma ABNT NBR 5410 a qual possui as seções de cabos e suas respectivas correntes de condução, associadas aos seus respectivos números de condutores energizados no circuito. Neste sentido, efetuou-se a comparação dos valores de corrente eficaz (I_{RMS}) e corrente de projeto (I_B) em relação a seção de cabo selecionado. Para tanto, foram aplicadas as Equações 27 e 29, respectivamente.

$$I_{RMS} = \frac{P_{Nca}}{\sqrt{3} * V_L} = \quad \text{Eq. (27)}$$

$$I_{RMS} = \frac{10.000}{\sqrt{3} * 380} = 15,20 \text{ A} \quad \text{Eq. (28)}$$

$$I_B = \frac{\left(\frac{I_{RMS}}{F_{CA}}\right)}{F_{RT}} = \quad \text{Eq. (29)}$$

$$I_B = \frac{\left(\frac{15,20}{0,86}\right)}{1,12} = 15,78 \text{ A} \quad \text{Eq. (30)}$$

A Equação 28, estabelece um valor de corrente (I_{RMS}) o qual é comparado com os valores da tabela 36 da Norma ABNT NBR 5410. Nesta comparação, resulta na seleção de um condutor de 1,5 mm² para a corrente definida na Equação 28. No entanto, ao ser aplicada as devidas correções, relacionadas a fatores de temperatura (F_{RT}) e agrupamento de circuitos (F_{AC}), resulta no valor de corrente definido pela Equação 30. Nesta outra comparação, resulta na seleção de um condutor de 2,5 mm². Embora, matematicamente, comprovada a capacidade de condução de corrente pelo condutor de 2,5mm², é necessário avaliar se ele atende ao critério de queda de tensão máxima. Este critério é definido pela mesma norma limitado à 4%. No entanto, a critério do projetista, este valor pode ser ainda mais rigoroso. Logo, foi definido como 1% o valor limite de queda de tensão na instalação elétrica CA.

Como referência, a Equação 32, fornece o valor de queda de tensão projetada para o circuito CA em relação a tensão de fase (V_L) da instalação.

$$\Delta V_{referência} = V_L * \text{Queda de tensão (\%)} \quad \text{Eq. (31)}$$

$$\Delta V_{referência} = 380 * 0,01 = 3,8 \text{ V} \quad \text{Eq. (32)}$$

Logo, a queda de tensão projetada ($\Delta V_{referência}$) será o resultado da Equação 32. Neste sentido, a seção de condutor (S) que proporcionará a queda de tensão definida será dada pela aplicação da Equação 33, onde, (d) corresponde a distância ida e volta e (ρ) resistividade do cobre de 0,01724 $\Omega\text{mm}^2/\text{m}$ a 20°C. Como regra, conforme estabelecido pela Norma ABNT NBR 5410, o cálculo de queda de tensão do circuito deve ser em referência a corrente de projeto (I_B). resistividade de 0,01724 $\Omega\text{mm}^2/\text{m}$ a 20°C.

$$\Delta V = I_B * \frac{d * \rho}{S} \quad \text{Eq. (33)}$$

$$\Delta V_{referência} \geq \Delta V \quad \text{Eq. (34)}$$

$$\Delta V = 15,78 \text{ A} * \frac{60 \text{ m} * \frac{0,01724 \Omega \text{ mm}^2}{\text{m}}}{6 \text{ mm}^2} = 2,72 \text{ V} \quad \text{Eq. (35)}$$

Logo, conforme resultado da Equação 35, a seção de cabo a ser utilizada na instalação CA da UV, será o condutor de bitola 6 mm², unipolar 0,6/1kV, uma vez que, o condutor de seção 2,5 mm² provoca no circuito uma queda de

tensão de 6,53V. O condutor de bitola 6 mm², além de atender ao critério definido pela Equação 32, atende ao critério de condução de corrente estabelecido pela tabela 36 da Norma 5410, método de referência B1 a 3 (três) condutores carregados.

Quanto ao critério de sobrecarga, conforme Norma ABNT NBR 5410, os cabos de PVC com seção até 300 mm², suportam em sobrecarga, temperaturas de até 100°C. Para não causar danos na isolação dos condutores de CA, serão instalados disjuntores para interromper a passagem em um intervalo de tempo curto, antes que os condutores possam atingir a temperatura de sobrecarga. Da mesma forma, para a situação de curto-circuito a qual os cabos possuem também, um limitante de temperatura de operação, serão dimensionados disjuntores para a interrupção da passagem de corrente, antes que os cabos possam atingir a temperatura prejudicial. Entretanto este passo, será detalhado no item 2.3.

2.4 DIMENSIONAMENTO DOS CABOS C.C.

Da mesma forma que os condutores de CA, os condutores de CC também devem atender as respectivas capacidades de condução de corrente e possuírem isolação adequada, em conformidade com o tipo de instalação à qual serão submetidos. Para tanto, a Norma ABNT NBR 16690, padroniza pontos referentes as proteções, dispositivos de manobra aterramento e equipotencialização das instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos. Outra norma de referência é a ABNT NBR 16612, no entanto, relacionada aos requisitos mínimos de qualificação e aceitação de cabos para sistemas fotovoltaicos.

Diferente dos cabos de CA, os cabos de CC nas instalações fotovoltaicas recebem diferentes denominações. Quando a UV possui apenas uma série fotovoltaica, os cabos que efetuam a conexão os módulos fotovoltaicos até o inversor ou até a *String Box* CC são chamados de cabos da série fotovoltaica ou cabos do arranjo fotovoltaico. Por outro lado, quando uma UV possui um arranjo o qual possui mais de uma série fotovoltaica, os cabos que efetuam a conexão dos MFV até a caixa de junção CC são nomeados de cabos da série fotovoltaica. Os cabos que partem da caixa de junção até o inversor são os cabos do arranjo fotovoltaico [15]. Logo, para este projeto, serão dimensionados os cabos CC da série fotovoltaica, uma vez que, o inversor possui 2 (dois) SPPM, sendo, cada um deles, conectados a uma série fotovoltaica independente.

Para o dimensionamento dos cabos de CC da série fotovoltaica até a *string box* CC, foram considerados os seguintes dados, inerentes à instalação e, de acordo com as características elétricas da instalação fotovoltaica, como listado na Tabela 4.

Tabela 4 – Dados para o dimensionamento dos condutores de CC.

Item	Dado Adotado
Método de instalação dos cabos de CC	mp1
Isolação do cabo	XLPE
Temperatura de referência do ambiente	40°C
Potência nominal do módulo fotovoltaico [W]	450
Tensão de máxima potência do MFV [V]	41,52
Corrente de curto-circuito do MFV [A]	11,36
Número de MFV em série [unid.]	14
Número de séries fotovoltaicas [unid.]	1
Número de arranjos fotovoltaicos [unid.]	2
Potência do sistema fotovoltaico [W]	12600
Distância do cabo da série fotovoltaica [m]	60
Queda de Tensão Admissível/Projetada [%]	1

Para definir a seção de condutor apropriado da série fotovoltaica, utilizou-se como referência, a tabela C.3 da Norma ABNT NBR 16612 a qual possui as seções de cabos e suas respectivas correntes de condução, associada a temperatura ambiente de 40°C, temperatura no condutor em regime permanente de 90°C e condição de cabo instalado ao ar livre protegido do Sol, situação a que o projeto será aplicado. O ponto de partida para a definição da seção mínima de condutor é a corrente de projeto (I_b). Esta é função da corrente nominal do dispositivo de proteção contra sobrecorrente. Como teremos dispositivo de proteção no circuito de cada série fotovoltaica, a corrente a ser considerada para atendimento ao critério de seção mínima será a própria corrente nominal do dispositivo de proteção, neste caso, 20 A. Conforme tabela C.3 da Norma ABNT NBR 16612, o cabo de 1,5 mm² atende a este critério. Entretanto, é necessário avaliar se a bitola do cabo selecionado atende também ao critério de queda de tensão, definido neste projeto em 1%.

Para efetuar a análise do atendimento ao critério de queda de tensão é necessário definirmos o valor alvo. Este valor de tensão será calculado através da aplicação da Equação 36, onde o percentual é representado por ($X\%$), o número de módulos fotovoltaicos presentes na série por (N) e, a tensão da série fotovoltaica em seu ponto de máxima potência representado por (V_{mp}).

$$V_m = X\% * N * V_{mp} \quad \text{Eq. (36)}$$

$$V_m = 0,01 * 14 * 41,52 = 5,81 \text{ V} \quad \text{Eq. (37)}$$

Com o valor máximo de queda de tensão, calculado pela Equação 37, foi definido a seção de cabo apropriada, referente a máxima queda de tensão definida no circuito CC. Para tanto, a seção de cabo (S), será definida pela aplicação da Equação 38, onde L representa o comprimento do cabo do arranjo,

ida e volta, e σ , referente a condutividade do cobre a 90°C, dada por 44 m/($\Omega \cdot \text{mm}^2$).

$$S = \frac{L * I_b}{\sigma * V_m} \quad \text{Eq. (38)}$$

$$S = \frac{50 * 20}{44 * 5,81} = 3,91 \text{ mm}^2 \quad \text{Eq. (39)}$$

Logo, conforme Equação 39, a seção mínima de cabo a qual proporcionará uma queda de tensão de 5,81 V será a bitola de 3,91 mm². Entretanto, será selecionada a seção imediatamente superior, neste caso, 4 mm² a qual suporta, segundo tabela C.3 da Norma ABNT NBR 16612, a corrente de 42 A/1,8kV.

2.5 DIMENSIONAMENTO DA PROTEÇÃO

Qualquer sistema elétrico exige sistemas de proteção. Um sistema fotovoltaico não será diferente. Equipamentos como chaves de seccionamento, disjuntores, fusíveis, dispositivos de proteção contra surtos (DPS), além do sistema de aterramento, são componentes utilizados tanto para a proteção dos equipamentos quanto para a proteção das pessoas. Porém, todos os itens devem ser dimensionados e/ou selecionados de acordo com os níveis de tensão e corrente máxima permitidos em cada circuito correspondente, seja em CC ou em CA.

- Disjuntor CA

Visando a proteção do circuito CA contra danos ocasionados por curtos-circuitos e/ou sobrecargas, será instalado um disjuntor eletromecânico tripolar na saída do inversor. Este dispositivo, será alojado dentro de uma caixa de PVC com grau de proteção IP65, onde, será fixado por meio de um trilho DIN.

A proteção contra sobrecarga é exigida pela Norma ABNT NBR 5410, item 5.3.4.1, por meio de 2 condições, representadas pelas Equações 46 e 47:

$$\text{Condição 1: } I_B \leq I_n \leq I_Z \quad \text{Eq. (40)}$$

$$\text{Condição 2: } I_2 \leq I_Z \quad \text{Eq. (41)}$$

Para a condição 1, a Equação 42 deve ser satisfeita, onde, ($I_B = 15,78 \text{ A}$) representa a corrente de projeto e (I_Z) a capacidade de condução de corrente do condutor de bitola de 6 mm², após aplicação dos fatores de correção de temperatura ($F_{RT} = 1,12$) e agrupamento de circuitos ($F_{AC} = 0,86$). Esta correção, resulta na corrente ($I_Z = 34,67 \text{ A}$).

$$15,78 \text{ A} \leq I_n \leq 34,67 \text{ A} \quad \text{Eq. (42)}$$

Em relação a Equação 42, selecionou-se um disjuntor de (I_n) igual 20 A, valor comercial. No entanto, é necessário avaliar se ele atende a condição 2.

Para a condição 2, a Equação 41 deve ser satisfeita, onde, a corrente convencional de atuação para disjuntores corresponde à (I_2) e, dada pela Equação 43. Na Equação 44, efetua-se a comparação entre a corrente de atuação do disjuntor selecionado com a capacidade de condução de corrente do condutor, nas condições previstas de sua instalação.

$$I_2 = 1,45 * I_n \quad \text{Eq. (43)}$$

$$29 A \leq 34,67 A \quad \text{Eq. (44)}$$

O resultado da Equação 44, indica que o disjuntor selecionado irá atuar antes que o condutor possa atingir sua capacidade máxima de condução de corrente. Logo, o disjuntor de 20 A selecionado, atende ao item relacionado a proteção contra sobrecarga.

A proteção contra curto-circuito é outra exigência da Norma ABNT NBR 5410, item 5.3.5.5.1 e 5.3.5.5.2, as quais são as condições mandatórias. A atuação do dispositivo de proteção deve ser efetuada em um tempo suficientemente pequeno, em conformidade com os itens 4.1.3 e 4.1.4 da Norma 5410, a ponto de não ocasionar aquecimento e danos aos condutores. Isto é obtido verificando-se as 2 (duas) condições as quais estão representadas pelas Equações 51 e 52, onde, na condição 1, (I_K) corresponde a corrente eficaz de curto-circuito calculada, (I_{CU}) representa a corrente de curto-circuito encontrada nos catálogos dos fabricantes de disjuntores comerciais. Na condição 2, (I) representa a corrente de curto-circuito presumida, em ampères, valor eficaz, (K) obtido na tabela 30 da Norma 5410, (t) é a duração do curto-circuito, em segundos e, (S) representa a seção do condutor, em milímetros quadrados.

$$\text{Condição 1 (item 5.3.5.5.1): } I_K \leq I_{CU} \quad \text{Eq. (45)}$$

$$\text{Condição 2 (5.3.5.5.2): } I^2 * t \leq K^2 * S^2 \quad \text{Eq. (46)}$$

Avaliação da condição 1 (item 5.3.5.5.1): Para o disjuntor do fabricante WEG, modelo MDW-C16-3 (16 A), Norma NBR IEC 60947-2, tensão 230/400 Vca, a corrente de curto-circuito (I_{CU}) de interrupção corresponde à 5kA. Para a definição de (I_K) é necessário o conhecimento da corrente nominal (I_N) do transformador da concessionária local a qual a edificação está conectada. Para tanto, necessário aplicar a Equação 47, com base nos dados de potência aparente do transformador (VA) e tensão de linha (V_L).

$$I_N = \frac{\text{Potência Aparente}}{\sqrt{3} * V_L} \quad \text{Eq. (47)}$$

$$I_N = \frac{75 \text{ kVA}}{\sqrt{3} * 0,380 \text{ kV}} = 113,95 \text{ A} \quad \text{Eq. (48)}$$

A corrente eficaz de curto-circuito do transformador (I_K) será definida pela aplicação da Equação 49, onde, ($Z\%$) corresponde a impedância percentual que deve ser transformada para a impedância (Z_{pu}).

$$I_K = \frac{I_N}{Z_{pu}} \quad \text{Eq. (49)}$$

Conforme Norma NBR 5440 (Transformadores para redes aéreas de distribuição – Padronização), um transformador de 75 kVA possui uma ($Z\%$) de 3,5% que em (Z_{pu}), corresponde à 0,035 pu. A Equação 50, apresenta o cálculo de (I_K).

$$I_K = \frac{113,95 \text{ A}}{0,035} = 3255,71 \text{ A} \quad \text{Eq. (50)}$$

A corrente eficaz de curto-circuito calculada (I_K), Equação 50, é menor que a corrente de curto-circuito do disjuntor WEG, modelo MDW-C20-3 (20 A), que corresponde a 5 kA. Assim, o dispositivo atende a condição 1 da Norma ABNT NBR 5410, conforme Equação 45.

Avaliação da condição 2 (item 5.3.5.5.2): O objetivo desta condição é avaliar se a energia específica a qual o disjuntor deixa passar é menor que a energia específica que o condutor suporta sem sofrer danos [12]. Sendo assim, o tempo de atuação do disjuntor é primordial.

Analisando a curva C da Figura 11, percebe-se que acima de 10 vezes a I_n do disjuntor, ocorre a abertura do circuito em um tempo de 0,01 segundos. Para este tempo, a energia que o dispositivo deixa passar deve ser menor que a energia que o condutor suporta. Logo, o quadrado da corrente eficaz de curto-circuito, obtido pela Equação 50, multiplicada pelo tempo de atuação do disjuntor, corresponderá a energia que o dispositivo deixa passar a sua jusante. O quadrado do valor de $K = 115$, obtido na tabela 30 da Norma 5410, multiplicado pelo quadrado da seção do condutor (#6 mm²) definirá a energia a qual o condutor é capaz de suportar. A Equação 51 representa a avaliação do atendimento ao critério proposto.

$$3255,71^2 \text{ A} * 0,01 \text{ s} \leq 115^2 * 6^2 \quad \text{Eq. (51)}$$

$$106 \text{ Joule} \leq 476,1 \text{ Joule} \quad \text{Eq. (52)}$$

Analisando o resultado obtido, Equação 52, conclui-se que o disjuntor WEG, modelo MDW-C20-3 (20 A), atende a condição 2 (item 5.3.5.5.2) da Norma ABNT NBR 5410, uma vez que, a energia suportada pelo condutor é superior a energia que o disjuntor deixa passar antes da sua atuação.

Quanto a curva de atuação, selecionou-se um disjuntor com curva de atuação tipo C que possui, como característica, o disparo instantâneo para correntes entre 5 à 10 vezes a corrente nominal. Outro detalhe que norteou a escolha, foi o fato de que o estabelecimento possuir algumas cargas indutivas. A Figura 11, apresenta o gráfico da curva de atuação do disjuntor selecionado.

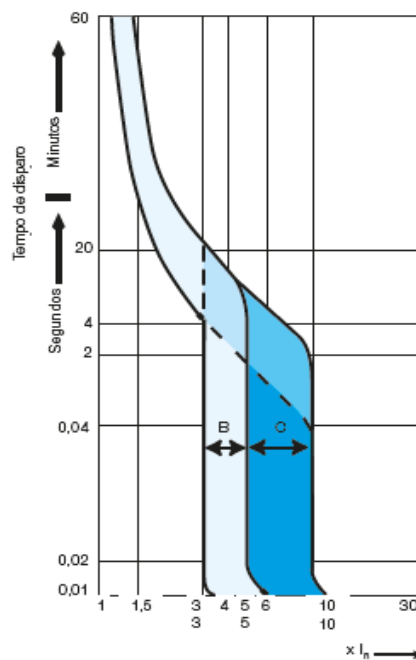


Figura 11: Curva de atuação do disjuntor WEG – MDW-C16-3 (Trifásico).

