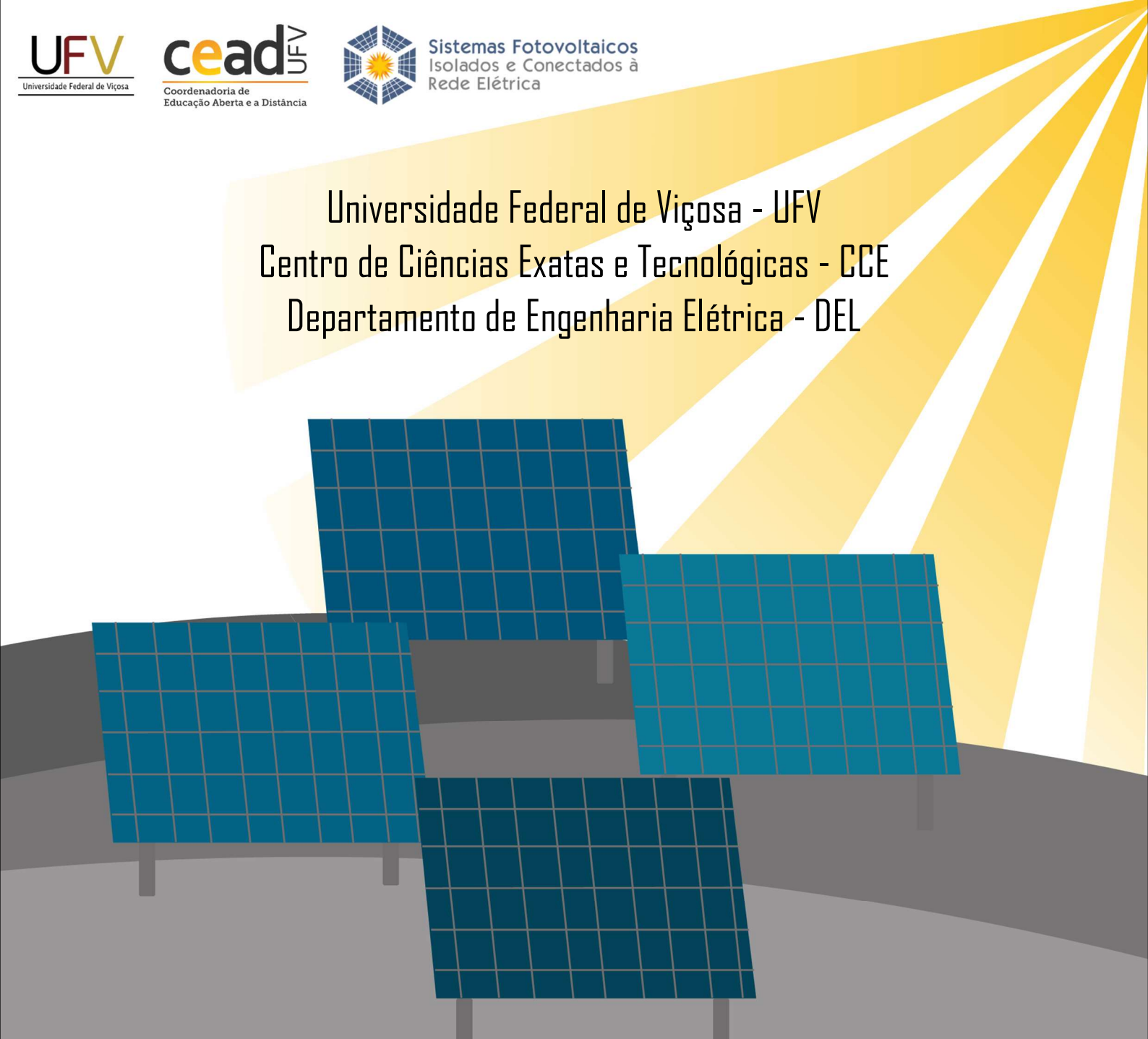


Universidade Federal de Viçosa - UFV
Centro de Ciências Exatas e Tecnológicas - CCE
Departamento de Engenharia Elétrica - DEL



**ESTUDO DE IMPLEMENTAÇÃO DE UMA USINA
FOTOVOLTAICA DE 2,75 MW PARA UMA MINERADORA
LOCALIZADA EM OURO PRETO-MG**

ELT 554 - TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

Aluno Pedro Henrique Machado
ORIENTADOR: Prof. Me. João Marcus Soares Callegari

Viçosa, 26 de Agosto de 2022.

Pedro Henrique Machado

ESTUDO DE IMPLEMENTAÇÃO DE UMA USINA FOTOVOLTAICA DE 2,75 MW PARA UMA MINERADORA LOCALIZADA EM OURO PRETO-MG

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. João Marcus Soares Callegari

Viçosa, 26 de Agosto de 2022.

ATA DE APROVAÇÃO

Aluno Pedro Henrique Machado

ESTUDO DE IMPLEMENTAÇÃO DE UMA USINA FOTOVOLTAICA DE 2,75 MW PARA UMA
MINERADORA LOCALIZADA EM OURO PRETO-MG

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.

Aprovada em 26 de Agosto de 2022.

Presidente e Orientador: Prof. Me. João Marcus Soares Callegari

Universidade Federal de Viçosa

Membro Titular: Prof. Dr. Heverton Augusto Pereira - UFV

Universidade Federal de Viçosa

Membro Titular: Prof. Me. William Caires Silva Amorim - UFV

IFMG – Campus Avançado Itabirito

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho

*Dedico este trabalho a Deus primeiramente, e
aos meus pais Angelita e Jurandir, meu irmão
Paulo, por todo apoio e força durante
esta grande etapa da minha vida*

AGRADECIMENTOS

Obrigado a Deus primeiramente, pelas oportunidades e força que me deu ao aprendizado. Obrigado a minha família que sempre me deu força para prosseguir em busca dos meus objetivos.

Obrigado aos professores do GESEP-UFV, principalmente João Marcus e Heverton pelos ensinamentos.

Obrigado aos colegas de curso pela grande troca de experiências e aprendizados.

RESUMO

Atualmente a energia solar tem contribuído fortemente na formação da matriz energética brasileira, estando atrás apenas da geração hídrica e eólica.

Minas Gerais é o Estado brasileiro com maior número de usinas fotovoltaicas em termos de potência instalada, no âmbito da micro e minigeração distribuída. Pelas razões acima mencionadas, este trabalho realiza um estudo de implementação de uma usina fotovoltaica de 2,75 MW, enquadrada no âmbito da minigeração distribuída, que será instalada em uma mineradora localizada na cidade de Ouro Preto-MG. A mineradora é atendida em tensão trifásica 13,8 kV, 60 Hz, tarifa A4 azul. O sistema dimensionado conta com 4752 módulos fotovoltaicos de 550 Wp e 22 inversores de 125 kW. Este projeto foi efetuado para atender 19,76% da energia utilizada pela empresa mês. A instalação dos módulos será feita sobre solo, ocupando uma área cerca de 12.146m². Além disso, a estrutura, parâmetros de proteção e conexão necessários para a produção da energia elétrica e devida conexão à rede foram calculados e apresentados neste trabalho, assim como uma análise de viabilidade técnico-financeira desta usina fotovoltaica.

Palavras-chave: Grupo A, Mineradora, Sistema Fotovoltaico, Tarifa Azul

Lista de Figuras

Figura 1: Localização geográfica da Mineradora.	16
Figura 2: Irradiância Média Anual.....	18
Figura 3: Conta de energia 1.	19
Figura 4: Conta de energia 2.	20
Figura 5: Perda de produção do módulo no decorrer dos anos.	22
Figura 6: Configuração das séries e arranjos FV conectados ao inversor FV.	26
Figura 7: Dimensionamento cabo CC.	30
Figura 8: Inversores FV até o barramento da combiner box CA.	31
Figura 9: <i>Combiner</i> box CA até o transformador (Cabine Primária).....	32
Figura 10: Estrutura para MÓDULO fotovoltaica.	34
Figura 11: Topologia de subestação abrigada com potência instalada acima de 300 kVA e inferior a 5MVA.	35
Figura 12: Dimensões da subestação projetada.	36
Figura 13: Esquemático utilizado para dimensionamento do TC.	37
Figura 14: Malha de aterramento tipo quadrado cheio.	41
Figura 15: Configuração da rede aérea de distribuição protegida entre barra da SE Cemig e barra do acessante.	43
Figura 16: Resumo das contribuições da concessionária e da usina solar fotovoltaica (UFV) para as correntes de CC nas diversas barras.	45
Figura 17: Coordenograma das proteções: 67(1) e 67(2).....	49
Figura 18: Coordenograma das proteções: 67N(1) e 67N(2).....	50
Figura 19: Histórico de Consumo.	51
Figura 20: Diagrama unifilar da UC após a instalação da usina solar fotovoltaica.	58
Figura 21: Local da Instalação da Usina Fotovoltaica.	59
Figura 22: Folha de dados módulo fotovoltaico LONGI LR5-72HPH 525-550M	63
Figura 23: Folha de Dados Inversor.....	64
Figura 24: Folha de Dados Inversor.....	65
Figura 25: Esquema de Ligação Inversor.....	66
Figura 26: Avaliação de Conformidade do Inversor.....	67