- DPS CA

Um dos meios de efetuar a proteção das pessoas e equipamentos contra as sobretensões transitórias, provenientes da linha de CA é através da instalação de dispositivos de proteção, como o DPS. Conforme Norma ABNT NBR 5410, quando a edificação estiver conectada à rede elétrica externa, seja total ou parcialmente aérea e, estar em área sujeita a mais de 25 (vinte e cinco) dias de descargas atmosféricas por ano (AQ2), considerando descargas indiretas, deverá possuir DPS. Para tanto, o DPS a ser utilizado no circuito CA deve atender à IEC 61643-11 (2021) e ser selecionado de acordo com alguns critérios. Entre alguns dos critérios que devem ser atendidos são o nível de proteção (U_p), máxima tensão de operação contínua (U_c) e, corrente de descarga nominal (I_{d_n}). Nas situações que a instalação possuir outros DPS, deve ser efetuada a coordenação entre eles.

O nível de proteção do DPS deve ser compatível com a categoria de suportabilidade a impulsos (U_w) do equipamento, indicada na tabela 31 da Norma ABNT NBR 5410. Considerando o inversor fotovoltaico como um equipamento de categoria I e, conectado a um sistema trifásico 220/380, o U_p do DPS não deve ser superior a 1,5kV. A tensão máxima de operação contínua do DPS deve ser em função do esquema de aterramento da edificação, conforme tabela 49 da Norma ABNT NBR 5410. Situações que o DPS é instalado para proteção contra sobretensões indiretas a I_{d_n} não deve ser menor que 5kA (8/20 μ s), ou seja, ($I_{d_n} \geq 5kA$).

Os DPS deste projeto, serão instalados na parte externa ao inversor devido a facilidade de acesso nas ações de substituição dos dispositivos danificados. Inversores, na sua grande maioria, já possuem integrado ao circuito CA interno DPS, caso do inversor deste projeto (MOD 10KTL3-X). Porém, o acesso aos DPS interno do inversor exige, por parte do fabricante, profissional autorizado especializado pela empresa, ao passo que, o DPS externo, não possui este nível de exigência [18]. Em virtude disto, adotou-se neste projeto, o uso do DPS externo, instalado dentro de uma caixa de PVC, antichama, grau de proteção IP65 (quadro CA Box) em conjunto com outros dispositivos pertencentes ao circuito CA. A Tabela 5, apresenta alguns dados obtidos junto ao fabricante do inversor referente ao DPS CA interno.

Tabela 5 – Dados do DPS CA inversor MOD 10KTL3-X

Item	Valor
Máxima tensão de operação contínua [U_c]	385 V
Corrente de descarga nominal @ 8/20 μ s [I_{d_n}]	10kA
Máxima corrente de descarga @ 8/20 μ s [$I_{máx.}$]	20kA
Nível de Proteção 10kA, @ 8/20 μ s [U_p]	1,5kV
Tensão de Partida [V]	620V \pm 10%

Com base nas informações do fabricante, selecionou-se o modelo de DPS adequado para ser aplicado. O modelo de DPS será o Clamper monopolar para aplicações CA em área sem SPDA, tecnologia de varistor de óxido metálico (MOV), (classe II), modelo 275V/20kA, com tensão máxima de operação contínua (U_c) de 275V, corrente de descarga nominal (I_{d_n} @ 8/20 μ s) de 10kA e, nível de proteção (U_p) de 1,2kV. Serão utilizados 4 (quatro) DPS, sendo, 3 (três) conectados entre as fases e proteção (PE) e, 1 (um) conectado entre neutro e proteção. A Figura 12, demonstra a configuração da ligação dos dispositivos de proteção a serem instalados no quadro CA Box.

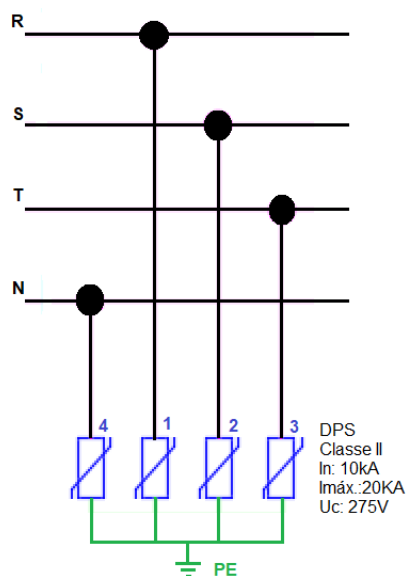
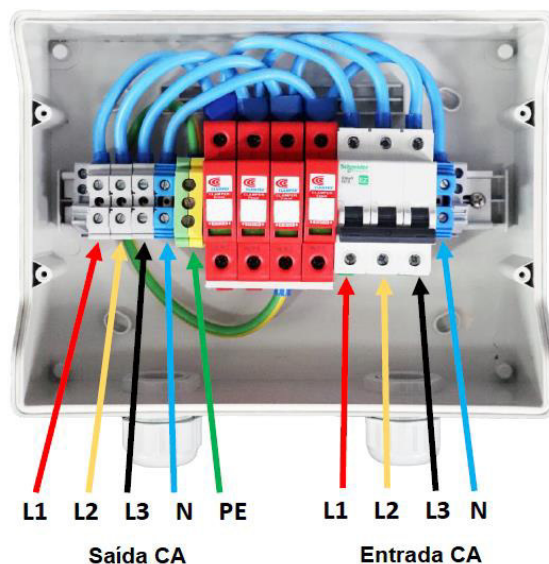


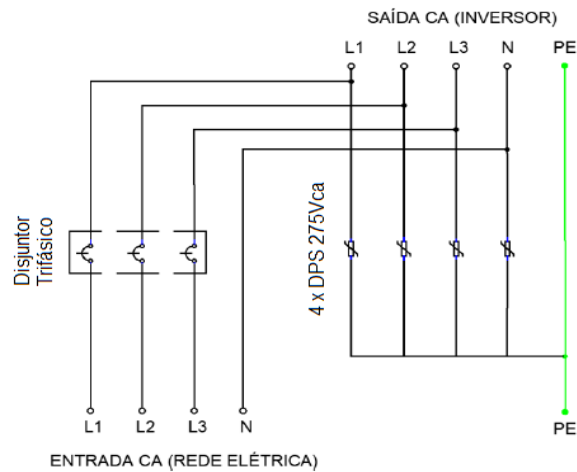
Figura 12: Esquema de montagem elétrica dos DPS no quadro CA BOX.

- Configuração Final Quadro de Proteção CA

AS Figuras 13(a) e 13(b), demonstram, respectivamente, a montagem final do quadro CA *box* e as proteções elétricas implementadas. Internamente, será instalado um barramento de cobre como forma de criar um ponto de equipotencialização local (BEL).



(a)



(b)

Figura 13: CA Box, adaptada da referência [23]. (a) Esquema de montagem elétrica dos DPS no quadro CA BOX. (b) Circuito das proteções do quadro CA BOX.

- Fusível CC

O componente capaz de proporcionar a proteção da série fotovoltaica do fluxo de corrente reversa e/ou sobrecorrente é o fusível. Em SFV o tipo recomendado de fusível a ser utilizado é o gPV, Norma IEC 60269-6 [13]. O fusível gPV deve ser dimensionado em conformidade com a Norma ABNT NBR 16690 e, deve ser aplicado tanto no condutor positivo quanto no negativo do circuito CC.

O dimensionamento da proteção CC foi executado em conformidade com o item 5.3.11.1 da Norma ABNT NBR 16690, atendendo as 2 condições mandatórias, conforme Equação 53 e 54.

$$\text{Condição 1: } 1,5 * I_{SC\ MOD} < I_{n\ fusível} < 2,4 * I_{SC\ MOD} \quad \text{Eq. (53)}$$

$$\text{Condição 2: } I_{n\ fusível} \leq I_{MOD\ MÁX.O CPR} \quad \text{Eq. (54)}$$

Para as equações acima, ($I_{SC\ MOD}$) corresponde a corrente de curto-circuito do MFV, ($I_{n\ fusível}$) corresponde a corrente do dispositivo gPV e, ($I_{MOD\ MÁX.O CPR}$) o valor máximo de proteção contra sobrecorrente do MFV. Assim, o valor de ($I_{n\ fusível}$) será o resultado da Equação 55, referente ao condição 1.

$$1,5 * 11,36\ A = 17,04\ A < I_{n\ fusível} < 2,4 * 11,36 = 27,26\ A \quad \text{Eq. (55)}$$

Sendo assim, a corrente de 20 A para ($I_{n\ fusível}$), atenderá de forma satisfatória este critério. Além disto, atenderá a classificação máxima do fusível da série, conforme Tabela 1 do MFV. Com isto, atenderá também a condição 2, sendo, o valor de 20 A igual a $I_{MOD\ MÁX.O CPR}$.

Logo, 4 (quatro) fusíveis gPV, modelo A832200710-PV 10X38 20 A/1100VDC do fabricante Proauto, serão instalados em seus respectivos portas fusível, o qual atende ao item 6.3.4.2 da Norma ABNT NBR 16690. A porta fusível, ejetável, será também do fabricante Proauto, modelo 10x38x1010V, a ser fixado em trilho DIN. Este conjunto de itens serão alojados dentro de uma caixa de PVC, antichama, grau de proteção IP65 (*string box* CC) e conectados a seus respectivos circuitos positivo e negativo. A Figura 14(a) e 14(b), ilustra o fusível gPV e seu porta fusível.



Figura 14: (a) Fusível cilíndrico gPV Proauto. (b) Porta fusível Proauto.

- Chave Seccionadora CC

Com o objetivo de efetuar a interrupção do circuito CC, são instalados dispositivos de seccionamento. Este dispositivo possibilita, quando manobrado da posição *On* para *Off*, a execução das ações de manutenção e inspeção no SFV de forma segura, além de permitir o desligamento do circuito CC em uma emergência. Tal dispositivo deve atender ao item 6.3.7.2 da Norma ABNT NBR 16690. Seguindo a recomendação do item citado, a corrente do seccionador possuirá corrente nominal superior a corrente do dispositivo de proteção de sobrecorrente.

Com isso, selecionou-se a seccionadora do fabricante Proauto, modelo PED100R-DB32-4T-CHAVE SECC 4P 1MPPT 32 A 1000VDC, a qual será ligada a cada uma das séries fotovoltaicas da UV. Desta forma, o sistema possuirá independência de desligamento entre os circuitos de CC da série fotovoltaica correspondente. O modelo selecionado, além de possuir corrente superior à do dispositivo gPV, também possui suportabilidade a $V_{OC(máx.)}$ da série fotovoltaica do projeto (753,2 V).

A chave seccionadora será alojada dentro de uma caixa de PVC, antichama, grau de proteção IP65 (*string box* CC) em conjunto com outros dispositivos pertencentes ao circuito CC. Uma ilustração da chave e a forma a qual será ligada a cada uma das séries fotovoltaicas são demonstradas, respectivamente, nas Figuras 15(a) e 15(b).



Figura 15: (a) Ilustração da chave seccionadora Proauto. (b) Ilustração da forma de ligação da chave seccionadora a cada uma das MPPTs do inversor.

- DPS CC

O circuito CC do sistema fotovoltaico deve ser protegido contra eventuais surtos de tensão, proveniente de descargas atmosféricas ou decorrentes de dispositivos de manobra. Em virtude da necessidade de mitigar estes riscos, são instalados dispositivos de proteção contra surtos (DPS). Segundo a Norma ABNT NBR 16690, item 6.3.5, tais dispositivos, devem estar em conformidade com as Normas EN 50539-11 ou IEC 61643-31, além de serem projetados para uso em específico em circuitos CC de SFV.

Muitos inversores no mercado, como o inversor adotado neste projeto, já possuem o DPS incorporado internamente ao circuito CC, conforme Tabela 6. No entanto, o acesso ao DPS interno ao equipamento, exige a abertura do inversor por profissional autorizado pela empresa, ao passo que, o DPS externo, não possui este nível de exigência, podendo ser substituído facilmente por profissionais técnicos habilitado na área elétrica em geral.

Além disto, o DPS externo, oferece uma barreira extra contra os surtos, assim, proporcionando maior proteção a UCP [18]. Em virtude disto, adotou-se neste projeto, o uso do DPS externo, instalado dentro de uma caixa de PVC, antichama, grau de proteção IP65 (*string box* CC) em conjunto com outros dispositivos pertencentes ao circuito CC. Evidentemente, cada dispositivo de proteção (DPS) instalado em sua respectiva *string box* CC referente a sua série fotovoltaica.

O DPS destinado a proteção do circuito CC, deve, segundo a Norma ABNT NBR 16690, possuir mecanismo que efetue a sua desconexão automática do circuito CC fotovoltaico quando, submetido a surtos acima da sua capacidade (final da vida útil). Desta forma, elimina o risco de incêndio do dispositivo de proteção. Sendo assim, foi adotado neste projeto o DPS do fabricante Clamper que além de fácil aquisição comercial e excelente aceitação junto ao mercado fotovoltaico, atende as recomendações da Norma ABNT NBR 16690.

Tabela 6 – Dados do DPS CC inversor MOD 10KTL3-X

Item	Valor
Máxima tensão de operação contínua [U_{CPV}]	670 V
Corrente de descarga nominal @ 8/20 μ s [I_{d_n}]	10kA
Máxima corrente de descarga @ 8/20 μ s [$I_{máx}$]	20kA
Nível de Proteção 10kA, @ 8/20 μ s [U_p]	1,8kV
Tensão de Partida [V]	820V \pm 10%

O modelo a ser aplicado será o DPS Clamper para aplicações fotovoltaicas em área sem SPDA, tecnologia de varistor de óxido metálico, modelo 600/40kA classe II, com tensão máxima de operação contínua (U_{CPV}) de 600V, corrente de descarga nominal (I_{d_n} @ 8/20 μ s) de 10 kA, corrente de descarga máxima ($I_{máx}$ @ 8/20 μ s) de 20 kA e, nível de proteção (U_p) de 1,2kV, montados em conexão tipo estrela (sistema com dois polos não aterrados). Na configuração estrela, segundo o fabricante, os DPS 1, DPS 2 e DPS 3 devem ser iguais em tensão nominal. Os DPS 1 e DPS 2, somados as suas tensões nominais, devem ser superiores a máxima tensão de circuito aberto ($V_{OC(máx.)}$) da série fotovoltaica, sendo, o mesmo critério para os DPS 1 e DPS 3 e, DPS 2 e DPS 3. A Figura 16, ilustra a montagem do DPS na configuração estrela.

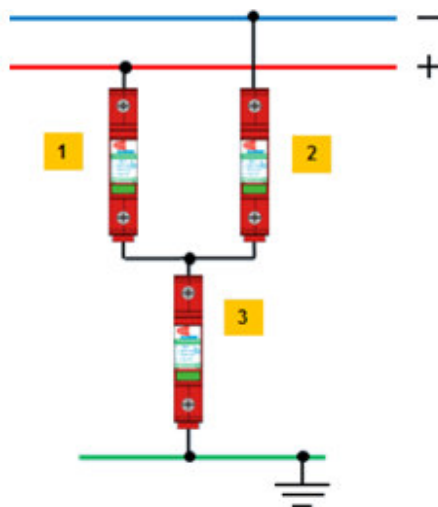


Figura 16: Montagem em estrela dos DPS conforme referência [20].

- Configuração Final *String Box* CC

AS Figuras 17 (a) e 17 (b), demonstram, respectivamente, a montagem final de cada *string box* CC e a configuração do circuito elétrico implementado. Cada série fotovoltaica possuirá uma *string box* CC. O terminal positivo e negativo de cada série será conectado na entrada de cada porta fusível, ao passo que, a saída da seccionadora será conectada a entrada MPPT do inversor fotovoltaico.

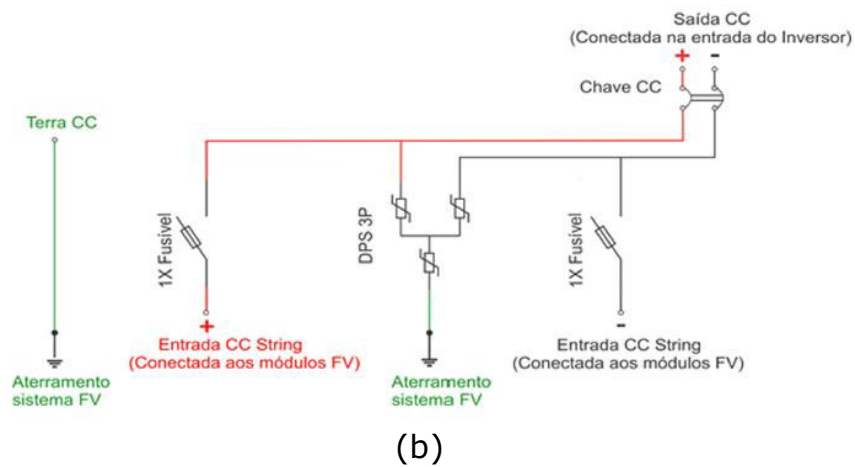
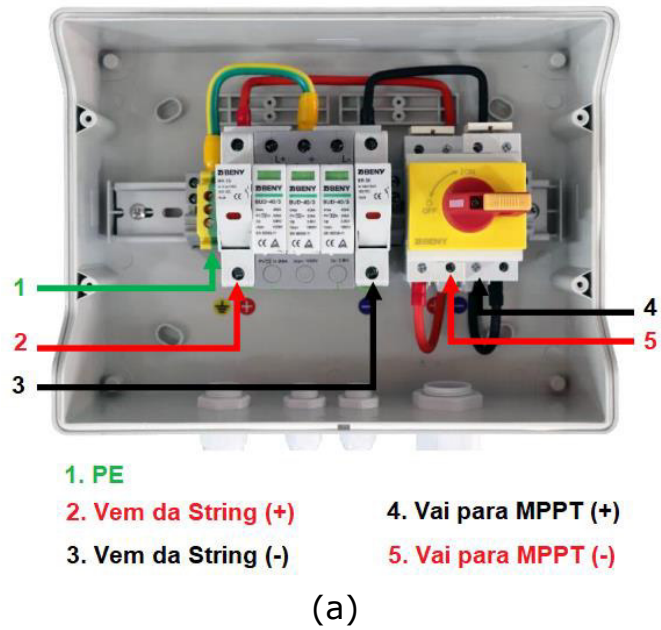


Figura 17: String Box CC, adaptado da referência [22]. (a) Ilustração da montagem da String box CC. (b) Ilustração da configuração do circuito da String box CC.

2.6 ATERRAMENTO

Conforme definido pela Norma ABNT NBR 5410, as edificações devem possuir sistema de aterramento a qual denomina de “eletrodo de aterramento” (ET). Além disto, o sistema de aterramento deve ser confiável de modo a atender a todos os requisitos de segurança das pessoas, seja eficaz na drenagem dos distúrbios elétricos e na redução de riscos de choque elétrico. Na infraestrutura de aterramento, segundo a Norma 5410, são admitidas algumas opções deste sistema como o uso das próprias armaduras do concreto das fundações da edificação, utilização de fitas, barras ou cabos metálicos, imersos no concreto das fundações, uso de anel metálico enterrado no entorno da edificação, entre

outras opções. No entanto, quando a edificação já existe e, não possibilita alterações ou acesso aos elementos estruturais da edificação, a Norma ABNT NBR 5410, possibilita o emprego de alternativas como a utilização de eletrodos de maior simplicidade como hastes e trechos de cabo enterrados [24].

A grande maioria das companhias de energia elétrica efetuam, no seu quadro de medição, a ligação do sistema elétrico no esquema TN-C. Neste caso, as funções de neutro e proteção são combinadas em um único condutor (PEN) o qual percorre os eletrodutos da instalação até o quadro geral de baixa tensão (QGBT). No entanto, no sistema elétrico da edificação, a partir deste quadro, migra do esquema TN-C para TN-S, configurando ao final um sistema TN-C-S. No QGBT, interno ao empreendimento, deve ser efetuada a equipotencialização principal. Este ponto, deve reunir o aterramento da edificação, os condutores de proteção (PE) e, a conexão ao barramento de neutro (N). Sendo necessária a adição de hastes de aterramento, caso deste projeto, elas devem ser ligadas ao barramento de equipotencialização principal (BEP), localizado dentro do QGBT.

O aterramento do SFV será composto por hastes verticais (eletrodos) do tipo *copperweld*, enterradas no solo e dispostas na configuração alinhada (no mesmo plano), interligadas por meio de um condutor isolado. O local da instalação do aterramento possui uma resistividade aparente do solo (ρ_a) de $300\Omega\text{m}$, considerando um solo argiloso. Neste local, será efetuado o cravamento das hastes verticais, a uma profundidade (L_h) de 3m. O eletrodo a ser empregado será em aço e revestido com cobre por eletrodeposição ($250\mu\text{m}$). A haste possui seção circular e um comprimento de 3,5m e diâmetro (D_h) de $3/4''$ (19,05mm). A Figura 18, apresenta o esquema do aterramento a ser aplicado neste projeto.

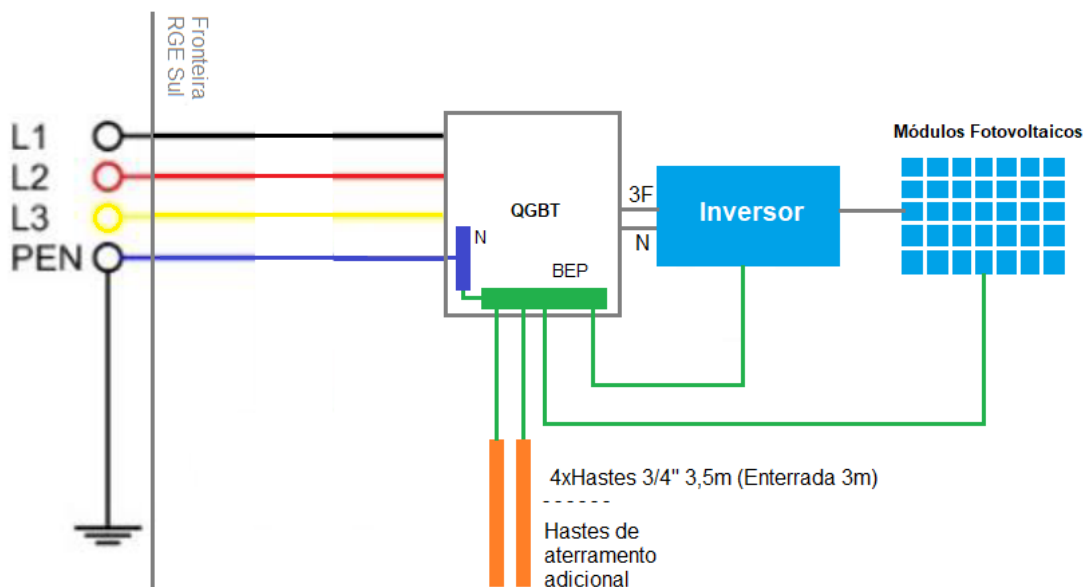


Figura 18: Configuração do aterramento a ser implementado.

Conforme Figura 18, serão empregadas 4 (quatro) hastes, espaçadas uma das outras em 3 (três) metros. Busca-se com esta quantidade a menor resistência de aterramento possível, visto a questão econômica e de espaçamento local. Segundo a tabela referência de hastes paralelas será possível, com esta quantidade de eletrodos, atingir uma resistência de aterramento de aproximadamente $33,3\Omega$ [25].

A seção dos condutores de aterramento deve ser dimensionada de acordo com o item 6.4.3.1, da Norma ABNT NBR 5410. Com o emprego da Equação 56, é encontrado o valor de sua seção mínima, onde, (S) corresponde a seção do condutor, dada em milímetros quadrados, (I) é o valor eficaz, em ampères, da corrente de falta presumida, (t) o tempo de atuação do dispositivo de proteção responsável pelo seccionamento automático, dado em segundos e (k) fator que depende das características técnicas do condutor.

$$S = \frac{\sqrt{i^2 t}}{k} = \frac{\sqrt{3255,71^2 * 0,01}}{143} = 2,88 \text{ mm}^2 \quad \text{Eq. (56)}$$

Considerando a corrente de falta presumida de 3255,71 A, tempo de atuação do disjuntor em 0,01s e, fator k correspondente ao cabo de cobre com isolamento em PVC (143), valor disponível na tabela 53 da Norma ABNT NBR 5410, a seção mínima que poderá ser empregada corresponde à 2,88 mm². Entretanto, como este condutor possui seção inferior ao condutor de fase, dimensionado anteriormente, subcapítulo 2.1 deste projeto, optou-se por aplicar a seção mínima do condutor relacionado a tabela 58 da Norma ABNT NBR 5410. Desta forma, como a seção do condutor de fase (S) é de 6 mm² a seção mínima do cabo de aterramento passa a ser a própria seção do condutor de fase. Desta forma, a bitola do condutor a ser empregado no sistema de aterramento será de 6 mm². O condutor de aterramento, além de isolado, passará por dentro de eletroduto de PVC corrugado. Estas duas condições proporcionarão ao cabo, proteção adicional contra a corrosão e danos mecânicos.

Quanto ao condutor de proteção (PE), possuirá bitola igual ao condutor de aterramento, uma vez que foi efetuado seu dimensionamento seguindo a mesma metodologia de cálculo do aterramento. Logo, o condutor (PE), possuirá seção de 6 mm². Ambos os condutores serão conectados ao BEP, o qual ficará localizado dentro do QGBT da edificação. Módulos fotovoltaicos e inversor também serão conectados ao BEP principal, assim, possibilitando a equipotencialização de todos os elementos elétricos do SFV.

2.7 ESTRUTURA DE FIXAÇÃO

A estrutura de fixação, tratada neste projeto, tem por objetivo, assegurar a sustentação e fixação dos módulos fotovoltaicos. Possuem inúmeras configurações, pois, dependem muito da disponibilidade de espaço físico para a sua implementação, quantidade de MFV, além do tipo de telhado que a edificação possui. Além disto, existem casos em que a edificação não possibilita a sua implementação, devido a uma configuração de telhado impraticável e/ou sua capacidade de suportar uma carga adicional ineficiente. Fatores como a carga dinâmica dos ventos e região propícia a corrosão, também devem ser avaliados durante o projeto e/ou implementação da estrutura de fixação dos MFV.

Neste projeto, considerando estes fatores, optou-se pela implementação de uma estrutura metálica a ser construída no entorno do mercado, mas abrangendo toda a parte superior da edificação, visto as condições não apropriadas do telhado, apontadas na análise preliminar (ver Figura 7). A estrutura, será construída em aço, tendo sua base fixada por meio de parafusos chumbadores na base de concreto da edificação. Busca-se com esta estrutura uma suportabilidade a ventos de até 120km/h, além de ter capacidade de sustentar uma carga de aproximadamente 700 kg em MFV. Uma das vantagens desta implementação de estrutura no projeto é a possibilidade da utilização de toda a parte superior da edificação de forma segura, posicionar os MFV de forma a não possuir sombreamento, ajuste do ângulo de inclinação para um valor mais próximo da latitude local, além de manter o desvio azimutal nas condições iniciais do projeto. Como desvantagem, acrescenta custo adicional ao projeto devido ao material envolvido e pessoal especializado no desenvolvimento do projeto e montagem local. A Figura 19, demonstra o tipo de estrutura de fixação que será implementada neste projeto.



Figura 19: Tipo de estrutura de fixação de módulos fotovoltaicos a ser implementada no projeto.

3- Análise de Viabilidade Econômica

O objetivo deste capítulo é verificar a viabilidade econômica da implantação da usina fotovoltaica na UC. Esta edificação, devido as particularidades apontadas no capítulo 1 deste projeto, implicarão em custos adicionais os quais, evidentemente, devem ser somados com a aquisição dos itens chaves da UV, como módulos fotovoltaicos e inversor. Sendo assim, esta análise trata da metodologia adotada para classificar a viabilidade econômica do projeto, de forma a nortear a tomada de decisão do investidor, frente ao investimento a ser realizado.

3.1 PERCENTUAL DE REDUÇÃO DO CONSUMO

A partir das informações prévias, efetuadas no subcapítulo 1.1 deste projeto, foi possível estimar o percentual de redução de consumo da UC quando instalado o sistema fotovoltaico. Este percentual, foi obtido com base no equacionamento abaixo:

$$\frac{1.440,75 \text{ kWh}}{\text{mês}} \times 12 \text{ meses} = \text{Consumo de } \frac{17.289 \text{ kWh}}{\text{ano}} \quad \text{Eq. (57)}$$

$$\frac{17.289 \text{ kWh}}{\text{ano}} \times \text{R\$ } 0,986 = \text{Valor de } \frac{\text{R\$ } 17.046,95}{\text{ano}} \quad \text{Eq. (58)}$$

$$\frac{\text{R\$ } 48,72}{\text{mês}} \times 12 \text{ meses} = \text{Outros Serviços } \frac{\text{R\$ } 584,64}{\text{ano}} \quad \text{Eq. (59)}$$

$$\frac{100 \text{ kWh}}{\text{mês}} \times 12 \text{ meses} = \frac{1.200 \text{ kWh}}{\text{ano}} \quad \text{Eq. (60)}$$

$$\frac{1.200 \text{ kWh}}{\text{ano}} \times \text{R\$ } 0,986 = \frac{\text{R\$ } 1.183,20}{\text{ano}} \quad \text{Eq. (61)}$$

$$\frac{\text{Custo mínimo}}{\text{Valor da conta}} = \frac{\text{R\$ } 1.183,20 + \text{R\$ } 584,64}{\text{R\$ } 17.046,95 + \text{R\$ } 584,64} \times 100 = 10\% \quad \text{Eq.(62)}$$

A Equação 57, demonstra o consumo anual de energia da UC, enquanto a Equação 58, apresenta o custo anual de energia que a edificação possui.

As equações 59 e 61, demonstram os custos fixos anuais da UC, sendo, o resultado da Equação 61, definido pelo acumulado de 12 meses do kWh, referente a disponibilidade mínima, apurado pela Equação 60. Na equação 62, é possível avaliar o quanto o custo fixo impacta da conta de energia do estabelecimento ao passo que o percentual restante poderá ser abatido pela geração própria de energia. Logo, estima-se que esta UC trifásica conseguirá reduzir os custos com energia elétrica a um percentual de 90%, considerando que ainda será mantido o pagamento de 100 kWh pelo custo de disponibilidade, acrescido da tarifa de outros serviços como (iluminação pública e outros). Sendo assim, estes custos somados, desprezando os possíveis aumentos no futuro, ainda estarão contribuindo para um conta de energia de aproximadamente R\$ 147,32 mensais ou R\$ 1.767,84 anual.

3.2 ANÁLISE DE DESPESAS: MANUTENÇÃO, LIMPEZA, CONCESSIONÁRIA, TROCA DE EQUIPAMENTOS

A avaliação econômica de um empreendimento de geração de energia própria, como a solar fotovoltaica, não fica resumida somente na instalação da UV. A limpeza do sistema, a manutenção e a substituição de itens danificados, como o próprio inversor, também devem ser consideradas no estudo de viabilidade.

A periodicidade de limpeza, por exemplo, depende das condições do entorno o qual a UV está inserida. Módulos fotovoltaicos muito próximo de estradas de terra, podem tornar a limpeza mais frequente, podendo ocorrer em uma periodicidade de 3 (três) a 5 (cinco) vezes ao ano. Quando a UV estiver no alto de uma edificação, onde, seu entorno é cercado por estradas pavimentadas, a limpeza poderá ocorrer em uma periodicidade menor, podendo ocorrer entre 2 (duas) a 3 (três) vezes ao ano. Quanto ao inversor, boa parte dos fabricantes fornecem garantia mínima de 5 anos nos seus equipamentos, evidentemente, desde que instalados de acordo com as suas recomendações técnicas. Isto, significa que danos no equipamento fora deste período não são cobertos pela garantia do fabricante. Neste sentido, o custo de aquisição de um novo equipamento é por conta do investidor e deve ser previsto na análise econômica como um provável custo extra [15].

Serviços de limpeza e manutenção, como os citadas acima, além da inspeção periódica da UV por câmeras termográficas e traçadores de curva dos MFV, podem estar presentes no contrato firmado entre o investidor e a empresa prestadora de serviços de instalação fotovoltaica. É uma tática interessante sob o ponto de vista de comodidade para o contratante, uma vez que não terá a preocupação contínua com estes itens, pois estarão previstos em contrato ao longo da vida útil da UV, além de ser uma maneira de fidelizar este cliente. Por outro lado, esta comodidade impacta em custos adicionais ao projeto, logo, deve estar inserida na análise de viabilidade.

Considerando estes aspectos e, acrescentando os custos fixos detalhados neste subcapítulo, (desprezando inicialmente a questão da troca do inversor), os seguintes custos foram detalhados na Tabela 7 para um período de 10 (dez) anos, sendo, a primeira linha da coluna o ano zero. Para esta análise, considerou-se uma correção de 6,22%, correspondente a média histórica dos últimos 10 (dez) anos do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) [26]. Para a correção da tarifa de energia que impactará no pagamento mínimo (100kWh), considerou-se uma estimativa de aumento anual de 7,2%, correspondente à média do Índice de Reajuste Tarifário (IRT) de 2019 a 2022 [27].

Tabela 7 – Análise de custos fixos da UC por ano.

(1)	(2)	(3)	(4)
R\$/kWh	Iluminação Pública (R\$)	Pagamento Mínimo (R\$)	Manutenção (R\$)
0,986	584,6	1.183	2.400
1,057	626,7	1.268	2.549
1,133	671,9	1.359	2.708
1,214	720,2	1.457	2.876
1,302	772,1	1.562	3.055
1,396	827,7	1.675	3.245
1,496	887,3	1.795	3.447
1,604	951,2	1.925	3.661
1,719	1.019,6	2.185	3.889
1,843	1.093,1	2.761	4.131
1,976	1.171,8	3.404	4.388

Para os serviços de limpeza, inspeção e manutenção, contrato firmado entre o investidor e empresa de serviços fotovoltaicos, foram considerados 2 (duas) manutenções por ano, conforme valores apontados na coluna 4 (quatro) da Tabela 7. Em última análise, a Tabela 7, representa, de forma geral, as despesas que estão envolvidas no empreendimento a ser realizado.

3.3 FLUXO DE CAIXA

O fluxo de caixa, representa as entradas e saídas de dinheiro de um determinado empreendimento. Na elaboração de um fluxo de caixa são considerados as receitas, despesas e custos envolvidos. O que representa a realidade em termos financeiros para uma análise de investimento é a análise por meio do fluxo de caixa descontado [29].

O fluxo de caixa descontado considera o valor do dinheiro ao longo de um determinado tempo, tendo como referência, uma dada taxa de desvalorização monetária por um tempo pré-estabelecido [29].

Para a elaboração do fluxo de caixa, realizou-se, inicialmente, o orçamento de todos os itens que irão compor o projeto em questão, entre eles, a aquisição de módulos fotovoltaicos, inversores, estrutura de sustentação dos MFV e demais itens de elétrica. A Tabela 8, apresenta cada item que compõe o projeto, assim como, o seu custo junto ao mercado. Os preços dos itens da tabela, foram apurados junto a *sites* de empresas especializadas do setor de energia.

Tabela 8 – Orçamento dos itens do projeto.