Lista de Tabelas

Tabela 1: Média, demanda e energia de 13 meses horário de ponta e fora de ponta.....	15
Tabela 2: Características Elétricas *STC: AM1.5 1000W/m ² 25°C.	21
Tabela 3: Características dos inversores fotovoltaicos utilizados na instalação.	23
Tabela 4: Resumo do dimensionamento elétrico da UFV.....	25
Tabela 5: Características técnicas transformador.	27
Tabela 6: Características do Disjuntor do Inversor.	27
Tabela 7: Características do Disjuntor para <i>Combiner</i> Box de 6 Inversores.....	28
Tabela 8: Características do Disjuntor para <i>Combiner</i> Box de 5 Inversores.....	28
Tabela 9: Premissas para dimensionamento de cabos CC.	29
Tabela 10: Dimensionamento dos cabos CC de acordo com a ABNT NBR 16690. .	30
Tabela 11: Premissas para dimensionamento de cabos CA.	30
Tabela 12: Dimensionamento dos cabos CA de acordo com a ABNT NBR 5410....	32
Tabela 13: Dimensionamento dos condutores de aterramento do lado CC e CA...	33
Tabela 14: Dimensionamento dos equipamentos da subestação.....	36
Tabela 15: Memorial de cálculo do transformador de corrente.	37
Tabela 16: Dimensionamento de TP de medição em 13,8 kV.	38
Tabela 17: Quadro de carga da subestação para alimentação auxiliar.	38
Tabela 18: Quadro de carga da subestação para alimentação da proteção.....	38
Tabela 19: Especificação do disjuntor de MT.....	39
Tabela 20: Dimensionamento de TCs de medição em 13,8 kV.....	40
Tabela 21: Dimensionamento de TP de medição em 13,8 kV.	40
Tabela 22: Magnitude corrente no ponto de conexão.	41
Tabela 23: Valores base utilizados nos estudos de proteção.	41
Tabela 24: Impedâncias de Sequência positiva, negativa e zero no ponto de conexão.....	42
Tabela 25: Dados de impedância de sequência dos cabos da rede RDP da SE CEMIG Ouro Preto até a barra de conexão do acessante. *Valores obtidos para uma temperatura de 90 °C.....	43
Tabela 26: Dados de impedância de sequência dos cabos de cobre utilizados na rede interna do acessante. *Valores obtidos para uma temperatura de 90 °C.	43
Tabela 27: Características elétricas do transformador a seco.	44
Tabela 28: Impedâncias equivalentes de sequência positiva e zero do sistema. ..	44
Tabela 29: Ajustes de religadores para coordenação, fornecidas pela concessionária.	46
Tabela 30: Definição das proteções e suas respectivas parametrizações de acordo com a norma ND 5.31.	46
Tabela 31: Discriminação dos valores da fatura média mensal.....	51
Tabela 32: Despesas com equipamentos.....	52
Tabela 33: Resumo dos Custos, insumos e mão de obra.	53

Tabela 34: Taxas estimadas.	53
Tabela 35: Custo e receita do projeto.	54
Tabela 36: Viabilidade econômica num horizonte de 10 anos.	54
Tabela 37: Fluxo de caixa simples e descontado.	55
Tabela 38: Características técnicas.	58
Tabela 39: Dados de Geração de Energia.	60

Lista de Abreviação

TMA	Taxa Mínima de Atratividade
VPL	Valor Presente Líquido
TIR	Taxa Interna de Retorno
CC	Corrente Contínua
CA	Corrente Alternada
CT	Custo Total da Usina
DPS	Dispositivo De Proteção Contra Surtos
EP	Energia Total Produzida ao Longo Vida Útil da Usina
FV	Fotovoltaico
HP	Horário De Ponta
HFP	Horário Fora De Ponta
LCOE	<i>Levelized Cost of Energy</i>
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
MFV	Módulo Fotovoltaico
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado A Rede
TIR	Taxa Interna De Retorno
TMA	Taxa Mínima De Atratividade
UFV	Usina Fotovoltaica
VPL	Valor Presente Líquido
Prodist	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica
PVO	Pequeno Volume de Óleo
UC	Unidade Consumidora
STC	<i>Standard test conditions</i>

Lista de Símbolos

FC_0	Fluxo de caixa do período zero
FC_n	Fluxo de caixa no período n
W_{modulo}	Produção de energia do módulo
W_{fv}	Potência necessária na geração fotovoltaica
T_{amb}	Temperatura ambiente
T_{oper}	Temperatura de operação da célula
Eff_{max}	Eficiência global máxima
MPP	Ponto de máxima potência (<i>Maximum power point</i>)
MPPT	Rastreamento do ponto de máxima potência (<i>Maximum power point tracking</i>)
V_{oc}	Tensão de circuito aberto
I_{sc}	Corrente de curto-circuito
V_{MP}	Tensão no ponto de máxima potência
I_{MP}	Corrente no ponto de máxima potência
P_{MP}	Potência no ponto de máxima potência
P_{mod}	Produção diária do módulo
N_{mod}	Número de módulos
N_{inv}	Número de inversores
FDI	Fator de dimensionamento do inversor
Z_{rele}	Impedância do relé
Z_{cabo}	Impedância do cabo
Z_{tc}	Impedância do TC
$K_{p,maximo}$	Coefficiente Máximo de Potência
K_{voc}	Coefficientes de temperatura de tensão de circuito aberto
K_{isc}	Coefficientes de temperatura de corrente de curto circuito
N_{cel}	Número de células FV
T_{noct}	Temperatura operação nominal
η_{fv}	Eficiência do módulo
m_{fv}	Massa do módulo

D_{fv}	Dimensões do módulo
$N_{inv,serie}$	Número de séries FV permitidas
P_{ca}	Potência CA. nominal Inversor Fotovoltaico
I_{ca}	Máxima corrente CA. (RMS) Inversor Fotovoltaico
V_{ca}	Tensão nominal de saída CA. (RMS) Inversor Fotovoltaico
FP_{inv}	Fator de potência Inversor Fotovoltaico
D_{inv}	Dimensões (1005×676×340)
m_{inv}	Massa Inversor Fotovoltaico
ΔT_{inv}	Faixa de temperatura de operação Inversor Fotovoltaico

Sumário

1-	Análise do Local da Instalação.....	15
1.1	ANÁLISE DO CONSUMO DE ENERGIA	15
1.2	LOCALIZAÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	16
1.3	ANÁLISE DO EFEITO DE SOMBREAMENTO	16
1.4	PERDAS NA PRODUÇÃO.....	17
1.5	ANÁLISE DA IRADIAÇÃO LOCAL	17
2-	Dimensionamento da Cabine Primária e Sistema Fotovoltaico	19
2.1	DIMENSIONAMENTO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	19
2.2	DIMENSIONAMENTO DOS INVERSORES.....	23
2.3	DIMENSIONAMENTO DO TRANSFORMADOR	27
2.4	DIMENSIONAMENTO DA PROTEÇÃO CC E CA	27
2.4.1	<i>DIMENSIONAMENTO DOS CABOS CC.....</i>	29
2.4.2	<i>DIMENSIONAMENTO DOS CABOS CA.....</i>	30
2.4.3	<i>DIMENSIONAMENTO BARRAMENTO QUADRO DE JUNÇÃO</i>	32
2.4.4	<i>ESTRUTURAS DE FIXAÇÃO E ATERRAMENTO DA UFV.....</i>	33
2.4.5	<i>ESTRUTURA PARA OS MFV</i>	33
2.5	DIMENSIONAMENTO DA CABINE PRIMÁRIA	34
2.5.1	<i>TOPOLOGIA ADOTADA.....</i>	34
2.5.2	<i>CARACTERÍSTICAS CONSTRUTIVAS E ELÉTRICAS DA SUBESTAÇÃO</i>	35
2.5.3	<i>COMPONENTES DO SISTEMA DE PROTEÇÃO: DISJUNTOR, RELÉ SECUNDÁRIO, TRANSFORMADORES DE TENSÃO E CORRENTE.....</i>	36
2.5.4	<i>COMPONENTES DO SISTEMA DE MEDIÇÃO.....</i>	39
2.5.5	<i>ATERRAMENTO DA SUBESTAÇÃO</i>	40
2.6	ESTUDOS DE PROTEÇÃO	41
2.6.1	<i>Níveis de Curto Circuito no local da Instalação</i>	41
2.6.2	<i>CÁLCULO DAS CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO</i>	41
2.6.3	<i>PARAMETRIZAÇÃO DAS FUNÇÕES DE PROTEÇÃO.....</i>	45
2.6.4	<i>.....</i>	45
2.6.5	<i>ESTUDO DE SELETIVIDADE E COORDENAÇÃO</i>	48
3-	Análise de Viabilidade Econômica	51
3.1	HISTÓRICO E DICRIMINAÇÃO DO CONSUMO	51

3.2 ANÁLISE DE DESPESAS: MANUTENÇÃO, LIMPEZA, CONCESSIONÁRIA, TROCA DE EQUIPAMENTOS.....	52
3.3 FLUXO DE CAIXA	53
3.4 ANÁLISE DA VIABILIDADE	54
3.5 INDICE DE SUSTENTABILIDADE	55
4- Projeto Elétrico	57
4.1 PROJETO ELÉTRICO: DIAGRAMA UNIFILAR	57
4.1.1 DADOS TÉCNICOS.....	58
4.1.2 PLANTA DA SITUAÇÃO DE COMO SERIA A UFV	59
4.1.3 TRANSFORMADOR, LINHA DE INTERLIGAÇÃO UFV A CABINE PRIMÁRIA 59	
4.1.4 PREVISÃO DE GERAÇÃO	59
5- Conclusão.....	61
6- Referências Bibliográficas	62
7- Anexos.....	63

1- Análise do Local da Instalação

Este capítulo tem objetivo de analisar e informar sobre local de estudo da usina fotovoltaica, valores de consumo e, efeitos de sombreamento estimativas de perdas no sistema de geração.

1.1 ANÁLISE DO CONSUMO DE ENERGIA

Na Tabela 1 está representado a demanda e o consumo de 13 meses da mineradora sob estudo, assim como a média de consumo. Essa mineradora está alocada no seguinte sistema tarifário da Concessionária Cemig: Classe: Industrial; Subclasse: Industrial; Modalidade Tarifária: TUSD Livre A4 Azul. O recebimento na planta é em 13,8 kV, com demanda contratada de 2,7 MW. Este projeto foi efetuado para atender 19,76% da energia utilizada pela empresa mês, ou seja 338.412kWh/mês.

Tabela 1: Média, demanda e energia de 13 meses horário de ponta e fora de ponta.

Mês/Ano	Demanda (kW)		Energia(kWh)	
	HP	HFP	HP	HFP
Mai/22	2.690	2.792	153.000	1.528.000
Abr/22	2.633	2.649	136.000	1.571.000
Mar/22	3.506	3.254	157.000	1.596.000
Fev/22	2.703	3.217	137.000	1.460.000
Jan/22	2.601	2.798	142.000	1.559.000
Dez/21	3.317	2.930	172.000	1.652.000
Nov/21	2.884	2.835	150.000	1.632.000
Out/21	2.540	2.572	141.000	1.643.000
Set/21	2.517	2.651	132.000	1.363.000
Ago/21	2.536	2.980	153.000	1.574.000
Jul/21	2.645	2.852	152.000	1.606.000
Jun/21	2.578	2.979	143.000	1.577.000
Mai/21	2.631	2.671	141.000	1.594.000
Media	2.752,38	2.860,00	146.546,15	1.565.769,23

Diante dos valores apresentados na Tabela 1, acima os valores são demonstrados um total de energia utilizada em média mês de 1.712.615,38 kWh. Valor resultante da soma da energia fora de ponta e energia de ponta, com fator de ajuste unitário (conforme será mostrado posteriormente).