Qt.	Descrição do item	Valor Total (R\$)
24	Módulos Fotovoltaicos JA Solar 450W	29.496,00
1	Inversor Growatt 10kTL3-x	10.639,00
1	Estrutura Metálica	11.445,014
200 m	Condutores CC #4mm ²	1.458,00
2	Chave Seccionadora CC Proauto	306,94
6	DPS CC Clamper	899,40
4	Porta Fusível Proauto	119,04
4	Fusíveis CC Proauto	43,20
3	Caixa de PVC IP65	474,30
1	Disjuntor Trifásico CA WEG 20 A	56,69
100 m	Condutores CA #6mm ²	679,00
100 m	Condutores de Aterramento #6mm ²	679,00
100 m	Condutores de Proteção (PE) #6mm ²	679,00
4	Hastes de Aterramento	311,60
15 m	Eletroduto em PVC	216,30
4	DPS CA Clamper 275/20kA	167,60
1	Mão de Obra	10.000,00
1	Miscelânea	1.000,00
Total (R\$)		68.670,08

Para este projeto foi considerado para a mão-de-obra o valor de R\$ 1,00 (Um Real) por Watt, em relação a potência do inversor fotovoltaico. Quanto ao custo da estrutura dos MFV a ser projetada e montada no local, foi estimada em 20% do total do projeto (20% de R\$ 57.225,07). A Tabela 7 (colunas 2, 3 e 4) e Tabela 8, apontam os custos envolvidos no projeto.

O segundo passo a ser analisado, antes da elaboração do fluxo de caixa, são as receitas. É através dela que será possível avaliar o equilíbrio financeiro do empreendimento.

No entanto, a receita financeira a ser considerada neste projeto é dependente da geração de energia proporcionada pela UV. A Tabela 9 apresenta a produção anual de energia da UV, o consumo estimado, neste caso, considerado constante e, uma estimativa dos impactos no decorrer dos anos devido a perda de eficiência dos módulos fotovoltaicos. Esta perda, nesta análise, foi

estimada em 0,8%. Este percentual, representa uma degradação de rendimento anual linear durante 25 anos [1].

Tabela 9 – Avaliação das receitas do empreendimento.

(1)	(2)	(3)	(4)
Produção (kWh)	Consumo (kWh)	Energia Faltante (kWh)	Saldo Energia 5 anos (kWh)
17.899	17.289	0	610
17.657	17.289	0	978
17.417	17.289	0	1.107
17.179	17.289	110	997
16.943	17.289	346	651
16.709	17.289	580	621
16.477	17.289	812	0
16.246	17.289	1.043	0
16.018	17.289	1.271	0
15.791	17.289	1.498	0
15.566	17.289	1.723	0

A coluna 1 da tabela, iniciada no ano zero, representa a produção de energia da UV que a cada ano, perde eficiência de geração devido a degradação dos MFV. Com isto, estima-se que a partir do 3º ano (coluna 3) a geração de energia do sistema fotovoltaico não suprirá totalmente o consumo projetado da edificação. No entanto, nos primeiros 5 anos de geração de energia da UV, com base no consumo da UC (coluna 2), ocorrerão créditos de energia (coluna 4) que poderão ser compensados na conta junto a concessionária local, minimizando este impacto nos primeiros 5 (cinco) anos. Logo, a partir deste ponto, estima-se que a UC não mais abaterá na sua conta de energia elétrica toda a energia produzida, pois, os MFV já estarão mais degradados e não existirá mais créditos a serem compensados. Outro detalhe considerado na perda de produção (coluna 1), foram as duas paradas para manutenção previstas em cada ano. Com estas duas paradas estimam-se que representará uma perda de 98,61 kWh/ano.

A Tabela 10, exhibe as receitas que serão geradas em decorrência da produção de energia proporcionada pela UV em termos financeiros (coluna 2). Nesta tabela, também constam os somatórios das despesas (coluna 3), apontadas individualmente na Tabela 7 (colunas 2, 3 e 4) que representam os custos fixos

decorrentes dos serviços de iluminação pública, taxa mínima de consumo da UC por parte da concessionária RGE Sul e, as manutenções previstas por ano, respectivamente.

Tabela 10 – Resumo financeiro, receitas e custos por ano.

(1) Ano	(2) Receita (R\$)	(3) Despesas (R\$)
0	17.044	4.167,6
1	18.271	4.444,2
2	19.586	4.739,2
3	20.997	5.053,8
4	22.508	5.389,5
5	24.129	5.747,6
6	24.651	6.129,7
7	27.729	6.537,2
8	29.725	7.094,3
9	29.105	7.984,9
10	30.756	8.963,8

As despesas geradas, ao ano, possuem impacto médio de 24,8% sobre a receita durante o período analisado. Este percentual de despesa, representa uma parcela considerável da receita e deve ser avaliada a viabilidade do projeto considerando estes e a desvalorização da moeda ao longo do tempo.

3.4 ANÁLISE DA VIABILIDADE

Um empreendimento de energia solar fotovoltaica, como qualquer projeto, exige uma alocação de recursos financeiros, tendo, como objetivo, dividendos ao longo dos anos. Logo, trata-se de um investimento financeiro e deve ser avaliado sob a ótica de uma aplicação financeira que possa trazer ao investidor o retorno mínimo esperado. Para tanto, existem metodologias as quais podem ser efetuadas para esta avaliação. Uma avaliação por Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Mínima de Atratividade (TMA), Taxa Interna de Retorno (TIR) e Tempo de Retorno do Investimento, amplamente conhecido como (*payback* e/ou descontado) são algumas das metodologias frequentemente empregadas para avaliar a viabilidade de um projeto [29].

Para iniciar a análise de viabilidade, alguns parâmetros foram estabelecidos. A Tabela 11, apresenta as taxas percentuais que foram utilizadas para a avaliação de viabilidade econômica deste projeto.

Tabela 11 – Taxas consideradas no projeto.

Taxas	% a.a.
Taxa de reajuste do preço da energia	7,2
Taxa de reajuste dos valores monetários	6,22
Taxa de diminuição de eficiência dos módulos	0,8
Taxa Mínima de Atratividade – TMA*	13

*Percentual da taxa básica de juros da economia (SELIC), maio de 2022 [28]

A taxa anual referente a reajuste de preços da energia elétrica, aplicada pela concessionária RGE Sul, foi estimativa em 7,2%. Quanto a taxa anual de reajuste dos valores monetários, considerou-se 6,22%. Ambas foram detalhadas no subitem 3.2 deste projeto. A taxa de redução de eficiência dos MFV estimou-se em 0,8%, detalhada no subitem 3.3 deste trabalho. Quanto a taxa mínima que o investidor espera obter com este investimento (TMA), estimou-se, como atratividade, o percentual remunerado pelo tesouro direto o qual é corrigido pela taxa básica de juros, a SELIC (Sistema Especial de Liquidação e Custódia). Para ela, projetou-se um percentual de 13%. Um detalhe extra inserido nesta avaliação, foi a provável troca do inversor. Para tanto, estima-se sua troca em 10 (dez) anos de utilização, sendo este custo, adicionado na análise de viabilidade. A Tabela 12, apresenta os dados consolidados das Tabelas 7, 9, e 10, em termos de fluxo de caixa em um cenário de 10 anos, referenciado pelas taxas da Tabela 11.

Tabela 12 – Fluxo de caixa de avaliação de viabilidade econômica.

(1) Ano	(2) Fluxo de Caixa Simples (R\$)	(3) Saldo Acumulado (R\$)	(4) Fluxo de Caixa Descontado (R\$)	(5) Fluxo de Caixa Descontado Acumulado (R\$)
0	-55.794	-55.794	-55.794	-55.794
1	13.827	-41.967	12.236	-43.558
2	14.847	-27.120	11.628	-31.930
3	15.943	-11.177	11.049	-20.881
4	17.119	5.942	10.499	-10.382
5	18.381	24.323	9.977	-405
6	18.522	42.845	8.896	8.491
7	21.191	64.036	9.008	17.499
8	22.631	86.667	8.513	26.012
9	21.120	107.787	7.030	33.042
10	11.153	118.940	3.286	36.328

O valor monetário no ano zero das colunas 2 a 5, representa o CAPEX (*Capital Expenditure*), ou seja, o investimento realizado. Como reflexo positivo, o valor

investido sofre um abatimento, devido a entrada de receita no referido ano. Nos demais anos da coluna 2, ocorre a entrada de receita proporcionada pela geração própria de energia a qual é abatida pelo OPEX (*Operational Expenditure*), ou seja, as despesas operacionais. As colunas 3 e 2 são referências para o cálculo do *payback* simples, pois, não estão sendo consideradas em ambas o valor do dinheiro ao longo do tempo. Tendo o *payback* simples como o primeiro indicador de viabilidade, estima-se um retorno do capital investido em 3 anos e 7 meses. Por outro lado, as duas colunas (4 e 5) são mais realísticas pois consideram a perda de valor monetário, impactada pela TMA ao longo do tempo. Com isto, estima-se um retorno do capital investido, *payback* descontado, de aproximadamente 5 anos. No ano 10 das colunas 2 e 4, ocorrerá uma redução na entrada da receita devido a reposição do novo inversor. Com isto, impactará somente no décimo ano, período que em ambos os casos o investimento estará pago.

Considerando a data de agora o fluxo de caixa inicial do investimento e, efetuado a sua soma ao valor investido inicialmente, usando como taxa de desconto a TMA do investimento, obtém-se o indicador VPL. Neste caso, se o seu resultado for positivo, ou seja, maior do que zero ($VPL > 0$), significa que os ganhos são maiores que os investimentos, assim, resultando em lucratividade[29]. O projeto em questão, possui um VPL de R\$ 36.328 ao final de 10 anos, assim, representando uma rentabilidade positiva interessante para o investimento.

A TIR indica o índice de retorno percentual. A partir deste indicador é possível determinar o valor máximo da TMA onde há viabilidade econômica no investimento. Uma TIR maior que a TMA ($TIR > TMA$), significa que o investimento é remunerado a uma taxa maior do que a mínima definida pelo investidor [29]. Neste caso, pode-se concluir que o investimento é uma boa opção, e deve ser realizado. A Tabela 13, exibe um resumo dos indicadores econômicos relacionados a análise do projeto.

Tabela 13 – Indicadores econômicos.

Indicadores de Viabilidade	
VPL	R\$ 36.328,00
TIR	26,68%
<i>Payback</i> simples	3,65 anos
<i>Payback</i> descontado	5,05 anos

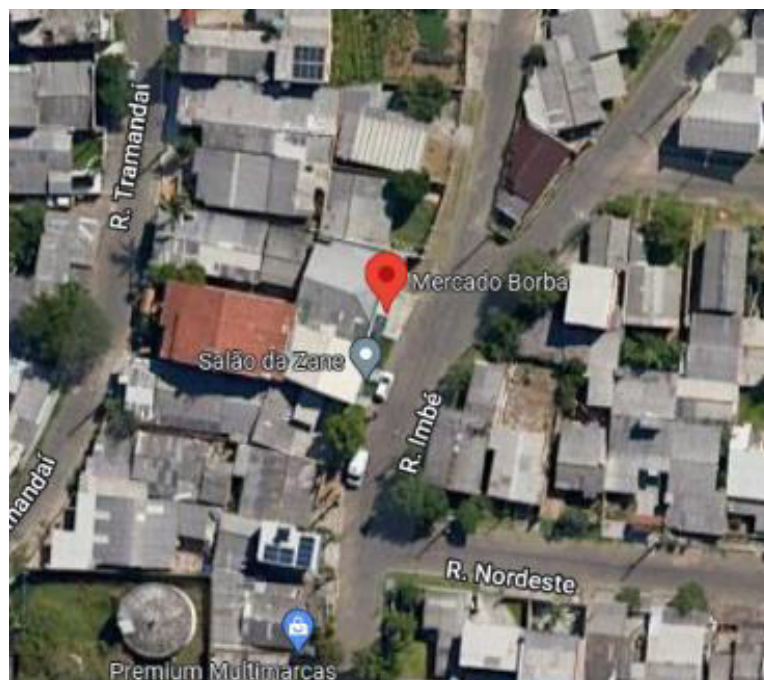
Logo, conclui-se, com bases nos indicadores econômicos que o investimento é viável, pois apresenta taxas atrativas de retorno. Logo, a indicação ao investidor é de investir no SFV em questão.

4- Projeto Elétrico

O Objetivo deste capítulo é apresentar as partes que compõem o projeto elétrico da usina fotovoltaica. Entre as partes, destacam-se a planta de localização da UC, o diagrama elétrico unifilar e multifilar, além do memorial descritivo (MD). O MD descreve, tecnicamente, o projeto de microgeração da edificação, nos moldes previstos para o Sistemas de Compensação de Energia Elétrica, baseada na Resolução Normativa 482, de 17 de abril de 2012.

4.1 PLANTA DE LOCALIZAÇÃO

A unidade de Microgeração a ser implementada está localizada na **Rua Imbé, N° ABCD**, Bairro Duque de Caxias, município de São Leopoldo, no estado do Rio Grande do Sul, conforme Figura 20 (a) obtida via Google® e, mais detalhado no projeto em **Anexo**. Os valores aproximados de latitude e longitude do empreendimento são $-29,79^\circ$ e $-51,12^\circ$, respectivamente.



(a)

PLANTA DE LOCALIZAÇÃO

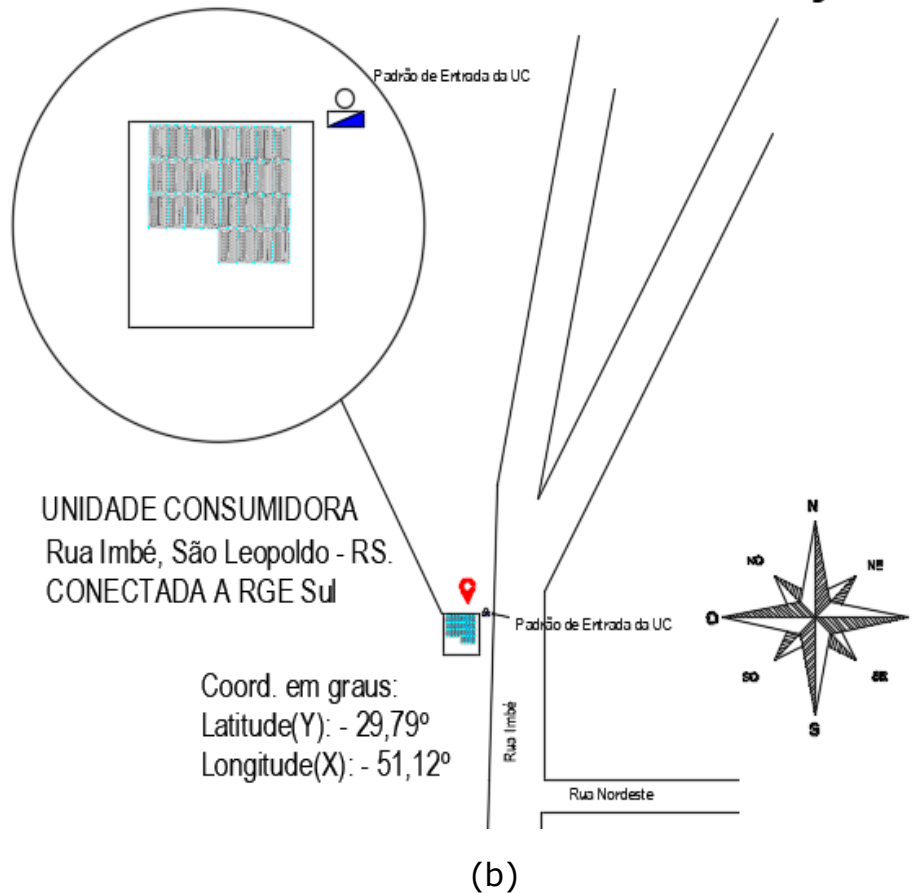


Figura 20: (a) Local da instalação da unidade geradora fotovoltaica, obtida no Google Maps. (b) Planta de localização, disposta no projeto elétrico.

4.2 PROJETO ELÉTRICO: DIAGRAMA UNIFILAR

As instalações elétricas implementadas neste projeto seguiram as diretrizes previstas nas normas de Instalações Elétricas de Baixa Tensão (ABNT NBR 5410), norma Cabos de Potência para Sistemas Fotovoltaicos, não Halogenados, Isolados, com Cobertura, para tensão de até 1,8 kV C.C. entre Condutores - Requisitos de Desempenho (ABNT NBR 16612) e norma de Instalações Elétricas de Arranjo Fotovoltaico (ABNT NBR 16690). Para tanto, como forma de representar o circuito elétrico do sistema fotovoltaico e sua conexão ao circuito de corrente alternada da edificação, de forma simplificada, elaborou-se um diagrama unifilar o qual possui os itens que compõe a usina fotovoltaica. A Figura 21 apresenta a simbologia e a legenda adotada no projeto elétrico fotovoltaico da UC.