1.2 LOCALIZAÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

A mineradora em estudo está localizada na cidade de Ouro Preto-MG, na Latitude $20,428068^\circ$ ressaltando que devido confidencialidade da empresa, não será descrito longitude. Na Figura 1 é mostrado uma vista superior da Mineradora, onde foi feito o estudo de implantação da usina fotovoltaica.



Figura 1: Localização geográfica da Mineradora.

1.3 ANÁLISE DO EFEITO DE SOMBREAMENTO

Os módulos fotovoltaicos serão instalados com inclinação de 20° voltados ao norte geográfico (azimute de 0°), garantindo perdas nulas pelo posicionamento e geografia local.

As perdas por sombreamento também são desprezíveis, uma vez que na proximidade da região de instalação não tem árvores ou construções que afetem a irradiância solar sobre os módulos, e o potencial local de instalação está com um patamar acima da região ao seu redor.

Outro fator a ser considerado são as perdas por temperatura do próprio módulo fotovoltaico. O coeficiente máximo de potência ($K_{p,max}$) é obtido nos testes em laboratório nas seguintes condições de teste padrão (*STC): AM 1.5; $1000W/m^2$; e $25^\circ C$. Portanto, a cada aumento de $1^\circ C$ no módulo fotovoltaico

(a partir dos 25°C) acarretará em uma perda percentual em seu nível máximo de potência.

Valor que encontrado da A necessidade de 1.712.615,38 Wh/mês exige um aumento de demanda contratada assim como um projeto muito além do que é proposto por este trabalho assim sendo um projeto piloto, que inviabiliza o empreendimento por altos. Apesar de não ser possível de liquidar todo consumo, a usina fotovoltaica é dimensionada para atender 19,76% da energia utilizada pela empresa mês. Isto exige um aumento de 50 kW da atual demanda contratada (2,7 MW), passando a ser 2,75MW. Para tanto, o módulo escolhido foi o LONGI LR5-72HPH-550M. Na Tabela 2, encontra-se as características elétricas do mesmo.

Tabela 2 referente ao modulo fotovoltaico. Abaixo são feitos os cálculos, e demonstrando as perdas no módulo fotovoltaico a uma temperatura de 40°C:

$$P_{temp}^{\%} = K_{p,max} \times \Delta T \quad (1)$$

$$P_{temp}^{\%} = K_{p,max} \times \Delta T = -0,35 \frac{\%}{^{\circ}C} \times (40 - 25)^{\circ}C = -5,25\% \quad (2)$$

1.4 PERDAS NA PRODUÇÃO

De acordo com [1], as perdas podem ser estimadas na seguinte faixa, sendo estas consideradas de acordo com um dia a 25°C:

- Sombreamento/nuvens: **0,5%** (considerando nuvens apenas, isto é, sombreamentos parciais temporários na localidade de estudo);
- Sujidade: **2%**; (dentro da uma faixa típica de 1 a 5%);
- *Mismatch*: **1%**; (dentro da uma faixa típica de 1 a 5%);
- Temperatura: **-5,25%** (valor calculado no item 1.3)
- Cabeamento de corrente contínua (CC): **1%**; (dentro da uma faixa típica de 1 a 7%);
- Cabeamento corrente alternada (CA): **1%**; (dentro da uma faixa típica de 1 a 7%);
- Total de: **10,75%**

Nos próximos desenvolvimentos deste trabalho, esta estimativa de perda será utilizada.

1.5 ANÁLISE DA IRADIAÇÃO LOCAL

A irradiância solar Média local é 4,84 kWh/m². dia, no plano inclinado da cidade de Ouro Preto, segundo CRESESB [2]. Na Figura 2 é exibido os valores da irradiância solar no decorrer de todos meses do ano e sua média.

Cálculo no Plano Inclinado

Estação: Ouro Preto
Município: Ouro Preto, MG - BRASIL
Latitude: 20.401° S
Longitude:
Distância do ponto de ref. (20.428968° S): :3.5 km

#	Ângulo	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"/>	Piano Horizontal	0° N	5,43	5,68	4,85	4,49	3,98	3,90	4,09	5,01	5,16	5,22	4,88	5,33	4,84	1,78
<input checked="" type="checkbox"/>	Ângulo igual a latitude	20° N	4,97	5,44	4,95	4,98	4,77	4,91	5,06	5,82	5,45	5,10	4,54	4,82	5,07	1,28
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior média anual	21° N	4,94	5,41	4,94	4,99	4,80	4,95	5,10	5,84	5,45	5,08	4,51	4,79	5,07	1,33
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior mínimo mensal	16° N	5,09	5,52	4,96	4,91	4,65	4,74	4,90	5,70	5,43	5,16	4,63	4,95	5,05	1,06

Figura 2: Irradiância Média Anual.

2- Dimensionamento da Cabine Primária e Sistema Fotovoltaico

Este capítulo tem objetivo demonstrar todos cálculos e valores encontrados para o dimensionamento da usina fotovoltaica.

2.1 DIMENSIONAMENTO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Para que seja feito o dimensionamento da usina fotovoltaica, inicialmente será calculado o fator de ajuste.

$$\text{Fator de Ajuste} = \frac{TE \text{ Fora de ponta}}{TE \text{ ponta}} \quad (3)$$

Por estar no mercado livre e confidencialidade da empresa, algumas dificuldades surgiram para acesso de informações referentes ao tipo de contrato da empresa com a concessionária. A Figura 3 e Figura 4 mostram as tarifas de ponta e fora de ponta das 2 contas de energia da empresa afiliada a concessionária Cemig do mês de junho/2022. Obtém-se, portanto, o valor de 0,42 R\$/kWh para tarifa de ponta e fora de ponta, já que o fator de ajuste é unitário. Conforme é destacado na Figura 3 a tarifa de HFP e HP são iguais.

$$\text{Tarifas} = 0,3126 + 0,109 = 0,42 \text{ R\$/kWh} \quad (4)$$

Valores Faturados			
Descrição	Quantidade	Tarifa/Preço	Valor(R\$)
Componente Fio kW HFP	2.792	18,92039175	52.825,72
Componente Fio kW HP	2.690	57,16861303	153.783,55
Componente Fio kW HP s/ ICMS	10	46,87826269	468,77
Componente Encargo kWh HFP	1.528.158	0,10918059	166.845,17
Componente Encargo kWh HP	153.464	0,10918059	16.755,27
Energia Reativa kWh HFP	2.240	0,34799006	779,47
Energia Reativa kWh HP	56	0,34799006	19,46
Encargos/Cobranças			
Ajuste de Desconto C. Fio HFP			43,87
Ajuste de Desconto C. Fio HP			142,83
Abatimentos e Devoluções			
Desconto Comp. Fio HFP			-20.701,82
Desconto Comp. Fio HP			-60.490,12

Figura 3: Conta de energia 1.

Valores Faturados			
Descrição	Quantidade	Tarifa/Preço	Valor(R\$)
Perdas RB kWh HFP	49.718	0,31262683	15.543,17
Energia Ativa kWh HFP	1.657.275	0,31262683	518.108,62

Figura 4: Conta de energia 2.

Este fator é necessário de ser calculado devido a injeção e consumo ocorrerem em diferentes postos horários (no horário de fora de ponta e ponta, respectivamente). Em outras palavras, caso haja injeção de energia na concessionária no horário fora de ponta, o excedente poderá ser utilizado no horário de ponta, desde que corrigido pelo fator de ajuste. Sabe-se que:

- TE Ponta: 0,42 R\$/kWh;
- TE Fora de ponta: 0,42 R\$/kWh.

Portanto:

$$\text{Fator de Ajuste} = \frac{\text{TE Fora de ponta}}{\text{TE ponta}} = \frac{0,42}{0,42} = 1. \quad (5)$$

A necessidade kWh para abater todo consumo da indústria é dado pela seguinte fórmula:

$$\text{Necessidade kWh} = \text{Energia Fora de Ponta} + \text{Fator de ajuste} * \text{Energia Ponta} \quad (6)$$

Conforme Tabela 1, os seguintes valores médios de energia são obtidos para que seja calculado a Necessidade kWh:

- Horário Ponta - 146.546,15 Wh/mês;
- Horário Fora Ponta - 1.565.769,23 Wh/mês;
- Fator de Ajuste - 1.

Logo:

$$\begin{aligned} \text{Necessidade kWh} &= 1.565.769,23 + 146.546,15 * 1 \\ &= 1.712.615,38 \text{ kWh/mês} \end{aligned} \quad (7)$$

A necessidade de 1.712.615,38 Wh/mês exige um aumento de demanda contratada assim como um projeto muito além do que é proposto por este trabalho assim sendo um projeto piloto, que inviabiliza o empreendimento por altos. Apesar de não ser possível de liquidar todo consumo, a usina fotovoltaica é dimensionada para atender 19,76% da energia utilizada pela empresa mês.

Isto exige um aumento de 50 kW da atual demanda contratada (2,7 MW), passando a ser 2,75MW. Para tanto, o módulo [3] escolhido foi o LONGI LR5-72HPH-550M. Na Tabela 2, encontra-se as características elétricas do mesmo.

Tabela 2:Características Elétricas *STC: AM1.5 1000W/m² 25°C.

Parâmetros	Símbolo	Valor
Modelo	-	LONGI LR5-72HPH-550M
Garantia do produto	-	12 anos
Garantia de perda de produção	-	25 anos
Tecnologia das células	-	Silício mono-cristalino
Potência máxima*	P_{mp}	550 W
Tensão de máxima potência*	V_{mp}	41,95 V
Corrente de máxima potência*	I_{mp}	13,12 A
Tensão de circuito aberto*	V_{oc}	49,8 V
Corrente de curto-circuito	I_{sc}	13,98 A
Coeficientes de temperatura	k_{pmax}	-0,35%/°C
	k_{voc}	-0,27%/°C
	k_{isc}	0,048%/°C
Número de células FV	N_{cel}	144
Temperatura operação nominal	T_{noct}	-40°C:85°C
Eficiência do módulo	η_{fv}	21,5%
Massa do módulo	m_{fv}	27,2 kg
Área do módulo	A_m	2,56 m ²
Dimensões do módulo	D_{fv}	2256×1133×35mm
Bitolas dos cabos CC. de saída	-	4 mm ²

Os valores de tensão, corrente e potência apresentados na A necessidade de 1.712.615,38 Wh/mês exige um aumento de demanda contratada assim como um projeto muito além do que é proposto por este trabalho assim sendo um projeto piloto, que inviabiliza o empreendimento por altos. Apesar de não ser possível de liquidar todo consumo, a usina fotovoltaica é dimensionada para atender 19,76% da energia utilizada pela empresa mês. Isto exige um aumento de 50 kW da atual demanda contratada (2,7 MW), passando a ser 2,75MW. Para tanto, o módulo escolhido foi o LONGI LR5-72HPH-550M. Na Tabela 2, encontra-se as características elétricas do mesmo.

Tabela 2 são válidos para as condições climáticas no STC (do inglês *Standard test conditions*): 25 °C e 1000 W/m².

A Figura 5 mostra o demonstrativo do percentual de perdas dos módulos fotovoltaicos no decorrer de toda sua vida útil, 25 anos. Esta perda é de 2%

no primeiro ano, e 0,55% a cada ano. Portanto, um total de 15,2% de perda é evidenciado no decorrer de toda sua vida útil.

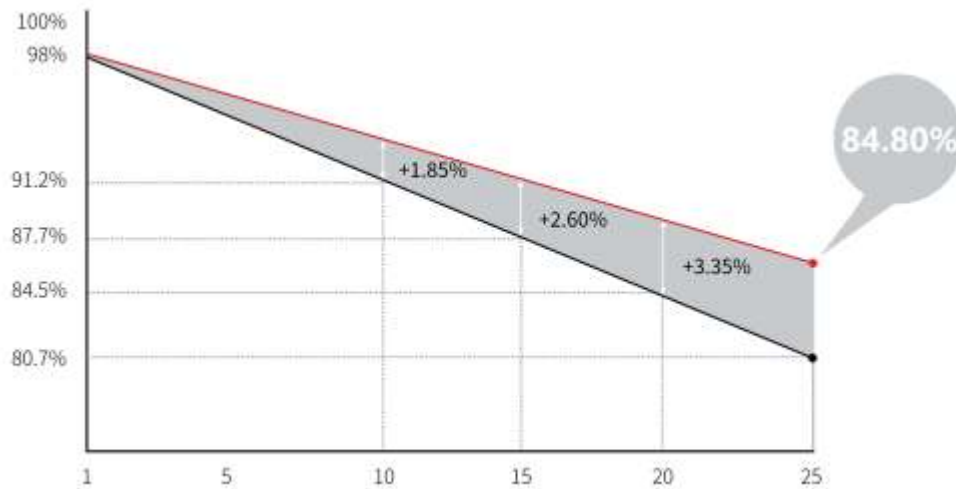


Figura 5: Perda de produção do módulo no decorrer dos anos.

A usina será construída para uma potência de 2,75 MW. O inversor escolhido para esta usina foi o PHB125K-HT. Logo, será calculado a quantidade necessária de inversores para este projeto abaixo:

$$Quantidade_{inv} = \frac{2,75M}{125K} = 22 \text{ inversores} \quad (8)$$

As premissas para assegurar o correto funcionamento do inversor serão mostradas no item 2.1.2. Cada inversor tem a capacidade de suportar 216 módulos fotovoltaicos, perfazendo um total de 4.752 módulos fotovoltaicos nesta usina fotovoltaica, conforme abaixo:

$$Quantidade_{módulos} = 22 \times 216 = 4.752 \text{ módulos} \quad (9)$$

Com esta quantidade de módulos, é calculado a energia gerada por essa usina, de acordo com a seguinte equação:

$$N = \frac{Warranjo}{Radiação * A * \epsilon * \varphi} \quad (10)$$

$$4.752 = \frac{Warranjo}{4,84 * (2,256 * 1,133) * (0,215) * 0,8925} \rightarrow Warranjo = 11.280,737KWh \quad (11)$$

A premissa adotada para calcular a necessidade de módulos e potência a partir dos inversores se deu pelo fato de não querer um aumento elevado de demanda. Para a produção diária de 11.280,737 Wh, então mensalmente:

$$Energia_{mes} = 11.280,737Wh \times 30 = 338.422,11kwh/mes \quad (12)$$

Este valor calculado supre aproximadamente 19,76% do consumo mensal da empresa.

2.2 DIMENSIONAMENTO DOS INVERSORES

O inversor escolhido para esta aplicação será o PHB125K-HT. O inversor é o equipamento responsável por realizar a interface elétrica entre os módulos fotovoltaicos (CC) e a concessionária rede elétrica (CA). Os inversores PHB125K-HT são capazes de atender 8 níveis de tensões do módulo 3 do Prodist. Possui proteção IP66 (isto é, a prova de poeira, e protegido contra jato d'água potente em todas as direções), o que garante uma elevada vida útil do equipamento. O mesmo está homologado junto ao INMETRO. Este inversor possui *string* box integrada, o que reduz tempo no momento da instalação. Vale ressaltar que este inversor também possui 4 interfaces de comunicação: Bluetooth, RS485, SERIAL e WI-FI. O que facilita monitoramento da geração e funcionamento da unidade geradora. Além disso, atendem as normas ABNT-NBR-16149, ABNTNBR-16150 e ABNT-NBR-IEC-62116, que é demonstrada abaixo.

As características e especificações técnicas principais deste inversor fotovoltaico [5] estão apresentadas na Tabela 3.

Tabela 3:Características dos inversores fotovoltaicos utilizados na instalação.

Parâmetros	Símbolo	Valor
Modelo	-	PHB125K-HT
Garantia do produto	-	7/10/15/20/25 anos
Máxima tensão CC. por série FV	-	1100 V
Faixa de operação do MPPT	ΔV_{mppt}	180~1000 V
Tensão CC. de partida	$V_{cc,min}$	200 V
Corrente CC. máxima por série FV	$I_{serie,max}$	15 A
Corrente CC. máxima por arranjo FV	$I_{arranjo,max}$	30 A
Número de séries FV permitidas	$N_{inv,serie}$	24

String box integrada	–	Seccionadora e DPS c. II
Potência CA. nominal	P_{ca}	125 kW
Máxima corrente CA. (RMS)	I_{ca}	191,3 A
Tensão nominal de saída CA. (RMS)	V_{ca}	380/220 V ~ 60 Hz
Fator de potência	FP_{inv}	Unitário (0,8 cap. ou ind.)
Conexão CA.	–	Trifásico (3F+PE)
Dimensões	D_{inv}	1005×676×340 mm
Massa	m_{inv}	98,5 kg
Ambiente de operação	-	Externo ou interno (IP 66)
Faixa de temperatura de operação	ΔT_{inv}	-30~60 °C

Para um correto dimensionamento do inversor o mesmo tem de atender algumas premissas, que serão demonstradas abaixo:

$$P_{inv}^{max} > P_{Arranjo} \quad (13)$$

Para que atenda P_{inv}^{max} seja maior que a $P_{Arranjo}$, o número máximo de módulo fotovoltaicos por *String* deverá ser 18, sendo estes constituídos de 2 séries de 9 módulos cada por MPPT. Dessa forma, a potência do arranjo será 118.800W, ou seja, menor que a potência do inversor 125 kW.

- String=18*550=9900 Wp;
- 12Mppt=12*9900=118.800 Wp;

Logo em cada Inversor será interligado 216 módulos fotovoltaicos.

$$I_{inv}^{max} > 1,05 \times I_{SC} \quad (14)$$

A corrente que irá circular em cada serie será de 13,98 A. A corrente máxima suportada por cada MPPT é de 30 A. Como cada MPPT suporta 2 séries fotovoltaicas, então:

$$I_{inv}^{max} > 1,05 \times I_{SC} \times 2 \quad (15)$$

Substituindo:

$$I_{inv}^{max} > 2 = 1,05 \times 13,98 \times 2 = 29,35 \text{ A} \quad (16)$$

A máxima tensão CC suportada pelo inversor é dada por:

$$V_{inv}^{max} > 1,2 \times N \times V_{oc} = 1,2 \times 9 \times 49,8 = 537,84 \text{ V} \quad (17)$$

Como a máxima tensão CC suportada pelo inversor se dá por 1100V, este requisito foi atendido. Este inversor atende todas as premissas de dimensionamento, conforme demonstrado nas equações acima. Será utilizado 1 inversor a cada 552,106 m²:

$$\text{Inversor } m^2 = 216 * (2,256 * 1,133) = 552,106m^2 \quad (18)$$

Serão conectados 216 módulos FV JKM550M-72HL4 na entrada CC do inversor PHB125K-HT, conforme esquema da Figura 6. São 18 módulos FV por série fotovoltaica, formando 12 arranjos fotovoltaicos. As potências de pico por inversor e da usina FV estão resumidas na Tabela 4, assim como outras características importantes do dimensionamento da usina FV. Um total de aproximadamente 12.146,332 m² de área serão necessários apenas para comportar os módulos FV desta UFV.

$$\text{Área necessária } m^2 = 216 * (2,256 * 1,133) * 22 = 12.146,332m^2 \quad (19)$$

$$\text{Fator de sobredimensionamento inversor} = \frac{\text{Potencia Nominal CC}}{\text{Potencia Nominal CA}} = \frac{118k}{125k} = 0,944 \quad (20)$$

Tabela 4:Resumo do dimensionamento elétrico da UFV.