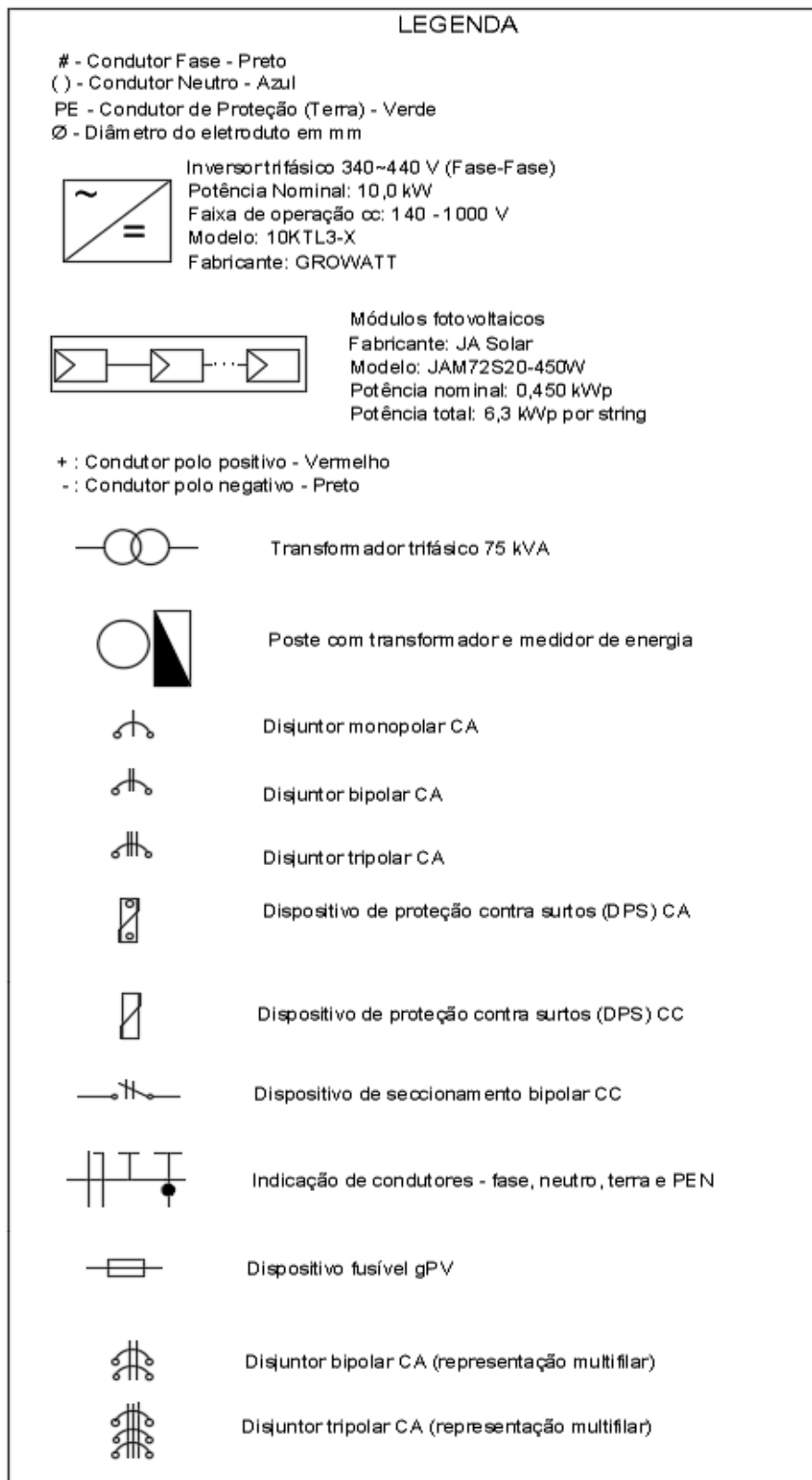


Figura 21: Simbologia e legenda utilizada em projetos de usinas fotovoltaicas.

O arranjo físico, típico para conexão de microgerador em UC na rede secundária de distribuição (Baixa Tensão) da RGE Sul, deverá estar entre as alternativas definidas no Padrão Técnico da companhia no documento GED nº 15578 – Padrão de Entrada para Micro e Minigeração Distribuída, ou GED nº 13 – Fornecimento em Tensão Secundária de Distribuição [30] [31]. Logo, antes da adesão ao sistema de compensação de energia, o padrão de entrada da UC deve estar em conformidade com as normas da RGE Sul. Caso constatado que a UV possui potência acima de 18,16 kVA, conforme definido no subitem 1.2 deste projeto e/ou constatado qualquer procedimento irregular no padrão de entrada, o proprietário da edificação deverá efetuar as readequações necessárias junto ao padrão de entrada, arcando com todos os custos [9]. A Figura 22 apresenta o padrão de entrada atual da UC.

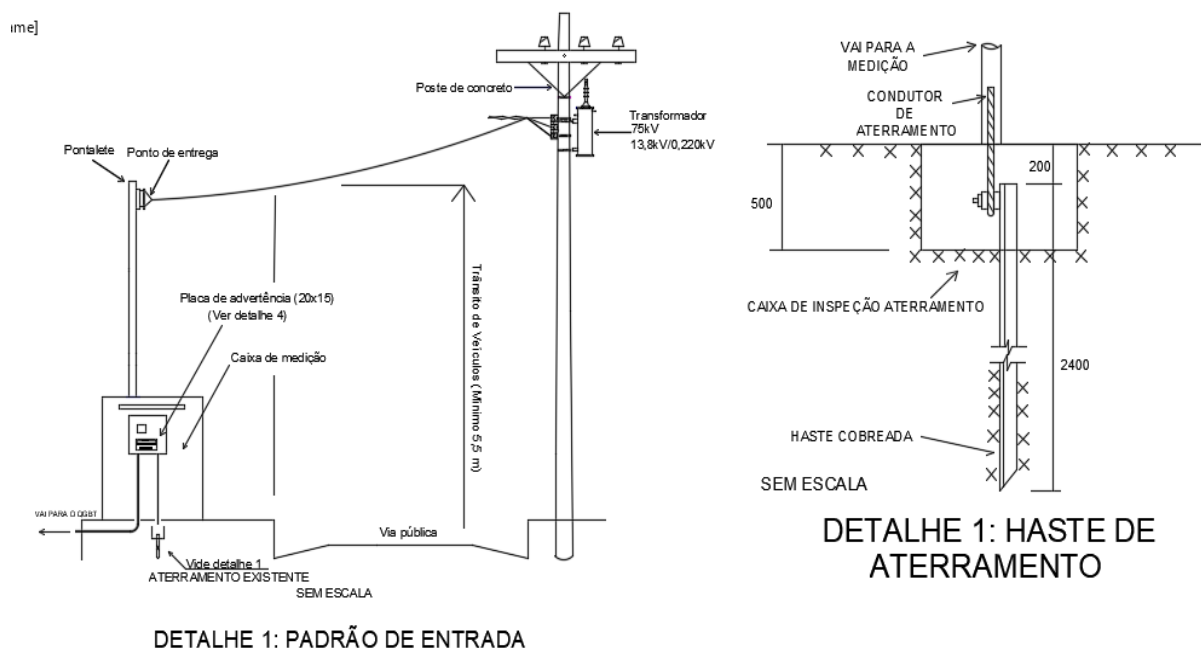


Figura 22: Padrão de entrada com caixa de medição e medidor bidirecional.

Na Figura 22 é possível visualizar o sistema de medição da edificação o qual, internamente, comportará o medidor bidirecional. No mesmo padrão de entrada não será empregado o dispositivo de seccionamento visível, como forma de desconectar a central geradora fotovoltaica para as ações de manutenção na rede elétrica externa da RGE Sul [30]. O motivo, foi sua revogação, pois os inversores fotovoltaicos possuem sistema de proteção anti-ilhamento. Logo, o padrão de entrada não possuirá Dispositivo de Seccionamento Visível (DSV).

Além disso, junto ao padrão de entrada de energia próximo à caixa de medição, em local visível, será instalada uma placa de advertência conforme mostrado demonstrado na Figura 23.



Figura 23: Placa de advertência que deve ser instalada na usina FV, próxima à caixa de medição (medidas 20 x 15 cm).

Entre os desafios do projetista de um SFV, podem ser destacados o planejamento das interconexões dos vários componentes que integram o sistema, de forma correta, o atendimento do projeto aos requisitos de segurança com foco a torná-lo seguro, sob o aspecto elétrico, integrando segurança pessoal e de equipamentos. Além do mais, é sempre recomendável aplicar as normas e regulamentos técnicos vigentes, aplicáveis as instalações elétricas [1]. Neste sentido, a escolha correta do tipo de condutor e sua respectiva bitola, a quantidade de módulos fotovoltaicos necessária ao atendimento energético da edificação, a seleção correta do inversor fotovoltaico, a especificação dos dispositivos de proteção e a representação da UV em planta baixa, são etapas que fazem parte de um projeto elétrico.

A Figura 24 apresenta o digrama unifilar da instalação elétrica trifásica (3F+N) com tensão fase-fase (ou de linha) de 380 V eficaz. Uma usina solar fotovoltaica é conectada à esta UC, onde as características elétricas do sistema fotovoltaico a ser empregado são enumeradas abaixo:

- ✓ Disjuntor tripolar CA de 30 A do padrão de entrada da edificação;
- ✓ Carga instalada do sistema fotovoltaico de 10 kW;
- ✓ Condutores CA fase de bitola 10 mm² e condutor PEN (proteção + neutro) 10 mm², isolamento PVC 450/750V em eletrodutos de 25 mm no padrão de entrada ao QGBT;
- ✓ Medidor de energia bidirecional;
- ✓ Disjuntor tripolar CA de 30 A no QGBT da edificação;

- ✓ Disjuntor tripolar CA de 20 A/5kA no quadro CABOX na entrada do inversor fotovoltaico;
- ✓ Dispositivo de proteção contra surtos de 275 V, fase-terra e, neutro terra, classe 2, corrente nominal (corrente projetada, na qual é capaz de desviar para o aterramento de proteção) de 20 kA, com nível de proteção de 1,2kV;
- ✓ Condutores CA fase, neutro e proteção com bitola 6 mm², isolamento PVC 0,6/1kV, dispostos em eletroduto de 25 mm (conecta a saída CA do inversor ao QGBT da edificação);
- ✓ Condutores CC polos positivo e negativo de bitola 4 mm², isolamento XLPE 1,8kV (conecta o arranjo FV à entrada CC do inversor);
- ✓ Dispositivo de seccionamento CC de 32 A, tensão máxima de 1000 V de isolamento no lado CC da string box;
- ✓ Fusíveis gPV, modelo A832200710-PV 10X38 20 A/1100VDC do fabricante Proauto;
- ✓ Porta fusível, ejetável, modelo 10x38x1010V do fabricante Proauto;
- ✓ Dispositivo de proteção contra surtos CC de 600 V, classe 2, corrente nominal (corrente projetada, na qual é capaz de desviar para o aterramento de proteção) de 20 kA, montados na configuração estrela (sistema com dois polos não aterrados), com nível de proteção de 1,2kV;
- ✓ Inversor FV 10 kW CA, 220V CA (fase-neutro) ou 380V CA (fase-fase), e faixa de operação CC 140-1000V, com dois MPPTs;
- ✓ Módulos fotovoltaicos 450 Wp dispostos em duas strings de 14 módulos fotovoltaicos em cada, totalizando 12,6 kWp de potência CC instalada.

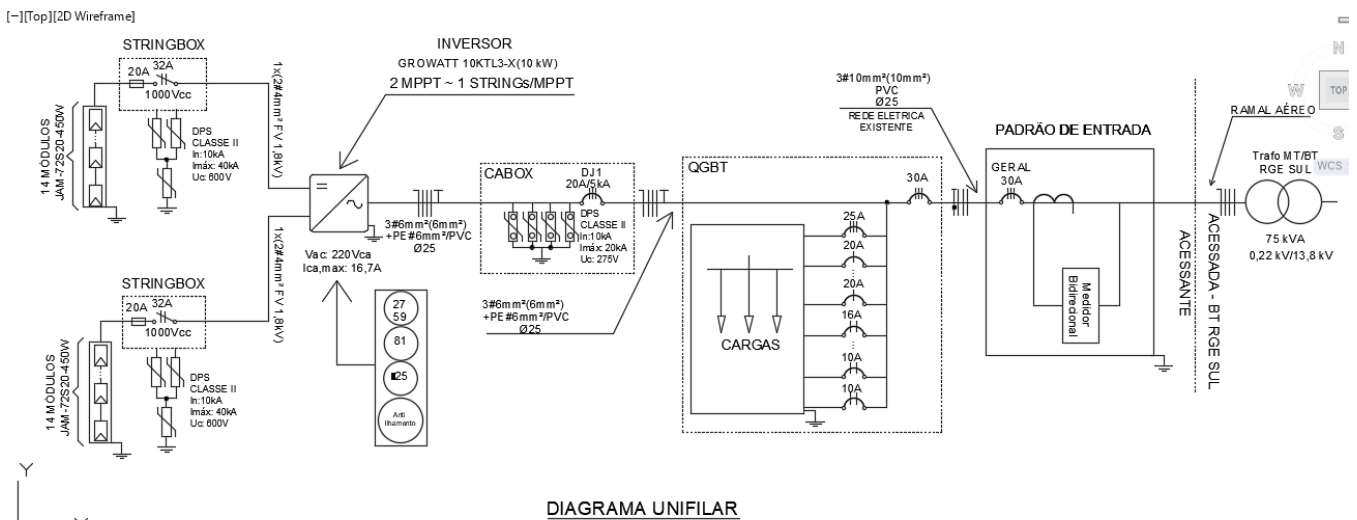


Figura 24: Diagrama unifilar da UC após a instalação da usina solar fotovoltaica. Simbologia adotada conforme Figura 21.

4.3 PROJETO ELÉTRICO: DIAGRAMA MULTIFILAR

A Figura 25 apresenta o diagrama multifilar do projeto fotovoltaico. Nele, enfoque e dado as ligações elétricas entre os componentes da usina solar fotovoltaica e a parte elétrica existente da UC. Este diagrama traduz fielmente as conexões efetuadas, assim, representado os componentes da instalação fotovoltaica, bem como, os condutores e demais acessórios em sua posição junto a instalação física do sistema.

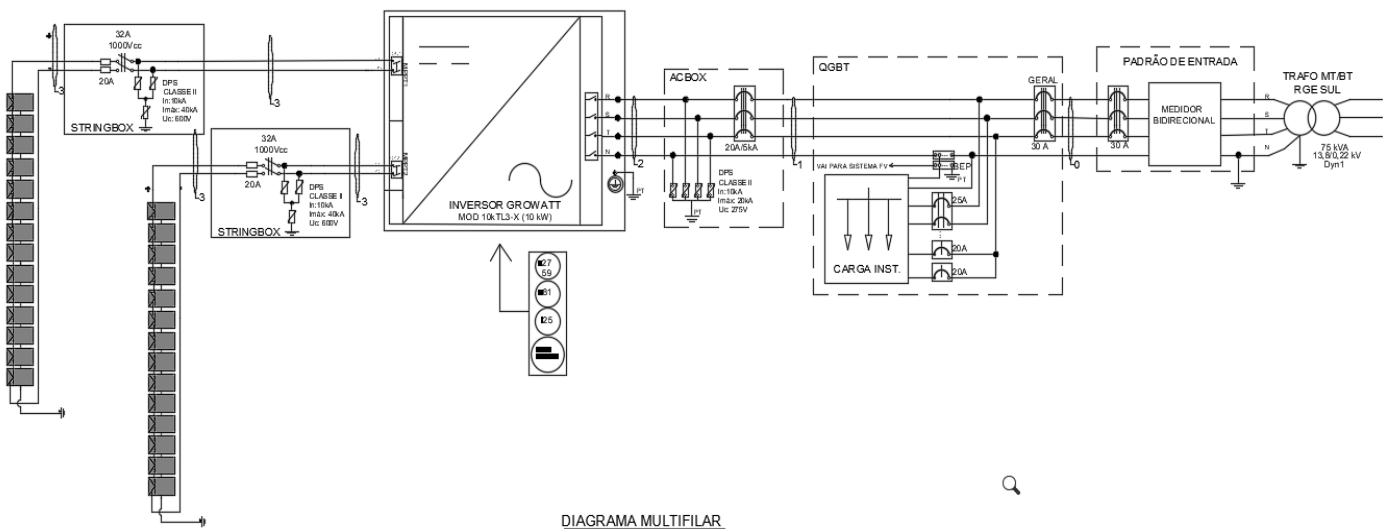


Figura 25: Diagrama multifilar da UC após a instalação da usina solar fotovoltaica. Simbologia adotada conforme Figura 21.

4.4 MEMORIAL DESCRITIVO

O presente memorial descritivo descreve os componentes presentes no sistema fotovoltaico em questão, além de, dados adicionais pertinentes para serem avaliados junto a concessionária local (RGE Sul), como forma de obter parecer de acesso favorável ao empreendimento. Os seguintes dados e informações adicionais são:

4.4.1 Responsável Técnico

O projetista Márcio Augusto Teles da Cruz, graduado em Engenharia de Energia, registrado junto ao CREA-RS, nos termos do art. 55 da Lei Federal 5.194, de 1966, sob registro profissional nº RS242512, Resolução nº 1.076, de 5 de julho de 2016, será o responsável técnico por este empreendimento.

4.4.2 Perfil da Unidade Consumidora

A edificação, destinada para fins comerciais, de pavimento único, é de propriedade do titular da fatura, em nome de Fictício ABC (CPF 000.000.000-XX). A média de consumo do imóvel é de 17.289 kWh/mês, conforme média da Fatura de Consumo. Espera-se que não ocorra aumento significativo de consumo de energia elétrica na edificação, para os próximos anos a qual possa impactar no sistema de geração que será implantado. O cálculo de irradiação previsto para o local de instalação foi considerado com base em dados junto ao CRESESB, em referência a cidade mais próxima, neste caso, Sapucaia do Sul.

4.4.3 Entrada de Energia

A Unidade Consumidora (UC XXXXXXXX) possui classificação Convencional B1 Residencial - Trifásica 220 V (220V/380V). A entrada de energia elétrica parte do poste da rede aérea de distribuição da Concessionária RGE Sul, em ramal de ligação multiplex, conectada em fios de #10 mm² (linha trifásica e neutro) e conectados ao medidor de consumo de energia convencional (existente). O disjuntor geral presente na entrada de serviço, junto ao quadro de medição, é tripolar de 30 A (existente).

O desenho técnico do padrão da entrada de serviço (existente) é detalhado no projeto.

4.4.4 Medição

A fixação do quadro de medição é em mureta de alvenaria, cuja dimensão atual comporta a instalação do novo medidor (bidirecional). Em frente ao medidor será fixada uma placa de advertência, no padrão orientado pela RGE Sul, advertindo quanto a geração de energia própria no local, conforme prevê a Resolução Normativa vigente. O Dispositivo de Seccionamento Visível (DSV) não será instalado por se tratar de aplicação com uso de inversor fotovoltaico com proteção anti-ilhamento o qual fica dispensável também, devido ao exposto na nota do Padrão Técnico 15578 da concessionária local.

4.4.5 Módulos Fotovoltaicos

Os módulos fotovoltaicos utilizados neste projeto são fabricados pela JÁ Solar, de 144 células monocristalinas, 450W de potência pico, eficiência energética de 20,3% (classe A) e isolamento elétrico de 1500V; 2112x1052mm e 25kg de peso, conforme dados técnicos constantes no projeto. Todas as conexões elétricas entre os módulos são efetuadas com os conectores MC4 comercialmente padronizados e com proteção IP65. Os módulos fotovoltaicos, uma vez instalados, não geram emissões de gases ou ruídos de operação. Também não liberam substâncias químicas, pois são hermeticamente selados e resistentes a impactos de granizo, atendendo as normas IEC 61215 e IEC 61730.