Parâmetro	Símbolo	Valor
Número de séries FV por inversor	$N_{série}$	24
Número de módulos FV por série fotovoltaica	N_{sfv}	9
Potência nominal da série fotovoltaica*	$P_{série}$	9900 W
Número de arranjos FV por inversor	$N_{arranjo}$	12
Número de módulos FV por arranjo fotovoltaico	N_{afv}	18
Potência nominal do arranjo fotovoltaico*	$P_{arranjo}$	19800 W
Número de módulos fotovoltaicos por inversor	$N_{fv,inv}$	216
Potência nominal CC. por inversor*	P_{fv}	118,8kW
Fator de sobredimensionamento do inversor	FSI	0,944
Número de inversores fotovoltaicos	N_{inv}	22
Número de módulos fotovoltaicos	N_t	4.752
Potência nominal CC. da usina FV*	$P_{cc,usina}$	2,613MW
Potência nominal CA. da usina FV	$P_{ca,usina}$	2,75 MW

*Informações no STC: 25° e 1000°C

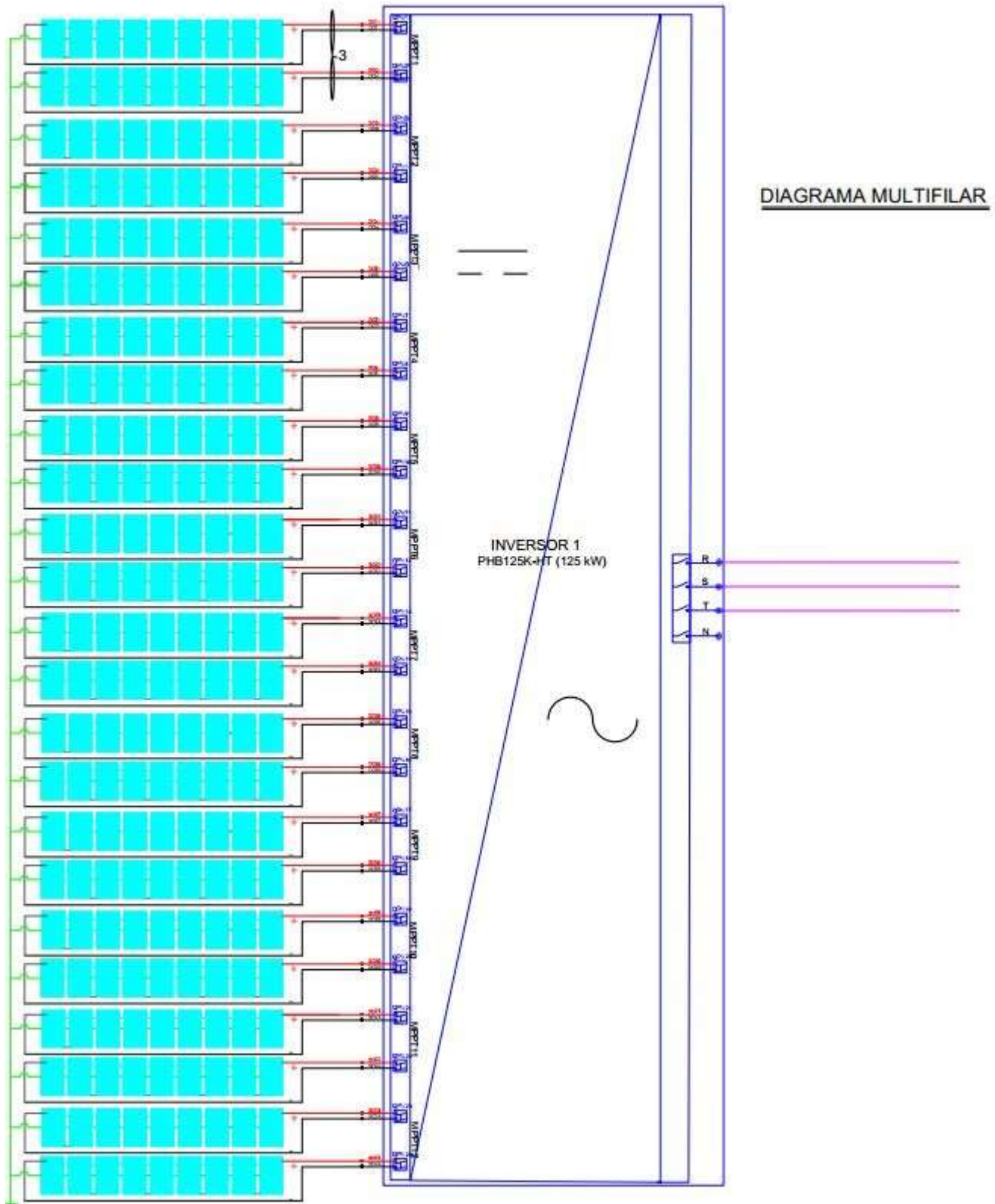


Figura 6: Configuração das séries e arranjos FV conectados ao inversor FV.

2.3 DIMENSIONAMENTO DO TRANSFORMADOR

O Transformador utilizado foi o transformador Seco 3000kVA 13.8/0.38kV CST IP-00 AN. A UFV é interligada no transformador por meio de quatro combiner box. O transformador está abrigado e instalado na cabine primária, não trazendo novos investimentos, pois será utilizado o transformador que já atende a planta da empresa. Abaixo, as características técnicas do transformador escolhido:

Tabela 5: Características técnicas transformador.

Potência	3000KVA
Tensão nominal AT	13.8Kv
Tensão nominal BT	0.38 kV
Grau de Proteção	IP-00
Forma construtiva	Seco
NBI (AT)	95.0 kV
Norma	NBR 5356-11
Frequência	60.0 Hz
Grupo ligação WT	Dyn1
Fase	Trifásico
Instalação	Abrigado
Altitude máxima de instalação	1000.0 m
Atmosfera	Não agressiva
Temperatura ambiente máxima	40.0 °C

2.4 DIMENSIONAMENTO DA PROTEÇÃO CC E CA

Para a proteção no lado CC da UFV, conforme o inversor escolhido tem string box integrada, não haverá necessidade de dimensionamento dos equipamentos de proteção CC, sendo os já integrados Seccionadora e DPS c. II.

Para a proteção lado CA será dimensionado um disjuntor que atenda a necessidade de uma corrente de 190 A, valor este encontrado no datasheet do inversor fotovoltaico. O escolhido para este projeto foi um disjuntor com corrente nominal de 200 A, para cada inversor da usina FV, totalizando 22 disjuntores de proteção dos inversores.

As características técnicas do disjuntor em caixa EasyPact EZC250N, são mostradas na Tabela 6 abaixo:

Tabela 6: Características do Disjuntor do Inversor.

Linha	EasyPact
Tipo de Produto	Disjuntor
Nome abreviado do dispositivo	EasyPact EZC250N

<i>Number of poles</i>	3P
[In] corrente nominal	200 A a 40 °C
[Ue] tensão de operação nominal	690 V CA 50/60 Hz conforme IEC 60947-2
Tipo de rede	CA
Frequência da rede	50/60 Hz
Capacidade de Corte	25 kA Icu a 380V CA 50/60 Hz para IEC 60947-2
Tipo de controle	Alavanca articulada

Para a proteção no lado CA da UFV onde se refere aos quadros de junção, são previstos quadros de junção CA. Serão 4 quadros de junção, sendo 2 recebendo seis inversores, e outras 2 recebendo 5 inversores. Sendo necessários um total de 4 quadros CA compondo a UFV. No quadro que receberá 6 inversores, o disjuntor modelo NS1600H Compact da Schneider.

A Tabela 7 apresenta as características técnicas deste disjuntor, onde as premissas de corrente nominal 1.272 A e corrente de interrupção do projeto de 70 kA são atendidas.

Tabela 7: Características do Disjuntor para *Combiner* Box de 6 Inversores.

Linha	Compactar
Linha de Produto	ComPact NS630b...1600
Nome abreviado do dispositivo	NS1600H Compact
<i>Number of poles</i>	3P
[In] corrente nominal	1600 A a 50 °C
[Ue] tensão de operação nominal	690 V CA 50/60 Hz
Tipo de rede	CA
Frequência da rede	50/60 Hz
<i>[Icu] rated ultimate short-circuit breaking capacity</i>	70 kA Icu a 380/415 V CA 50/60 Hz para IEC
<i>Performance level</i>	H 70 kA 415 V CA
Tipo de controle	Punho giratório Alavanca articulada

A Tabela 8 apresenta as características técnicas do disjuntor que receberá a ligação de 5 inversores, atendendo as premissas de corrente nominal 1.061,75 A e corrente de interrupção do projeto de 70 kA.

Tabela 8: Características do Disjuntor para *Combiner* Box de 5 Inversores.

Linha	Compactar
Linha de Produto	ComPact NS630b...1600
Nome abreviado do dispositivo	NS1250H Compact

<i>Number of poles</i>	3P
[In] corrente nominal	1250 A a 50 °C
[Ue] tensão de operação nominal	690 V CA 50/60 Hz
Tipo de rede	CA
Frequência da rede	50/60 Hz
<i>[Icu] rated ultimate short-circuit breaking capacity</i>	70 kA Icu a 380/415 V CA 50/60 Hz para IEC 60947-
<i>Performance level</i>	H 70 kA 415 V CA
Tipo de controle	Punho giratório Alavanca articulada

2.4.1 DIMENSIONAMENTO DOS CABOS CC

As premissas para dimensionamento dos cabos CC da série e arranjo fotovoltaico são destacadas na Tabela 9.

Tabela 9: Premissas para dimensionamento de cabos CC.

Premissas e considerações
Cabos satisfazem NBR 16612 e 16690
Temperatura ambiente: 20°C
Temperatura de operação: 90°C
Cabos instalados ao ar livre protegidos do sol
Método de instalação com dois cabos unipolares encostados um ao outro na horizontal
Distância máxima da série fotovoltaica ao respectivo inversor: 15m
Condutividade do cobre em 90° C: 44 m/Ωmm ²
Queda de tensão máxima (relação ao ponto de máxima potência): 3%

A Figura 7 mostra o dimensionamento dos cabos CC necessários para a UFV.

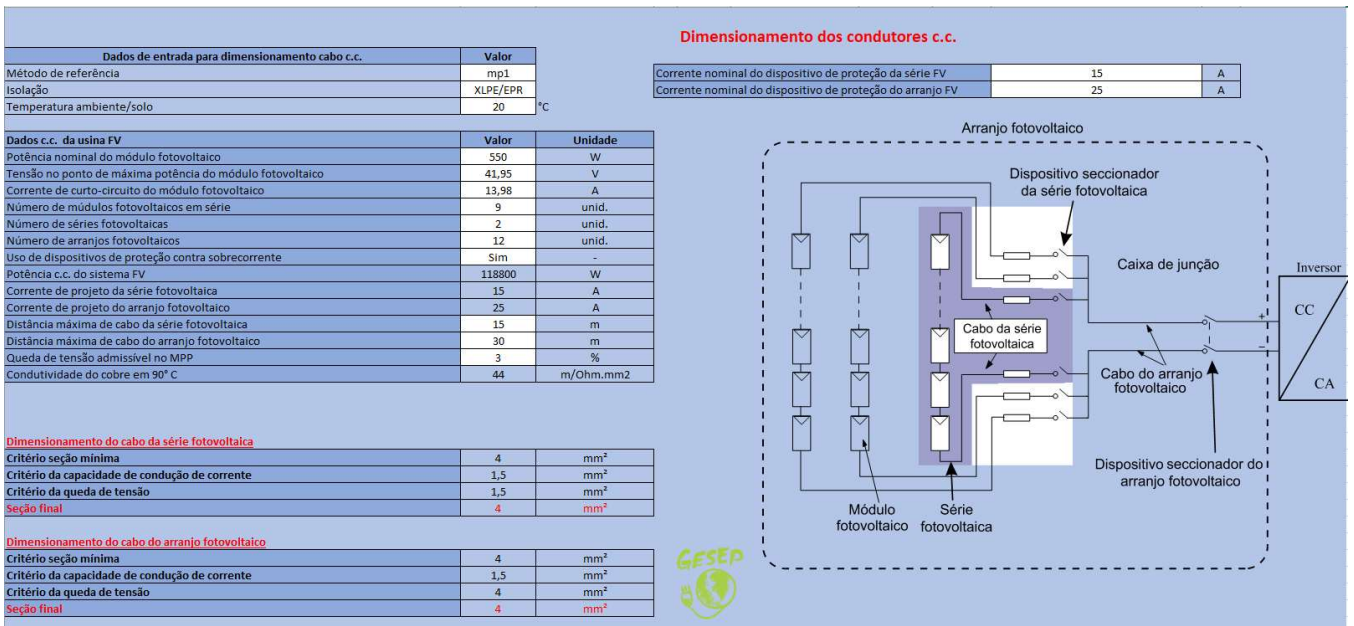


Figura 7: Dimensionamento cabo CC.

A partir das premissas da Tabela 9, o dimensionamento dos cabos CC é desenvolvido de acordo com as diretrizes da ABNT NBR 16690, satisfazendo os critérios de seção transversal mínima, máxima condução de corrente e queda de tensão, simultaneamente. Os resultados dos cálculos são mostrados na Tabela 10. A bitola calculada é 2,5 mm², porém os cabos e conectores dos MFV já são 4 mm² conforme folha de dados

Tabela 10: Dimensionamento dos cabos CC de acordo com a ABNT NBR 16690.

Critérios	Bitola calculada
Seção transversal mínima	2,5 mm ²
Máxima condução de corrente	1,5 mm ²
Queda de tensão	1,5 mm ²
Bitola do cabo CC. final	4,0 mm²

2.4.2 DIMENSIONAMENTO DOS CABOS CA.

As premissas para dimensionamento dos cabos CA são destacadas na Tabela 11. Os dimensionamentos levam em consideração as distâncias: (i) dos inversores ao quadro junção CA; (ii) dos quadros de junção CA. ao quadro geral transformador (Cabine primária) da UFV;

Tabela 11: Premissas para dimensionamento de cabos CA.

Premissas e considerações
Isolação PVC, cabo unipolar 0,6/1 kV de cobre
Linha elétrica eletroduto de PVC, com três condutores carregados (um único circuito por linha elétrica)

Cabos unipolares em eletroduto (de seção não-circular ou não) ou em canaleta não ventilada enterrado(a)
Distância máxima do inversor ao quadro de junção CA.: 40 m
Distância máxima do quadro de junção CA ao QGBT da usina FV-Transformador: 50 m
Distância máxima do QGBT da usina a cabine primária: 50 m
Queda de tensão máxima inferior a 4%
Temperatura ambiente: 30°C
Proteções de sobrecorrente e curto-circuito devidamente dimensionadas

A partir das premissas da Tabela 11, o dimensionamento dos cabos CA é desenvolvido de acordo com as diretrizes da ABNT NBR 5410, satisfazendo os critérios de seção transversal mínima, máxima condução de corrente e queda de tensão, simultaneamente. Parte-se do pressuposto que os dispositivos de proteção foram devidamente dimensionados na seção anterior, de forma que os critérios de sobrecarga e curto-circuito já estão sendo satisfeitos. Os resultados dos dimensionamentos são mostrados na Tabela 12.

Foram dimensionados cabos CA para 2 seguintes áreas:

- 1 - Inversores FV até o barramento da *combiner* box CA.
- 2- *Combiner* box CA até o transformador (Cabine Primária).

A Figura 8 mostra o dimensionamento dos cabos até o *combiner* Box.

Dados de entrada para dimensionamento cabo c.a.		Valor
Método de referência	m_B1	
Isolação	EPR/XLPE	
Temperatura ambiente/solo**	40	
Número de condutores carregados	3	
Número de circuitos na linha elétrica	1	
Condutor	Cobre	
Construção do condutor*	Unipolar	Espaço horizontal

Dados c.a. da usina FV		
Valor	Unidade	
Potência c.a.	118800	W
Tensão RMS de linha	380	V
Tipo de sistema	Trifásico	-
Corrente RMS nominal	180,4979263	A
Corrente de projeto	198,3493695	A
Distância do transformador	150	m
Queda de tensão admissível do ponto de entrega	4	%
Impedância mínima nestas condições	0,510883062	V/Akm

Condutor fase		
Critério	Valor	Unidade
Critério seção mínima	2,5	mm ²
Critério da capacidade de condução de corrente	70	mm ²
Critério da queda de tensão	50	mm ²
Seção final	70	mm ²

Dimensionamento dos condutores c.a.		
Resistividade do solo	2,5	Km/W
Fator de correção de temperatura	0,91	
Fator de correção agrupamento/número circuitos	1	<small>Entrada manual Aba "Aux_Agrupamento"</small>
Fator de correção resistividade do solo	Considerado somente no método D	
Perdas c.a. por fase (injeção nominal da UFV)	1329,243657	W
Perdas c.a. por fase (% potência nominal da UFV)	1,118891967	%
Condutor neutro***		
Componentes múltiplas de terceiro harmônico presumida	15	%
Corrente de projeto de neutro	198,3493695	A
Seção final	50	mm ²

Figura 8: Inversores FV até o barramento da *combiner* box CA.

Foram feitos os dimensionamentos para o *combiner* Box para que receba cabos de 6 conjuntos de inversores. Como o projeto é constituído por 22 inversores, 2 *Combiner* box recebem 6 conjuntos de inversores e 2 recebendo 5 conjuntos de inversores.

A Figura 9 apresenta o dimensionamento dos cabos do *combiner* box até o transformador (cabine primária). Serão 3 condutores por fase de 185mm². Potência CA proveniente da soma de 2 inversores.

Dados de entrada para dimensionamento cabo c.a.		Valor
Método de referência	m. B1	
Isolação	EPR/XLPE	
Temperatura ambiente/solo**	40	
Número de condutores carregados	3	
Número de circuitos na linha elétrica	1	
Condutor	Cobre	
Construção do condutor*	Unipolar	Espaçado horizontal

Dados c.a. da usina FV		Valor	Unidade
Potência c.a.	237600		W
Tensão RMS de linha	380		V
Tipo de sistema	Trifásico		-
Corrente RMS nominal	360,9958525		A
Corrente de projeto	396,698739		A
Distância do transformador	150		m
Queda de tensão admissível do ponto de entrega	4		%
Impedância mínima nestas condições	0,255441531		V/Akm

Condutor fase		Valor	Unidade
Critério seção mínima	2,5		mm ²
Critério da capacidade de condução de corrente	185		mm ²
Critério da queda de tensão	95		mm ²
Seção final	185		mm ²

Dimensionamento dos condutores c.a.		Valor	Unidade
Resistividade do solo	2,5		Km/W
Fator de correção de temperatura	0,91		
Fator de correção agrupamento/número circuitos	1		
Fator de correção resistividade do solo	Considerado somente no método D		

Perdas c.a. por fase (injeção nominal da UFV)	2072,056288		W
Perdas c.a. por fase (% potência nominal da UFV)	0,872077562		%

Condutor neutro***		Valor	Unidade
Componentes múltiplas de terceiro harmônico presumida	15		%
Corrente de projeto de neutro	396,698739		A
Seção final	95		mm ²

Figura 9: *Combiner* box CA até o transformador (Cabine Primária).

De acordo com a NBR5410 independente da potência a bitola mínima será 2,5mm², para que fique de forma clara a discrepância nos valores demonstrados abaixo. A potencia CA no valor de 237600w é referente a soma de 2 inversores.

Tabela 12: Dimensionamento dos cabos CA de acordo com a ABNT NBR 5410.

Trajeto	Critérios	Bitola calculada
Inversor ao quadro junção CA.	Seção transversal mínima	2,5 mm ²
	Máxima condução de corrente	70 mm ²
	Queda de tensão	50 mm ²
	Bitola do cabo CA final	70 mm²
Quadro junção CA. ao transformador, QGBT da UFV	Seção transversal mínima	2,5 mm ²
	Máxima condução de corrente	185 mm ²
	Queda de tensão	95 mm ²
	Bitola do cabo CA final	185 mm²

2.4.3 DIMENSIONAMENTO BARRAMENTO QUADRO DE JUNÇÃO

O barramento de cobre será projetado para receber a corrente total de cada conjunto de inversores num somatório de 6 inversores FV da usina. Considerando um fator de 1,10, fator de segurança para dimensionamento deste barramento, logo uma corrente de 1.401,51 A deve ser suportada pelo barramento:

$$I_{\text{Barramento}} > 1,1 \times 6 \times 212,35 = 1.401,51 \text{ A} \quad (21)$$

De acordo com a disponibilidade de mercado, a especificação deste barramento é 5" x ¼", com a capacidade de 1534 A [6], que é o barramento comercial mais próximo para esta corrente de projeto.

2.4.4 ESTRUTURAS DE FIXAÇÃO E ATERRAMENTO DA UFV

A usina fotovoltaica é interligada ao eletrodo de aterramento da unidade consumidora previamente existente. A Tabela 13 apresenta a seção transversal dos condutores de aterramento do lado CC e CA da UFV, devidamente dimensionada conforme ABNT NBR 5410 e 16690.

Tabela 13: Dimensionamento dos condutores de aterramento do lado CC e CA.