Módulo registrado no INMETRO sob número 006535/2020. Consulta de registro disponível no link: https://belenergy.com.br/wp-content/uploads/2022/03/Inmetro-006535_2020.pdf

4.4.6 Inversor Fotovoltaico

Nesta instalação será utilizado uma unidade de inversor fotovoltaico com saída trifásica em 220V (220V/380V), potência nominal CA de 10.000W, de fabricação da Growatt, modelo 10KTL3-X. Possui capacidade máxima CC de entrada 15.000 W, cujas demais informações técnicas são apresentadas no projeto. O inversor será instalado em local abrigado, ou seja, sem a incidência direta do sol e da chuva, em local de fácil acesso que possibilite a vistoria por parte da concessionária de energia elétrica.

O inversor fotovoltaico utilizado é do tipo sem transformador, com acoplamento direto a rede de distribuição, através de dispositivos elétricos de proteção. O inversor contempla todas as proteções previstas, atendendo as normas ABNT NBR 16149 (Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição), ABNT NBR 16150 (Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição – Procedimento de ensaio de conformidade) e ABNT NBR IEC 62116 (Procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica).



Figura 26 – Inversor Growatt 10KTL3-X

O inversor fotovoltaico, uma vez instalado, não gera emissões de gases durante a operação. Também não libera substâncias químicas, caso ocorra dano elétrico. Possui grau de proteção IP65 e resistente a impactos moderados. Este inversor possui certificado de conformidade de atendimento as normas acima citadas.

4.4.7 Estrutura de Fixação

O conjunto de painéis fotovoltaicos é formado por um total de 28 (vinte e oito) módulos na configuração série, sendo eles, distribuídos em 2 (dois) arranjos (*strings*) de 14 (quatorze) cada. Ambos os módulos com orientação para o norte com um leve desvio azimutal. Estes geradores fotovoltaicos, totalizam uma potência máxima instalada de 12.600 W e um peso estimado em 700kg. Quanto a estrutura metálica de suporte dos módulos, ela será totalmente aterrada, junto ao barramento de equipotencialização principal (BEP). A estrutura, será construída em aço, tendo sua base fixada por meio de parafusos chumbadores na base de concreto da edificação. Busca-se com esta estrutura uma suportabilidade a ventos de até 120km/h, além de ter capacidade de sustentar uma carga de MFV.

4.4.8 Proteções

Para executar a função de proteção das instalações, tanto de corrente contínua quanto de corrente alternada e, permitir o desligamento tanto dos módulos fotovoltaicos quanto do inversor, utiliza-se um quadro de elementos de proteção contra curto-circuito (fusíveis), disjuntores e, dispositivos de proteção contra surtos (DPS). As caixas que condiciona dos componentes de proteção elétrica são de materiais com características de não propagação de fogo e grau de proteção IP65. As caixas serão instaladas em local abrigado, ou seja, sem a incidência direta do sol e da chuva, em local de fácil acesso que possibilite a vistoria por parte da concessionária de energia elétrica e manutenções.

4.4.8.1 Interruptor – Seccionador manual de Corrente Contínua (CC)

Apesar do inversor já possuir chave de seccionamento, os quadros de proteção de corrente contínua (*string box*), possuem ligado ao arranjo da série de módulos, 2 (dois), dispositivos de seccionamento manual independente, ou seja, uma chave de seccionamento para cada arranjo série. Desta forma, será possível efetuar intervenções de manutenção, de forma independente. As chaves de seccionamento dos arranjos série, atendem a norma ABNT NBR IEC 60947-3.

Os detalhes de instalação dos seccionadores, lado CC, constam no projeto.

4.4.8.2 Fusíveis – Proteção contra sobre corrente em séries fotovoltaicas

Cada polo do arranjo série é conectado a um fusível do tipo gPV de 20A, padrão 10x38, conforme norma IEC 60269-6. Estes dispositivos de seccionamento com fusível, permitem desconexão total do sistema. Os detalhes de instalação dos fusíveis, lado CC, constam no projeto.

4.4.8.3 Dispositivos DPS de Corrente Contínua (CC)

O quadro de proteção possui, em cada um dos terminais do arranjo série de módulos (terminal positivo e negativo), 3 (três) DPS bipolar para corrente contínua, classe II (EN 50539-11) com tecnologia de varistor de óxido metálico, em conexão tipo estrela, com indicador de troca (em falha), possuindo as seguintes características:

- DPS A e C com tensão máxima entre polos de 600 Vcc, corrente nominal de surto de 10 kA, nível de proteção de 1,2 kV;
- DPS B com tensão máxima entre polos de 600 Vcc, corrente nominal de surto de 10 kA, nível de proteção de 1,2 kV.

O detalhamento da conexão destes DPS, encontra-se no projeto.

4.4.8.4 Dispositivos DPS de Corrente Alternada (CA)

O quadro de proteção, lado corrente alternada, possui da saída do inversor fotovoltaico (Linha e PE, Neutro e PE), 4 (quatro) DPS bipolar para corrente alternada, classe II (NBR IEC 61643-1) do tipo limitador de tensão, composto por varistor de óxido metálico, com indicador de troca (em falha), possuindo as seguintes características:

- DPS A (Linha e PE): máxima tensão de operação contínua de 275 Vca, corrente de descarga máxima de 20 kA, nível de proteção de 1,5 kV;
- DPS B (Neutro e PE): máxima tensão de operação contínua de 275 Vca, corrente de descarga máxima de 20 kA, nível de proteção de 1,5 kV;

O detalhamento da conexão destes DPS, encontra-se no projeto.

4.4.8.5 Disjuntor CA

O quadro de proteção, instalado entre a saída do inversor fotovoltaico e o ponto de conexão do quadro elétrico existente (QGBT), possui um mini disjuntor tripolar da WEG, Norma NBR IEC 60947-2 para utilização em corrente

alternada, curva C, corrente nominal (I_n) de 20 A, tensão máxima em serviço de 230/400Vca, capacidade de corte de 5 kA.

4.4.9 Aterramento

O sistema de aterramento da medição é composto por 1 (uma) haste de aterramento de aço/cobreado $\varnothing 5/8'' \times 2,4$ m, existente na instalação elétrica da edificação, detalhado no projeto.

A estrutura metálica de suporte do painel fotovoltaico utiliza grampos de aterramento e cliques de conexão entre as molduras metálicas dos módulos fotovoltaicos, a fim de, interligar todo o conjunto ao ponto comum de conexão ao aterramento. O cabo de aterramento, na cor verde que conecta a estrutura do painel fotovoltaico ao sistema de aterramento, terá seção mínima de $6,0 \text{ mm}^2$, com isolamento própria para utilização ao tempo, com proteção UV e resistente a intempéries. Também apresentará isolamento elétrico mínima de 0,6/1kV. Este circuito de aterramento será conectado ao BEP do QGBT.

O cabo PEN existente no local, conforme projeto, estará conectado ao barramento Neutro. Este, estará conectado ao BEP do QGBT, assim, configurando a proteção do sistema. O cabo de aterramento terá seção mínima de $6,0 \text{ mm}^2$, com capa isolante padrão e acondicionado em eletroduto antichama de PVC enterrado e apropriado, com isolamento elétrico mínima de 0,6/1kV.

Será efetuado o cravamento de hastes verticais de aço no solo, como forma de melhorar o aterramento da edificação. As hastes serão cravadas no solo a uma profundidade de 3m. Este eletrodo de aço é revestido com cobre por eletrodeposição ($250\mu\text{m}$). A haste possui seção circular e um comprimento de 3,5m e diâmetro de $3/4''$ (19,05mm). As 4 (quatro) hastes instaladas, espaçadas de uma das outras em 3 m, permitirão atingir uma resistência de aterramento de $33,3\Omega$.

O inversor fotovoltaico apresenta conector de saída CA com terminal de aterramento, através do cabo elétrico de conexão, permitindo interligação de seu chassi metálico ao BEP do quadro de proteção, lado de corrente alternada.

4.4.10 Condutores Elétricos

4.4.10.1 Condutores de Corrente Contínua

Para a conexão entre os arranjos de módulos fotovoltaicos, quadro de proteção (*string box* CC) e entrada CC do inversor fotovoltaico, serão utilizados cabos de cobre isolado, com proteção UV. Para tal, foi definida através de cálculo, a utilização dos seguintes cabos:

- Condutor Positivo: Cor Vermelha – seção de 4 mm², isolação mínima de 1,8 kVcc;
- Condutor Negativo: Cor Preta – seção de 4 mm², isolação mínima de 1,8 kVcc;

4.4.10.2 Condutores de Corrente Alternada

Para a conexão entre o inversor ao quadro de proteção (CABox) e, ao quadro de distribuição existente da Unidade Consumidora (QGBT), serão utilizados condutores de cobre com isolação elétrica mínima de 0,6/1kV. Para tal, foi definida através de cálculo, a utilização de condutores de seção de 6 mm², nas cores preto (fase) e azul (neutro). O condutor de proteção á terra terá seção de 6 mm², na cor verde/amarelo.

4.4.10 Geração de Energia Elétrica

A geração média anual de energia, estimada, será de aproximadamente 17.899 kWh/ano. Como o sistema fotovoltaico gera energia predominantemente no período de irradiação solar, o sistema apresentará geração variável, conforme situações climáticas. A operação do sistema será contínua, evidentemente após a autorização oficial da concessionária de energia elétrica local. No entanto, poderão ocorrer desligamentos da energia elétrica para os casos de queda de tensão (apagões), devido ao desligamento automático do inversor fotovoltaico, evitando, com isto, pôr em risco o serviço de manutenção, executados por técnicos da concessionária de energia elétrica junto a rede elétrica externa de distribuição da RGE Sul. Também estão previstas duas paradas ao ano para a manutenção do sistema fotovoltaico, contemplando, limpeza dos módulos fotovoltaicos, testes por termografia e avaliação, por meio de traçadores de curva IV.

Estima-se que ocorrerá uma perda de geração de energia de 0,8% a.a., devido a degradação gradativa dos MFV. Com isto e, considerando as duas paradas para a manutenção programadas por ano, no segundo ano de operação da usina fotovoltaica estima-se que gerará 17.657 kWh/ano.

5- Referências Bibliográficas

- [1] Cresesb, [Online]. Available: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=publicacoes&task=livro> . [Acesso em 01/07/2022].
- [2] ANEEL, [Online]. Available: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/calendario-de-atividades/processos-tarifarios>
- [3] ANEEL, [Online]. Available: <https://www.aneel.gov.br/prodist>.
- [4] Canal Solar, [Online]. Available: <https://canalsolar.com.br/reforco-estrutural-para-projetos-fotovoltaicos-principais-preocupacoes/> . [Acesso em 04/07/2022].
- [5] RGESul. [Online]. Available: <https://www.rge-rs.com.br/> . [Acesso em 01/07/2022].
- [6] RGESul. [Online]. Available: <https://www.cpfl.com.br/projetos-particulares> . [Acesso em 01/07/2022].
- [7] GROWATT. [Online]. Available: <https://www.ginverter.pt/show-40-645.html> . [Acesso em 11/07/2022].
- [8] JA Solar. [Online]. Available: <https://www.jasolar.com//uploadfile/2020/0619/20200619040220997.pdf> . [Acesso em 11/07/2022].
- [9] RGESul. [Online]. Available: <https://sites.cpfl.com.br/documentos-tecnicos/GED-15303.pdf> . [Acesso em 03/07/2022].
- [10] Canal Solar, [Online]. Available: <https://canalsolar.com.br/tecnologia-perc-a-nova-geracao-de-celulas-fotovoltaicas/> . [Acesso em 06/07/2022].
- [11] INMET. [Online]. Available: <https://portal.inmet.gov.br/normais> . [Acesso em 07/07/2022].
- [12] Norma NBR 5410: Instalações elétricas de baixa tensão (2004), Versão Corrigida (2008).
- [13] Norma NBR 16690: Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos – Requisitos de projeto (2019).
- [14] Norma NBR 16612: Cabos de potência para sistemas fotovoltaicos, não halogenados, isolados, com cobertura – Requisitos de desempenho (2020).
- [15] Apostila UFV ELT567. Regulamentação e projeto de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. Universidade Federal de Viçosa. (2022).
- [16] WEG. [Online]. Available: <https://static.weg.net/medias/downloadcenter/hec/h5f/WEG-solucoes-integradas-para-instalacoes-eletricas-50009824-pt.pdf> . [Acesso em 14/07/2022]
- [17] Proauto. [Online]. Available: https://proauto-electric.com/produtos-post/fusiveis-cilindricos-gpv/?action=generate_datasheet . [Acesso em 15/07/2022].
- [18] Canal Solar, [Online]. Available: <https://canalsolar.com.br/stringbox-com-dps-e-necessaria-ou-nao-o-que-diz-a-nbr-16690/> . [Acesso em 16/07/2022].

- [19] Clamper. [Online]. Available: https://s3.amazonaws.com/nerit-cms/clamper/text-editor/CLAMPER_SOLAR.pdf . [Acesso em 16/07/2022].
- [20] PAULINO, José O. S.; BARBOSA, Célio F.; MOREIRA, Ronaldo K.; BARBOSA, Wagner A.; LOBO, Marcelo A. F.; LOBO, Ailton R. PROTEÇÃO DE EQUIPAMENTOS ELÉTRICOS E ELETRÔNICOS CONTRA SURTOS ELÉTRICOS EM INSTALAÇÕES. Minas Gerais, 2016.
- [21] INPE. [Online]. Available: <http://www.inpe.br/webelat/homepage/menu/infor/incidencia.de.Descargas.no.pais.php> . [Acesso em 17/07/2022].
- [22] PHB. [Online]. Available: <https://www.energiasolarphb.com.br/produto/string-box-phb-stb01-1000v-05-1-entrada-1-saida/> . [Acesso em 19/07/2022].
- [23] PHB. [Online]. Available: <https://www.energiasolarphb.com.br/produto/quadro-de-protecao-ca-phb-gdca-69/> . [Acesso em 19/07/2022].
- [24] Canal Solar. [Online]. Available: <https://canalsolar.com.br/instalacao-de-sistemas-fotovoltaicos-em-locais-com-aterramento-precario/> . [Acesso em 19/07/2022].
- [25] Kindermann,G.;Campagnolo. J.G. [Online]. Available: <https://coletanaeletrica.com.br/doc/ebook4.pdf> . (1995). [Acesso em 20/07/2022].
- [26] IPCA. [Online]. Available: http://www.yahii.com.br/IPCA_Historico.html
- [27] ANEEL. [Online]. Available: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/calendario-de-atividades/processos-tarifarios>
- [28] IPEADATA. [Online]. Available: <http://www.ipeadata.gov.br/exibeserie.aspx?serid=38402>
- [29] JORDAN, Ross. W. **Fundamentos de administração financeira**. Porto Alegre: AMGH, 2013.
- [30] RGESul. [Online]. Available: <https://www.cpfl.com.br/sites/cpfl/files/2021-12/GED-15578.pdf>
- [31] RGESul. [Online]. Available: <https://sites.cpfl.com.br/documentos-tecnicos/GED-13.pdf>

Declaration Of Compliance

We, The Manufacturer

SHENZHEN GROWATT NEW ENERGY TECHNOLOGY CO.,LTD

Declare The Products:

MIC 1000TL-X, MIC 1500TL-X, MIC 2000TL-X, MIC 2500TL-X, MIC3000TL-X,
Growatt 1500-S, Growatt 2000-S, Growatt 3000-S,
Growatt 3600MTL-S, Growatt4200MTL-S, Growatt 5500MTL-S,
Growatt 7000MTL-S, Growatt 8000MTL-S, Growatt8000MTLP-S,
Growatt9000MTLP-S,Growatt10500MTLP-S
MIN 2500TL-X, MIN 3000TL-X, MIN 4200TL-X, MIN 5000TL-X, MIN 6000TL-X
Growatt 18000UE, Growatt 20000UE, Growatt 7000TL3-S, Growatt 8000TL3-S,
Growatt 10000TL3-S, Growatt11000TL3-S, Growatt 12000TL3-S, Growatt15000TL3-S,
Growatt 17000TL3-S, Growatt20000TL3-S, Growatt25000TL3-S,
Growatt 30000TL3-S, Growatt 33000TL3-S, Growatt 40000TL3-NS
MAX50KTL3 LV, MAX60KTL3 LV, MAX70KTL3 LV, MAX75KTL3 LV, MAX80KTL3 LV
MAX80KTL3 MV,MAX90KTL3 MV,MAX100KTL3 MV
Growatt 15000TL3-SL, Growatt20000TL3-SL, Growatt22000TL3-SL
MID15KTL3-X, MID17KTL3-X,MID20KTL3-X,MID22KTL3-X,MID25KTL3-X;
MID25KTL3-X1,MID30KTL3-X,MID33KTL3-X, MID36KTL3-X,MID40KTL3-X
MAC50KTL3-X LV/MAC50KTL3-X MV,MAC60KTL3-X LV/MAC60KTL3-X MV
MAC70KTL3-X MV
MAX 185KTL3-X HV, MAX 216KTL3-X HV, MAX 250KTL3-X HV, MAX 253KTL3-X HV,
MOD 10KTL3-X, MOD 11KTL3-X, MOD 12KTL3-X, MOD 13KTL3-X, MOD 15KTL3-X
MIN 7000TL-X (E) , MIN 8000TL-X (E) , MIN 9000TL-X ,MIN 10000TL-X
MAX100KTL3-X LV, MAX110KTL3-X LV ,MAX120KTL3-X LV ,MAX125KTL3-X LV
MAC 15KTL3-XL, MAC 20KTL3-XL, MAC 22KTL3-XL MAC 25KTL3-XL, MAC 30KTL3-XL, MAC
36KTL3-XL
MID 10K TL3-XL, MID 12K TL3-XL, MID 15K TL3-XL, MID 20K TL3-XL

The Growatt inverters listed above comply with the relevant requirements of the Brazilian standard:
ABNT NBR 16149:2013 Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com
a rede elétrica de distribuição – Primeira edição (01.03.2013)

[Photovoltaic (PV) systems – Characteristics of the utility interface – first edition, March 01-2013]

As results after internal testing made in accordance to the applicable conformance test protocol:

ABNT NBR 16150:2013 Sistemas fotovoltaicos (FV) — Características da interface de conexão
com a rede elétrica de distribuição — Procedimento de ensaio de conformidade - Primeira edição
(04.03.2013)

[Photovoltaic (PV) systems – Characteristics of the utility interface – Conformity test procedure.