Seção transversal dos condutores de aterramento	Valor
Aterramento de estruturas e carcaças metálicas no lado CC	6 mm ²
Aterramento de estruturas e carcaças metálicas no lado CA	95 mm ²
Condutor de cobre nu, constituindo eletrodo de aterramento	240 mm ²

No lado CC da UFV, o condutor de aterramento utilizado para aterrar as partes metálicas expostas do arranjo fotovoltaico tem seção mínima de 6 mm² de cobre. No lado CA, 50 mm², guiado pela NBR 5410 item 6.4.3.1.1, quanto a capacidade de suportar a corrente de falta presumida. Sendo a escolha do cabo de aterramento das estruturas do lado CC 6 mm² determinado pela premissa que não tenha surtos provocados por descargas atmosféricas a seção mínima será 6 mm².

Como ainda no Brasil ainda não se estabeleceu uma norma específica para aterramento em instalações FV, hoje são adotados itens da NBR5410, NBR 5419, NBR 16690.

Com relação à montagem, os módulos são dispostos em perfis fixados no solo. O ângulo de instalação dos módulos, em relação a superfície, é de 20° (igual à latitude do local). Perfis e suportes são de alumínio liga 6063-T5 anodizado fosco e periféricos em aço Inox 304 para garantir maior resistência à corrosão.

2.4.5 ESTRUTURA PARA OS MFV

A estrutura para este projeto é do fabricante PHB Solar para solo, sendo estes perfis e suportes em alumínio anodizado 6063-T5 e periféricos em aço inox 304 garantindo maior resistência à corrosão. Nas Figuras seguintes tem exemplos de estruturas de instalação de MFV.



Figura 10: Estrutura para MÓDULO fotovoltaica.

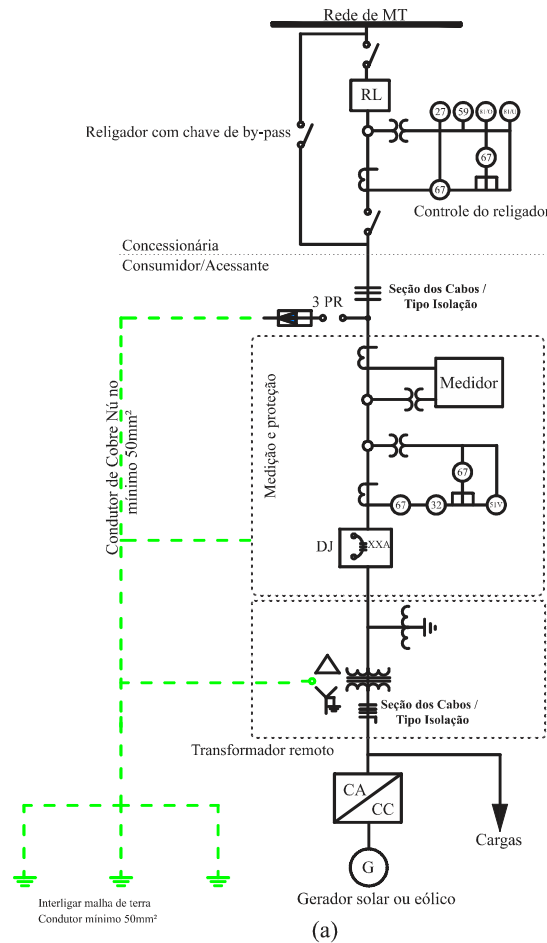
2.5 DIMENSIONAMENTO DA CABINE PRIMÁRIA

2.5.1 TOPOLOGIA ADOTADA

A Figura 11 mostra a topologia de cabine primária abrigada para geração distribuída solar fotovoltaica deste projeto. Como características principais, nota-se proteção e medição em média tensão. O emprego de religador trifásico no ponto de derivação da rede de MT da concessionária é demandado pela CEMIG, para esta faixa de potência. O disjuntor de proteção MT é passivo a vácuo, cujos comandos de *trip* são provenientes de um relé de proteção.

Os sinais de tensão e corrente lidos pelo relé são condicionados por meios de transformadores de corrente (TCs) e potencial (TPs). Exige-se três transformadores de corrente (um por fase) e três transformadores de potencial para implementação das proteções direcionais e de sincronismo. Dois transformadores de potencial exclusivos para o relé de proteção e para alimentação das cargas da subestação também são previstos. Por fim, exige-se somente proteções direcionais de corrente e potência. Proteções de sincronismo estão embarcadas nos inversores. Diante da Figura abaixo as únicas trocas feitas nesta subestação foram do relé, que por ser uma subestação nova já compartilha de painéis novos, e espaço para alocar novos aditivos, assim como a instalação no disjuntor de média.

Geração distribuída acima de 300 kVA - Ligada com inversor subestação com disjuntor e proteção em MT e conectado por religador em MT.



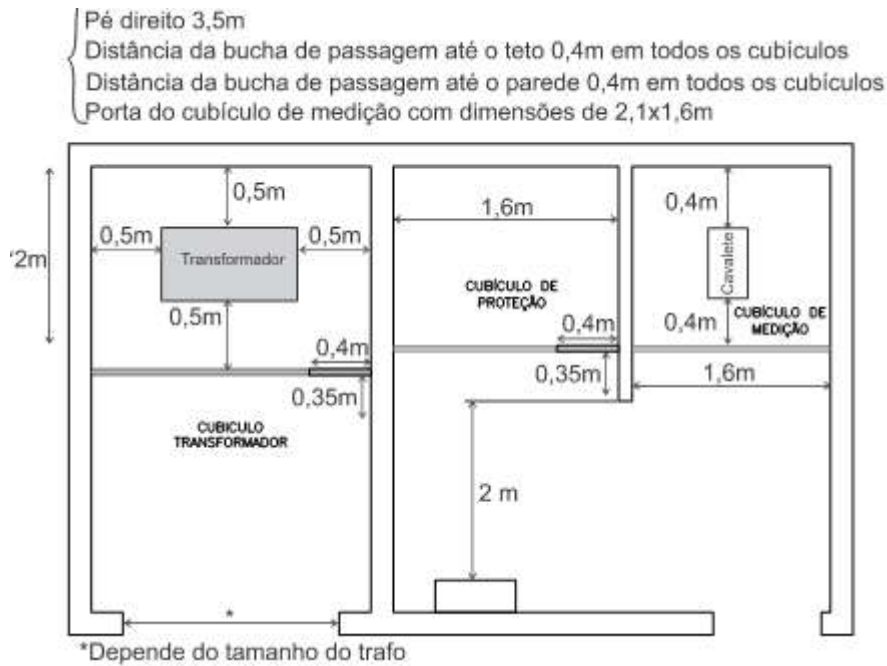


Figura 12: Dimensões da subestação projetada.

Tabela 14: Dimensionamento dos equipamentos da subestação.

Equipamento	Grandeza	Valor
Tirante da bucha de passagem	Diâmetro	1/2"
Barramento de vergalhão MT	Diâmetro	3/8"
Cabos MT cobre ponto de entrega à mufla da subestação (ramal de entrada)	Seção nominal	35 mm ²
Terminais de MT 15kV	Método de instalação	Enfaixado, sem saia
Condutores de aterramento cobre nu	Seção transversal	240 mm ²
Base fusível da chave seccionadora	Corrente nominal	300 A

2.5.3 COMPONENTES DO SISTEMA DE PROTEÇÃO: DISJUNTOR, RELÉ SECUNDÁRIO, TRANSFORMADORES DE TENSÃO E CORRENTE

O transformador de corrente é projetado conforme ABNT NBR 6856. A Figura 13 mostra o esquemático do TC, com as impedâncias considerada nos cálculos: impedância do secundário do TC Z_{tc} , impedância do cabo Z_{cabo} e impedância do relé $Z_{relé}$. Os critérios de sensibilidade e saturação são levados em consideração no projeto do TC. Neste caso, o RTC = 70 e TC 12,5VA 10P40, classe de exatidão 10% e fator de multiplicidade de corrente nominal igual a 40 são utilizados para atender ambos os critérios. O detalhamento e valores dos cálculos são mostrados na Tabela 15.

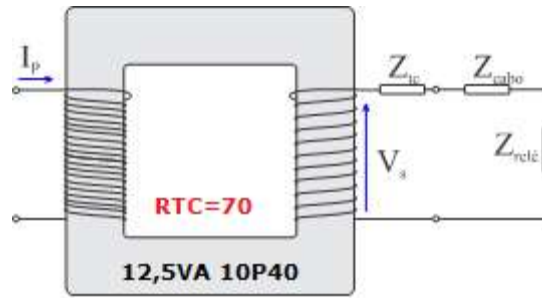


Figura 13: Esquematismo utilizado para dimensionamento do TC.

Conforme notado na Tabela 15, o critério de sensibilidade é satisfeito se a corrente de partida for superior a 10% da corrente primária dos TC de proteção para assegurar uma melhor exatidão na medição e monitoramento da instalação. O critério da saturação exige que o TC não sature sob a pior condição de curto-circuito primária vista pelo relé de proteção (falta trifásico de 6.926A). Este critério é atendido se $V_{s,tc} \leq V_{s,max}$, onde $V_{s,tc}$ é a tensão induzida no secundário do TC sob condições de falta trifásica e $V_{s,max}$ é a tensão máxima induzido no secundário sem levar o relé à saturação.

Tabela 15: Memorial de cálculo do transformador de corrente.

Descrição	Equação	Valores calculados
Corrente do Primário	$\frac{P}{V \times \sqrt{3}}$	$\frac{2700K}{13,8k \times \sqrt{3}} = 112,96A$
Corrente Pickup de Fase	$I_p \times 1,05$	$112,96 \times 1,05 = 118,06A$
Corrente mínima para sensibilização do relé	$I_{pick-up,n}$	$118,06 \times 0,3 = 35,418A$
Corrente máxima para sensibilização do relé sem causar saturação	$I_{cc,3f}$	6.926A
Critério de sensibilidade: Corrente primária do TC deve ser menor ou igual a $10 \times I_{pick-up,n}$	$I_{p,tc} \leq 10 \times I_{pick-up,n}$	$I_{p,tc} = 10 \times 35,41 = 354,1A$
Critério de saturação por corrente: a corrente primária do TC deve ser maior ou igual à corrente de curto circuito máxima dividido por 20.	$I_{ptc} \geq \frac{I_{cc,3\theta}}{20}$	$\frac{6.926}{20} = 346,3A$
RTC escolhido 70		$346,3 \leq \frac{I_{ptc}}{5} \leq 354,1$
Critério de saturação: tensão induzida no secundário do TC $V_{s,tc}$ não deve saturar, isto é, deve ser menor que a máxima tensão secundária induzida do	$V_{s,tc} \leq V_{s,max}$	$Z_{cabo} = 2 \times 10 \times \frac{25}{1000} = 0,5\Omega$ $Z_{relé} = \frac{1,5}{(5)^2} = 0,06\Omega$ $Z_{tc} = 2 \times (0,5 + 0,06) = 1,12\Omega$

relé escolhido $V_{s,max}$. Escolha do TC 12,5VA 10P40.	RTC = 70 $V_{s,max} = 166,21V$ $V_{s,tc} = 224 V$
---	---

Com relação ao dimensionamento dos TPs de proteção, a Tabela 16 resume as principais especificações do equipamento projetado.