First edition, March 04-2013]

ABNT NBR 62116-2012 Procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas

fotovoltaico conectados à rede.

Please refer to the conditions and restriction of use specified in the table, as well as in the following notes.

Inverter Model	Power	Nominal voltage/frequency No. of phase	Cos(phi)=f(p)	Reactive Power Capability	FRT capability
Growatt 1500-S	1.5kw	220V/230V/240V/60Hz,1-phase	No	No	Yes
Growatt 2000-S	2kw	220V/230V/240V/60Hz,1-phase	No	No	Yes
Growatt 3000-S	3kw	220V/230V/240V/60Hz,1-phase	No	No	Yes
Growatt 3600MTL-S	3.6kw	220V/230V/240V/60Hz,1-phase	Yes	Yes	Yes
Growatt 4200MTL-S	4.2kw	220V/230V/240V/60Hz,1-phase	Yes	Yes	Yes
Growatt 5500MTL-S	5kw	220V/230V/240V/60Hz,1-phase	Yes	Yes	Yes
Growatt 7000MTL-S,	7kw	220V/230V/240V/60Hz,1-phase	Yes	Yes	Yes
Growatt 8000MTL-S,	8kw	220V/230V/240V/60Hz,1-phase	Yes	Yes	Yes
Growatt8000MTLP-S	8kw	220V/230V/240V/60Hz,1-phase	Yes	Yes	Yes
Growatt9000MTLP-S	9kw	220V/230V/240V/60Hz,1-phase	Yes	Yes	Yes
Growatt10500MTLP-S	10.5kw	220V/230V/240V/60Hz,1-phase	Yes	Yes	Yes
MIN 2500TL-X	2.5kw	220V/230V/240V/60Hz,1-phase	Yes	Yes	Yes
MIN 3000TL-X	3kw	220V/230V/240V/60Hz,1-phase	Yes	Yes	Yes
MIN 4200TL-X	4.2kw	220V/230V/240V/60Hz,1-phase	Yes	Yes	Yes
MIN 5000TL-X	5kw	220V/230V/240V/60Hz,1-phase	Yes	Yes	Yes
MIN 6000TL-X	6kw	220V/230V/240V/60Hz,1-phase	Yes	Yes	Yes
Growatt 18000UE	18kw	380V/60Hz,3-phase	Yes	Yes	Yes
Growatt 20000UE	20kw	380V/60Hz,3-phase	Yes	Yes	Yes
Growatt 11000TL3-S	11kw	380V/60Hz,3-phase	Yes	Yes	Yes
Growatt 12000TL3-S	12kw	380V/60Hz,3-phase	Yes	Yes	Yes
Growatt 13000TL3-S	13kw	380V/60Hz,3-phase	Yes	Yes	Yes
Growatt 15000TL3-S	15kw	380V/60Hz,3-phase	Yes	Yes	Yes
Growatt 17000TL3-S	17kw	380V/60Hz,3-phase	Yes	Yes	Yes
Growatt 20000TL3-S	20kw	380V/60Hz,3-phase	Yes	Yes	Yes
Growatt 25000TL3-S	25kw	380V/60Hz,3-phase	Yes	Yes	Yes
Growatt 30000TL3-S	30kw	380V/60Hz,3-phase	Yes	Yes	Yes
Growatt 33000TL3-S	33kw	380V/60Hz,3-phase	Yes	Yes	Yes
Growatt 40000TL3-NS	40kw	380V/60Hz,3-phase	Yes	Yes	Yes
MAX50KTL3 LV	50kw	380V/60Hz,3-phase	Yes	Yes	Yes
MAX60KTL3 LV	60kw	380V/60Hz,3-phase	Yes	Yes	Yes
MAX70KTL3 LV	70kw	380V/60Hz,3-phase	Yes	Yes	Yes
MAX75KTL3 LV	75kw	380V/60Hz,3-phase	Yes	Yes	Yes

MAX80KTL3 LV	80kw	380V/60Hz,3-phase	Yes	Yes	Yes
MAX80KTL3 MV	80kw	480V/60Hz,3-phase	Yes	Yes	Yes
MAX90KTL3 MV	90kw	480V/60Hz,3-phase	Yes	Yes	Yes
MAX100KTL3 MV	100kw	480V/60Hz,3-phase	Yes	Yes	Yes
Growatt 15000TL3-SL	15kw	220V/60Hz,3-phase	Yes	Yes	Yes
Growatt 20000TL3-SL	20kw	220V/60Hz,3-phase	Yes	Yes	Yes
Growatt 22000TL3-SL	22kw	220V/60Hz,3-phase	Yes	Yes	Yes
MID17KTL3-X	17kw	380V/60Hz,3-phase	Yes	Yes	Yes
MID20KTL3-X	20kw	380V/60Hz,3-phase	Yes	Yes	Yes
MID22KTL3-X	22kw	380V/60Hz,3-phase	Yes	Yes	Yes
MID25KTL3-X	25kw	380V/60Hz,3-phase	Yes	Yes	Yes
MAC50KTL3-X LV	50kw	380V/60Hz,3-phase	Yes	Yes	Yes
MAC50KTL3-X MV	50kw	480V/60Hz,3-phase	Yes	Yes	Yes
MAC60KTL3-X LV	60kw	380V/60Hz,3-phase	Yes	Yes	Yes
MAC60KTL3-X MV	60kw	480V/60Hz,3-phase	Yes	Yes	Yes
MAC70KTL3-X MV	70kw	480V/60Hz,3-phase	Yes	Yes	Yes
MID25KTL3-X1	25kw	380V/60Hz,3-phase	Yes	Yes	Yes
MID30KTL3-X	30kw	380V/60Hz,3-phase	Yes	Yes	Yes
MID33KTL3-X	33kw	380V/60Hz,3-phase	Yes	Yes	Yes
MID36KTL3-X	36kw	380V/60Hz,3-phase	Yes	Yes	Yes
MID40KTL3-X	40kw	380V/60Hz,3-phase	Yes	Yes	Yes
MAX 185KTL3-X HV	185kw	800V/60Hz,3-phase	Yes	Yes	Yes
MAX 216KTL3-X HV	216kw	800V/60Hz,3-phase	Yes	Yes	Yes
MAX 250KTL3-X HV	250kw	800V/60Hz,3-phase	Yes	Yes	Yes
MAX 253KTL3-X HV	253kw	800V/60Hz,3-phase	Yes	Yes	Yes
MOD 10KTL3-X	10kw	380V/60Hz,3-phase	Yes	Yes	Yes
MOD 11KTL3-X	11kw	380V/60Hz,3-phase	Yes	Yes	Yes
MOD 12KTL3-X	12kw	380V/60Hz,3-phase	Yes	Yes	Yes
MOD 13KTL3-X	13kw	380V/60Hz,3-phase	Yes	Yes	Yes
MOD 15KTL3-X	15kw	380V/60Hz,3-phase	Yes	Yes	Yes
MIC 1000TL-X	1kw	220V/230V/240V/60Hz,1-phase	Yes	Yes	Yes
MIC 1500TL-X	1.5kw	220V/230V/240V/60Hz,1-phase	Yes	Yes	Yes
MIC 2000TL-X	2kw	220V/230V/240V/60Hz,1-phase	Yes	Yes	Yes
MIC 2500TL-X	2.5kw	220V/230V/240V/60Hz,1-phase	Yes	Yes	Yes
MIC 3000TL-X	3kw	220V/230V/240V/60Hz,1-phase	Yes	Yes	Yes
MIN 7000TL-X (E)	7kw	220V/230V/240V/60Hz,1-phase	Yes	Yes	Yes
MIN 8000TL-X (E)	8kw	220V/230V/240V/60Hz,1-phase	Yes	Yes	Yes
MIN 9000TL-X	9kw	220V/230V/240V/60Hz,1-phase	Yes	Yes	Yes
MIN 10000TL-X	10kw	220V/230V/240V/60Hz,1-phase	Yes	Yes	Yes
MAX100KTL3-X LV	100kw	380V/60Hz,3-phase	Yes	Yes	Yes
MAX110KTL3-X LV	110kw	380V/60Hz,3-phase	Yes	Yes	Yes
MAX120KTL3-X LV	120kw	380V/60Hz,3-phase	Yes	Yes	Yes

MOD 10~15KTL3-X

- Max. efficiency 98.6%
- OLED and Touch button
- Type II SPD on DC and AC side
- String Monitoring
- AFCI optional



P O W E R
- I N G
T O M O -
R R O W



Datasheet	MOD 10KTL3-X	MOD 11KTL3-X	MOD 12KTL3-X	MOD 13KTL3-X	MOD 15KTL3-X
Input data (DC)					
Max. recommended PV power (for module STC)	15000W	16500W	18000W	19500W	22500W
Max. DC voltage			1100V		
Start voltage			200V		
Nominal voltage			580V		
MPPT voltage range			140V-1000V		
No. of MPP trackers			2		
No. of PV strings per MPP tracker	1	1	2/1	2/1	2/1
Max. input current per MPP tracker	13A	13A	26/13	26/13	26/13
Max. short-circuit current per MPP tracker	16A	16A	32/16	32/16	32/16
Output data (AC)					
AC nominal power	10000W	11000W	12000W	13000W	15000W
Max. AC apparent power	11000VA*	12100VA	13200VA	14300VA	16500VA
Nominal AC voltage (range*)			220V/380V, 230V/400V (340-440V)		
AC grid frequency (range*)			50/60 Hz (45-55Hz/55-65 Hz)		
Max. output current	16.7A	18.3A	20A	21.7A	25A
Adjustable power factor			0.8leading...0.8lagging		
THDI			<3%		
AC grid connection type			3W+N+PE		
Efficiency					
MAX. efficiency			98.6%		
European efficiency	98.1%	98.1%	98.2%	98.2%	98.2%
MPPT efficiency			99.9%		
Protection devices					
DC reverse polarity protection			Yes		
DC Switch			Yes		
AC/DC surge protection			Type II / Type II		
Insulation resistance monitoring			Yes		
AC short-circuit protection			Yes		
Ground fault monitoring			Yes		
Grid monitoring			Yes		
Anti-islanding protection			Yes		
Residual-current monitoring unit			Yes		
String fault monitoring	Yes	Yes	Optional	Optional	Optional
AFCI protection			Optional		
General data					
Dimensions (W / H / D)			425/387/178mm		
Weight	15kg	15kg	17kg	17kg	17kg
Operating temperature range			-25°C ... +60°C		
Noise emission (typical)			≤35 dB(A)		
Nighttime power consumption			< 1W		
Topology			Transformerless		
Cooling			Natural convection		
Protection degree			IP66		
Relative humidity			0~100%		
Altitude			4000m		
DC connection			H4/MC4(Optional)		
AC connection			Connector		
Display			OLED+LED/WIFI+APP		
Interfaces: USB/RS485/WIFI/GPRS/LAN/RF			yes/yes/Optional/Optional/Optional/Optional		
Warranty: 5 / 10 years			Yes/Optional		

CE, VDE0126, Greece, EN50549, C10/C11, UTE C 15-712, IEC62116, IEC61727, IEC 60068, IEC 61683, CEI0-21, N4105, TOR Erzeuger G98/G99, G100, AS4777, UNE217001, UNE206007, PO12.2

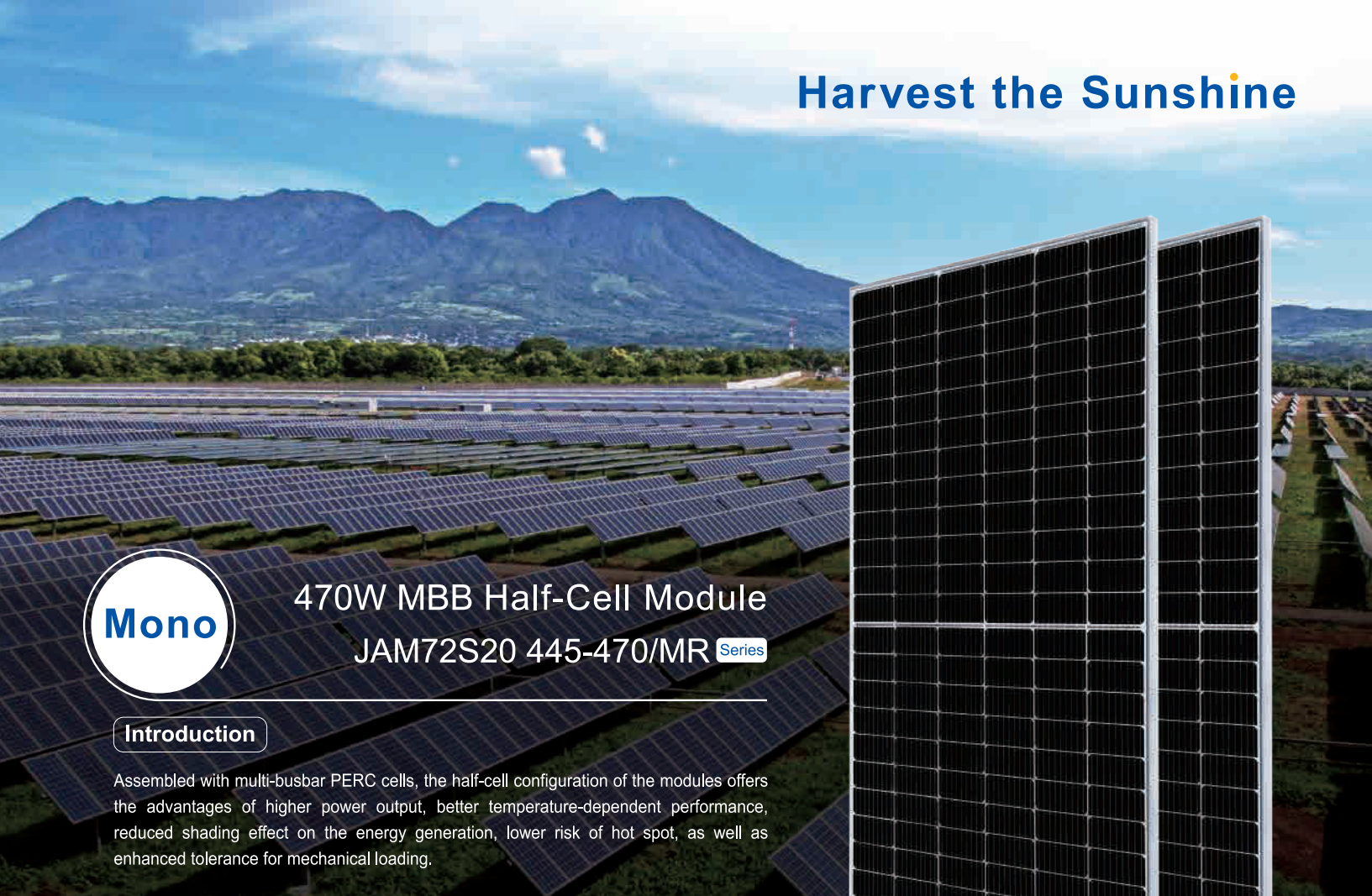
* For Belgium C10/C11, MOD 10KTL3-X max. output power is limit to 10000VA.

* The AC voltage range and frequency range may vary depending on specific country grid standard.

All specifications are subject to change without notice.

GROWATT NEW ENERGY TECHNOLOGY Co.,LTD A: No.28 Guangming Road, Longfeng Community, Shiyan, Baoan District, Shenzhen, P.R.China.

T: + 86 755 2747 1900 F: + 86 755 2749 1460 E: info@ginverter.com



470W MBB Half-Cell Module

JAM72S20 445-470/MR Series

Introduction

Assembled with multi-busbar PERC cells, the half-cell configuration of the modules offers the advantages of higher power output, better temperature-dependent performance, reduced shading effect on the energy generation, lower risk of hot spot, as well as enhanced tolerance for mechanical loading.



Higher output power



Lower LCOE



Less shading and lower resistive loss

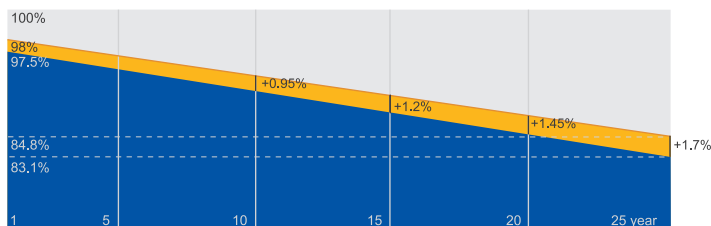


Better mechanical loading tolerance

Superior Warranty

- 12-year product warranty
- 25-year linear power output warranty

0.55% Annual Degradation Over 25 years



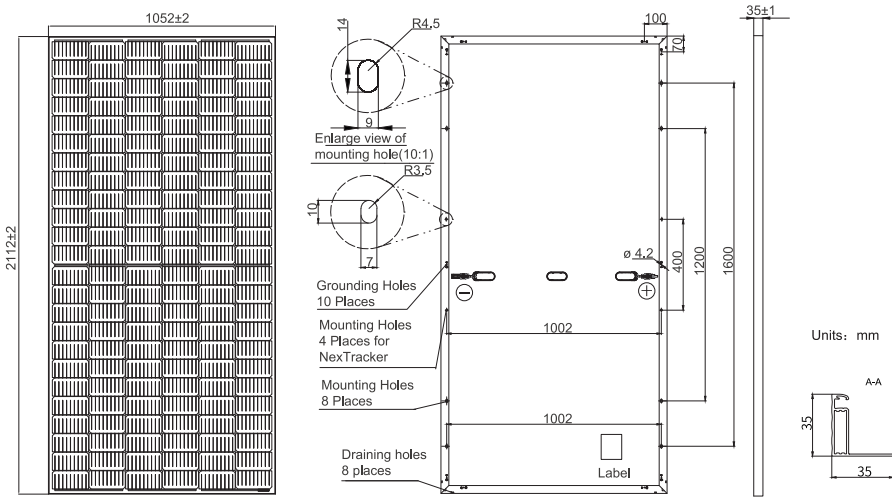
■ New linear power warranty ■ Standard module linear power warranty

Comprehensive Certificates

- IEC 61215, IEC 61730, UL 61215, UL 61730
- ISO 9001: 2015 Quality management systems
- ISO 14001: 2015 Environmental management systems
- ISO 45001:2018 Occupational health and safety management systems
- IEC TS 62941: 2016 Terrestrial photovoltaic (PV) modules – Guidelines for increased confidence in PV module design qualification and type approval



MECHANICAL DIAGRAMS



Remark: customized frame color and cable length available upon request

SPECIFICATIONS

Cell	Mono
Weight	24.7kg±3%
Dimensions	2112±2mm×1052±2mm×35±1mm
Cable Cross Section Size	4mm ² (IEC) , 12 AWG(UL)
No. of cells	144 (6×24)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	MC4(1000V) MC4-EVO2(1500V)
Cable Length (Including Connector)	1200mm(+)/1200mm(-)
Packaging Configuration	31pcs/pallet 682pcs/40ft Container

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM72S20 -445/MR	JAM72S20 -450/MR	JAM72S20 -455/MR	JAM72S20 -460/MR	JAM72S20 -465/MR	JAM72S20 -470/MR
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	445	450	455	460	465	470
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	49.56	49.70	49.85	50.01	50.15	50.31
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	41.21	41.52	41.82	42.13	42.43	42.69
Short Circuit Current(Isc) [A]	11.32	11.36	11.41	11.45	11.49	11.53
Maximum Power Current(Imp) [A]	10.80	10.84	10.88	10.92	10.96	11.01
Module Efficiency [%]	20.0	20.3	20.5	20.7	20.9	21.2
Power Tolerance	0~+5W					
Temperature Coefficient of Isc(α _{Isc})	+0.044%/°C					
Temperature Coefficient of Voc(β _{Voc})	-0.272%/°C					
Temperature Coefficient of Pmax(γ _{Pmp})	-0.350%/°C					
STC	Irradiance 1000W/m ² , cell temperature 25°C, AM1.5G					

Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer.They only serve for comparison among different module types.

ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT

TYPE	JAM72S20 -445/MR	JAM72S20 -450/MR	JAM72S20 -455/MR	JAM72S20 -460/MR	JAM72S20 -465/MR	JAM72S20 -470/MR
Rated Max Power(Pmax) [W]	336	340	344	348	352	355
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	46.65	46.90	47.15	47.38	47.61	47.84
Max Power Voltage(Vmp) [V]	38.95	39.19	39.44	39.68	39.90	40.10
Short Circuit Current(Isc) [A]	9.20	9.25	9.29	9.33	9.38	9.42
Max Power Current(Imp) [A]	8.64	8.68	8.72	8.76	8.81	8.86
NOCT	Irradiance 800W/m ² , ambient temperature 20°C,wind speed 1m/s, AM1.5G					

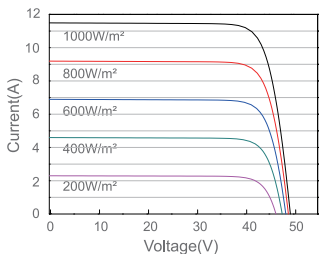
OPERATING CONDITIONS

Maximum System Voltage	1000V/1500V DC
Operating Temperature	-40°C~+85°C
Maximum Series Fuse Rating	20A
Maximum Static Load,Front*	5400Pa(112 lb/ft ²)
Maximum Static Load,Back*	2400Pa(50 lb/ft ²)
NOCT	45±2°C
Safety Class	Class II
Fire Performance	UL Type 1

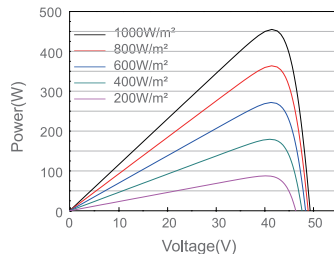
*For NexTracker installations ,Maximum Static Load, Front is 1800Pa while Maximum Static Load, Back is 1800Pa.

CHARACTERISTICS

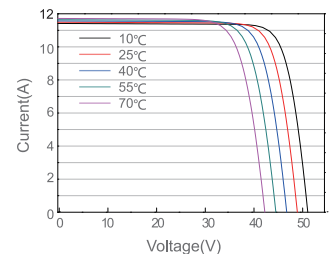
Current-Voltage Curve JAM72S20-455/MR



Power-Voltage Curve JAM72S20-455/MR

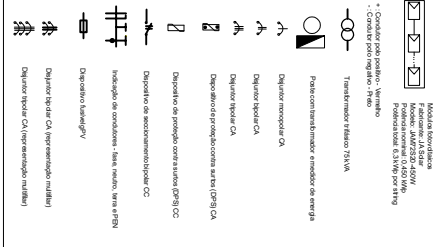


Current-Voltage Curve JAM72S20-455/MR



LEGENDA

- 1) Condutor Fase, Neutro
- 2) Condutor Fase, Neutro, Terra
- 3) Condutor de distribuição (Fase, Neutro, Terra)
- 4) Condutor de distribuição (Fase, Neutro, Terra)
- 5) Condutor de distribuição (Fase, Neutro, Terra)
- 6) Condutor de distribuição (Fase, Neutro, Terra)
- 7) Condutor de distribuição (Fase, Neutro, Terra)
- 8) Condutor de distribuição (Fase, Neutro, Terra)
- 9) Condutor de distribuição (Fase, Neutro, Terra)
- 10) Condutor de distribuição (Fase, Neutro, Terra)
- 11) Condutor de distribuição (Fase, Neutro, Terra)
- 12) Condutor de distribuição (Fase, Neutro, Terra)
- 13) Condutor de distribuição (Fase, Neutro, Terra)
- 14) Condutor de distribuição (Fase, Neutro, Terra)
- 15) Condutor de distribuição (Fase, Neutro, Terra)
- 16) Condutor de distribuição (Fase, Neutro, Terra)
- 17) Condutor de distribuição (Fase, Neutro, Terra)
- 18) Condutor de distribuição (Fase, Neutro, Terra)
- 19) Condutor de distribuição (Fase, Neutro, Terra)
- 20) Condutor de distribuição (Fase, Neutro, Terra)
- 21) Condutor de distribuição (Fase, Neutro, Terra)
- 22) Condutor de distribuição (Fase, Neutro, Terra)
- 23) Condutor de distribuição (Fase, Neutro, Terra)
- 24) Condutor de distribuição (Fase, Neutro, Terra)
- 25) Condutor de distribuição (Fase, Neutro, Terra)
- 26) Condutor de distribuição (Fase, Neutro, Terra)
- 27) Condutor de distribuição (Fase, Neutro, Terra)
- 28) Condutor de distribuição (Fase, Neutro, Terra)
- 29) Condutor de distribuição (Fase, Neutro, Terra)
- 30) Condutor de distribuição (Fase, Neutro, Terra)
- 31) Condutor de distribuição (Fase, Neutro, Terra)
- 32) Condutor de distribuição (Fase, Neutro, Terra)
- 33) Condutor de distribuição (Fase, Neutro, Terra)
- 34) Condutor de distribuição (Fase, Neutro, Terra)
- 35) Condutor de distribuição (Fase, Neutro, Terra)
- 36) Condutor de distribuição (Fase, Neutro, Terra)
- 37) Condutor de distribuição (Fase, Neutro, Terra)
- 38) Condutor de distribuição (Fase, Neutro, Terra)
- 39) Condutor de distribuição (Fase, Neutro, Terra)
- 40) Condutor de distribuição (Fase, Neutro, Terra)
- 41) Condutor de distribuição (Fase, Neutro, Terra)
- 42) Condutor de distribuição (Fase, Neutro, Terra)
- 43) Condutor de distribuição (Fase, Neutro, Terra)
- 44) Condutor de distribuição (Fase, Neutro, Terra)
- 45) Condutor de distribuição (Fase, Neutro, Terra)
- 46) Condutor de distribuição (Fase, Neutro, Terra)
- 47) Condutor de distribuição (Fase, Neutro, Terra)
- 48) Condutor de distribuição (Fase, Neutro, Terra)
- 49) Condutor de distribuição (Fase, Neutro, Terra)
- 50) Condutor de distribuição (Fase, Neutro, Terra)
- 51) Condutor de distribuição (Fase, Neutro, Terra)
- 52) Condutor de distribuição (Fase, Neutro, Terra)
- 53) Condutor de distribuição (Fase, Neutro, Terra)
- 54) Condutor de distribuição (Fase, Neutro, Terra)
- 55) Condutor de distribuição (Fase, Neutro, Terra)
- 56) Condutor de distribuição (Fase, Neutro, Terra)
- 57) Condutor de distribuição (Fase, Neutro, Terra)
- 58) Condutor de distribuição (Fase, Neutro, Terra)
- 59) Condutor de distribuição (Fase, Neutro, Terra)
- 60) Condutor de distribuição (Fase, Neutro, Terra)
- 61) Condutor de distribuição (Fase, Neutro, Terra)
- 62) Condutor de distribuição (Fase, Neutro, Terra)
- 63) Condutor de distribuição (Fase, Neutro, Terra)
- 64) Condutor de distribuição (Fase, Neutro, Terra)
- 65) Condutor de distribuição (Fase, Neutro, Terra)
- 66) Condutor de distribuição (Fase, Neutro, Terra)
- 67) Condutor de distribuição (Fase, Neutro, Terra)
- 68) Condutor de distribuição (Fase, Neutro, Terra)
- 69) Condutor de distribuição (Fase, Neutro, Terra)
- 70) Condutor de distribuição (Fase, Neutro, Terra)
- 71) Condutor de distribuição (Fase, Neutro, Terra)
- 72) Condutor de distribuição (Fase, Neutro, Terra)
- 73) Condutor de distribuição (Fase, Neutro, Terra)
- 74) Condutor de distribuição (Fase, Neutro, Terra)
- 75) Condutor de distribuição (Fase, Neutro, Terra)
- 76) Condutor de distribuição (Fase, Neutro, Terra)
- 77) Condutor de distribuição (Fase, Neutro, Terra)
- 78) Condutor de distribuição (Fase, Neutro, Terra)
- 79) Condutor de distribuição (Fase, Neutro, Terra)
- 80) Condutor de distribuição (Fase, Neutro, Terra)
- 81) Condutor de distribuição (Fase, Neutro, Terra)
- 82) Condutor de distribuição (Fase, Neutro, Terra)
- 83) Condutor de distribuição (Fase, Neutro, Terra)
- 84) Condutor de distribuição (Fase, Neutro, Terra)
- 85) Condutor de distribuição (Fase, Neutro, Terra)
- 86) Condutor de distribuição (Fase, Neutro, Terra)
- 87) Condutor de distribuição (Fase, Neutro, Terra)
- 88) Condutor de distribuição (Fase, Neutro, Terra)
- 89) Condutor de distribuição (Fase, Neutro, Terra)
- 90) Condutor de distribuição (Fase, Neutro, Terra)
- 91) Condutor de distribuição (Fase, Neutro, Terra)
- 92) Condutor de distribuição (Fase, Neutro, Terra)
- 93) Condutor de distribuição (Fase, Neutro, Terra)
- 94) Condutor de distribuição (Fase, Neutro, Terra)
- 95) Condutor de distribuição (Fase, Neutro, Terra)
- 96) Condutor de distribuição (Fase, Neutro, Terra)
- 97) Condutor de distribuição (Fase, Neutro, Terra)
- 98) Condutor de distribuição (Fase, Neutro, Terra)
- 99) Condutor de distribuição (Fase, Neutro, Terra)
- 100) Condutor de distribuição (Fase, Neutro, Terra)

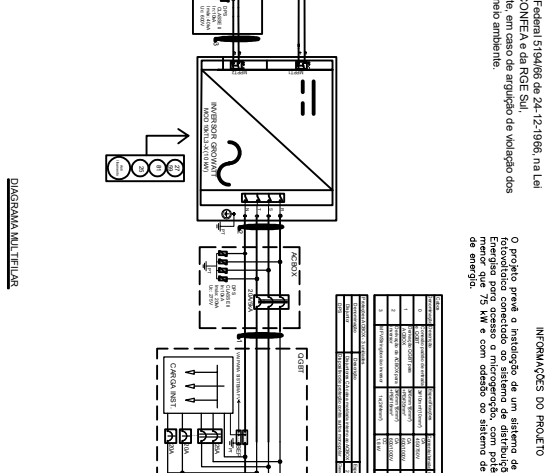
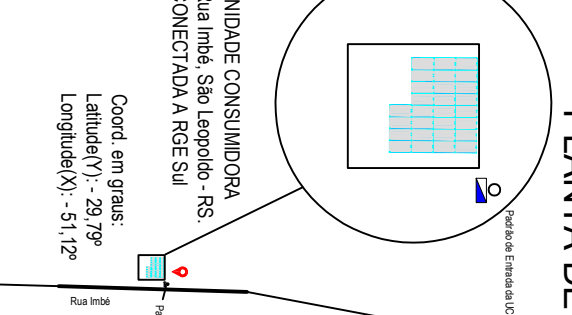
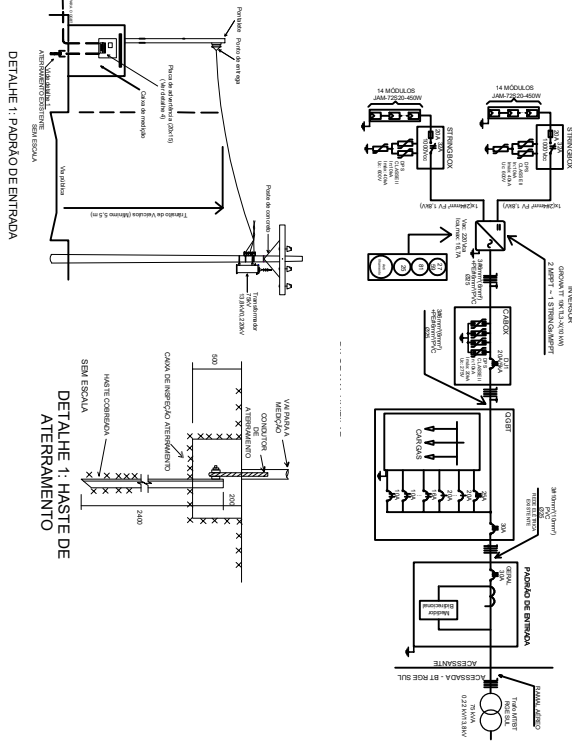


CUIDADO

RISCO DE CHOQUE ELÉTRICO

GERAÇÃO PRÓPRIA

DETALHE 4: PLACA DE ALERTEIA



EU, responsável técnico por este projeto, declaro conhecer o disposto na Lei Federal 5194/06 de 24-12-1996, na Lei 9670/98 de 19-02-1998 e nas Resoluções, Instruções Normativas e Atas do CDFRETA e da RGE SUL, em relação aos direitos autorais. Este projeto não causa impactos ambientais e não agredir o meio ambiente. Unidades em milímetros.

INFORMAÇÕES DO PROJETO

O projeto prevê a instalação de um sistema de energia solar fotovoltaico conectado ao sistema de distribuição de BT de DISJUNTORES DE PROTEÇÃO TRIFÁSICO 30A CONDUZIDORES 3x(10x10)mm² de energia.

TIPO DE PROJETO	TIPO DE PROTEÇÃO	TENSÃO	POTÊNCIA	CONDIÇÕES DE INSTALAÇÃO
PROJETO DE INSTALAÇÃO DE SISTEMA DE ENERGIA SOLAR FOTVOLTAICA	DISJUNTORES DE PROTEÇÃO TRIFÁSICO 30A	220V	144 MW	14 x 2 x 0,450 = 12,6 MW

TIPO DE PROJETO	TIPO DE PROTEÇÃO	TENSÃO	POTÊNCIA	CONDIÇÕES DE INSTALAÇÃO
PROJETO DE INSTALAÇÃO DE SISTEMA DE ENERGIA SOLAR FOTVOLTAICA	DISJUNTORES DE PROTEÇÃO TRIFÁSICO 30A	220V	144 MW	14 x 2 x 0,450 = 12,6 MW

PROJETO DE INSTALAÇÃO DE SISTEMA DE ENERGIA SOLAR FOTVOLTAICA	TIPO DE PROTEÇÃO	TENSÃO	POTÊNCIA	CONDIÇÕES DE INSTALAÇÃO
PROJETO DE INSTALAÇÃO DE SISTEMA DE ENERGIA SOLAR FOTVOLTAICA	DISJUNTORES DE PROTEÇÃO TRIFÁSICO 30A	220V	144 MW	14 x 2 x 0,450 = 12,6 MW

- NOTAS:**
- 1 - Especificações de "Fusível de Adesivagem" Material: PVC-Laranja, 150mm. O fusível amarelo, com espessura mínima de 1mm.
 - 2 - Junto ao padrão de entrada, próximo a caixa de medição/proteção, será instalada uma placa de advertência com as seguintes letras: "CUIDADO - RISCO DE CHOQUE ELÉTRICO - GELO/DQ PROPRIO".
 - 3 - A placa de advertência deve ser colocada em local visível, deve ser de pelo menos 10 centímetros de altura e deve conter o símbolo de advertência de choque elétrico.
 - 4 - A unidade possui redundância de GPS, string box e caixa.
 - 5 - Será utilizado 1 inversor de 10 kW, ligado a 24 módulos fotovoltaicos de 350WP cada.
 - 6 - Os painéis elétricos terão um ponto de conexão com a malha de aterramento.
 - 7 - O inversor será instalado em local de fácil acesso.
 - 8 - Somente deverá injetar energia na rede elétrica após a instalação do medidor.
 - 9 - O projeto de arquitetura deve estar em conformidade técnica e de conformação própria para a instalação do medidor de energia.
 - 10 - As instalações serão executadas de acordo com a NBR 5410 e 16860 da ABNT.
 - 11 - O cliente ou algum outro responsável pelo projeto, fica condicionado a apresentação pela RECSUL, referente a obra deste projeto, para a aprovação da apresentação da ART (Assistência de Responsabilidade Técnica) de execução visada no CREA da localidade.