Tabela 16: Dimensionamento de TP de medição em 13,8 kV.

Parâmetro	Símbolo	Valor
Relação de transformação	RTV	70:1
Grupo (fase-terra)	-	2
Especificação	-	0,3P75
Tensão primária-secundária	$V_p:V_s$	$13,8k/\sqrt{3} : 115 V$

No dimensionamento de TPs para proteção, deve-se atentar principalmente à potência nominal ou carga nominal do equipamento (para garantir a classe de exatidão). Por outro lado, para TPs de alimentação da proteção e/ou emergência, pode-se projetá-lo atendendo os critérios da potência térmica do transformador. As Tabelas 17 e Tabela 18 mostram as demandas da carga da subestação e da proteção, exigindo dois TPs com potência térmica de 1500 VA.

Tabela 17: Quadro de carga da subestação para alimentação auxiliar.

Carga	Qtde.	Potência individual			Potência total		FD	Demanda	
		kW	FP	kVA	kW	kVA		kW	kVA
Lâmpada fluorescente 2x40W	4	0,08	0,85	0,09	0,32	0,38	1	0,32	0,38
Lâmpada emergência	2	0,1	0,85	0,12	0,2	0,24	0,25	0,05	0,06
Tomada	4	0,21	0,85	0,25	0,85	1	0,5	0,43	0,5
Demanda total em kVA									0,94

Tabela 18: Quadro de carga da subestação para alimentação da proteção.

Carga	Qtde.	Potência individual			Potência total		FD	Demanda	
		kW	FP	kVA	kW	kVA		kW	kVA
Lâmpada disjuntor ON	1	0,003	0,85	0,003	0,003	0,003	0,5	0,001	0,002
Lâmpada disjuntor OFF	1	0,003	0,85	0,003	0,003	0,003	0,5	0,001	0,002

Lâmpada mola carregada	1	0,003	0,85	0,003	0,003	0,003	1	0,003	0,003
Motor carregamento mola	1	0,6	0,85	0,7	0,6	0,7	1	0,6	0,7
Bobinas de fechamento e abertura	2	0,085	0,85	0,1	0,17	0,2	1	0,17	0,2
Cargas no no-break	1	0,085	0,85	0,1	0,085	0,85	1	0,085	0,85
Carga relé	1	0,005	0,85	0,006	0,005	0,006	1	0,085	0,85
Demanda total em kVA									1,013

Finalmente, as especificações do disjuntor de MT são mostradas na Tabela 19, disjuntor Schneider EXE172506B1B-A. Do qual a determinação de sua escolha se deu pelo fato da sua tecnologia de interrupção ser mais prática, assim como na subestação já haver disjuntores deste mesmo modelo.

Tabela 19: Especificação do disjuntor de MT.

Disjuntor EXE172506B1B-A	
Parâmetro	Valor
Tensão máxima de operação	17,5 kV
Tensão nominal de operação	13,8 kV
Corrente máxima de interrupção	25 kA
Tecnologia de interrupção	Á vácuo
Corrente nominal	630 A
Vida útil (ciclos de manobra)	10.000
Tensão nominal de impulso	75 kV
Massa	55 kg
Tensão nominal de alimentação auxiliar	110~220 Vca

2.5.4 COMPONENTES DO SISTEMA DE MEDIÇÃO

Transformadores de corrente de medição são utilizados para fins de medição das correntes em um sistema de média tensão. A concessionária quem instala estes dispositivos. Por questões óbvias financeiras, é exigido características de boa precisão (ex.: 0,3%-0,6% de erro de medição) e baixa corrente de saturação (4 vezes a corrente nominal). Obs.: Podem saturar durante a ocorrência do curto-circuito, não trazendo prejuízos financeiros à concessionária com relação a consumo de energia elétrica (já que a duração do curto é muito pequena). O dimensionamento do TC de medição pode ser feito em função do fator térmico e demanda da instalação conforme Tabela 20. Para a demanda 2750 kVA (FP = 0,92), o transformador de corrente com fator térmico unitário de RTC igual a 150-5 atende as especificações de projeto

Tabela 20: Dimensionamento de TCs de medição em 13,8 kV.

Transformador de corrente primário-secundário	Demanda	
	FT* = 1	FT* = 1,5
5-5	Até 100 kVA	Até 100 kVA
10-5	De 100 a 200 kVA	De 100 a 300 kVA
15-5	De 150 a 300 kVA	De 150 a 400 kVA
20-5	De 200 a 400 kVA	De 200 a 600 kVA
25-5	De 250 a 500 kVA	De 250 a 750 kVA
30-5	De 300 a 600 kVA	De 300 a 900 kVA
40-5	De 400 a 800 kVA	De 400 a 1200 kVA
50-5	De 500 a 1000 kVA	De 500 a 1500 kVA
75-5	De 750 a 1500 kVA	De 750 a 2250 kVA
100-5	De 1000 a 2000 kVA	De 1000 a 3000 kVA
150-5	De 1500 a 3000 kVA	De 1500 a 4500 kVA
200-5	De 2000 a 4000 kVA	De 2000 a 6000 kVA
300-5	De 3000 a 6000 kVA	De 3000 a 9000 kVA
400-5	De 4000 a 8000 kVA	De 4000 a 12000 kVA
*Fator térmico nominal		

No dimensionamento de TPs para medição sob fornecimento de 13,8kV, considera-se a Tabela 21 .

Tabela 21: Dimensionamento de TP de medição em 13,8 kV.

Relação de transformação	Medição
70:1	A três elementos

2.5.5 ATERRAMENTO DA SUBESTAÇÃO

A malha de aterramento do tipo quadrado cheio (conforme Figura 14) é utilizada, incluindo no mínimo todo o seu pátio e todos os equipamentos que pertencem à esta área. A malha de aterramento da subestação é composta por 12 eletrodos (hastes de aterramento+condutor), interligados por condutor de cobre nu, rígido, seção 240 mm².

A distância l entre as hastes é igual ao comprimento dos eletrodos utilizados (2,4m). As partes metálicas da subestação, tais como carcaças de transformadores, pára-raios, equipamentos, portas, janelas, painel de tela zincado e suportes metálicos, deverão ser ligados diretamente à malha de

aterramento através de condutores de cobre nu, rígido, com bitola de 240 mm² e através de solda exotérmica.

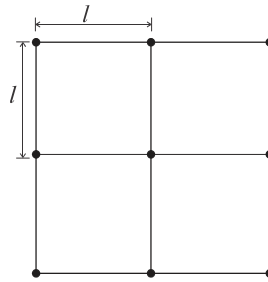


Figura 14: Malha de aterramento tipo quadrado cheio.

Por fim, são ser previstos "rabichos" de 500 mm em vários pontos para prover o aterramento de carcaças de equipamentos, ferragens, telas e como reserva para eventual necessidade de novos pontos de aterramento.

2.6 ESTUDOS DE PROTEÇÃO

2.6.1 Níveis de Curto Circuito no local da Instalação

Na Tabela 22 estão as magnitudes da corrente de curto no ponto de conexão da instalação da UFV.

Tabela 22: Magnitude corrente no ponto de conexão.

Entrada	Trifásica		Monofásica	
	I _{cc3}	Ângulo	I _{ccFT}	Ângulo
Entrada Principal	7.857,40A	-57,74°	5.404,41 A	-54,75°

2.6.2 CÁLCULO DAS CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO

Os valores base utilizados para os cálculos de curto circuito estão apresentados na Tabela 23.

Tabela 23: Valores base utilizados nos estudos de proteção.

Grandezas	Símbolo	Valor
Potência aparente de base	S_b	100 MVA
Tensão primária de base	V_b	13,8 kV

Baseado na Tabela 23, a corrente de base (sistema pu) é definida como:

$$I_b = \frac{S_b}{\sqrt{3}V_b} = \frac{100 \text{ MVA}}{\sqrt{3} 13,8 \text{ kV}} = 4183,7 \text{ A.} \quad (22)$$

Os dados de impedância de sequência equivalente serão mostrados na

Tabela 24, e os cálculos de conversão de base PU para o valor real abaixo.

$$Z_b = \frac{Vb^2}{Sb} = \frac{(13,8k)^2}{100M} = 1,9044 \text{ A.} \quad (23)$$

$$Z_{pu} = \frac{Z_{\Omega}}{Z_b} \quad (24)$$

$$Z_+ = Z_{pu} * Zb = (0.2850 + j0.4503) \times 1,9044 = (0,542 + 0,8575j)\Omega \quad (25)$$

$$Z_- = Z_{pu} * Zb = (0.2850 + j0.4503) \times 1,9044 = (0,542 + 0,8575j)\Omega \quad (26)$$

$$Z_0 = Z_{pu} * Zb = (0.7431 + j0.9809) \times 1,9044 = (1,4151 + 1,8680j)\Omega \quad (27)$$

Tabela 24: Impedâncias de Sequência positiva, negativa e zero no ponto de conexão.

Impedância equivalente da barra da SE Ouro Preto	Sequência +	Sequência -	Sequência 0
	$Z_{eq}^+ = (0.2850 + j0.4503)PU$ $Z_{eq}^+ = (0,542 + 0,8575j)\Omega$	$Z_{eq}^- = (0.2850 + j0.4503)PU$ $Z_{eq}^- = (0,542 + 0,8575j)\Omega$	$Z_{eq}^0 = (0.7431 + j0.9809)PU$ $Z_{eq}^0 = (1,4151 + 1,8680j)\Omega$

As informações da rede aérea de distribuição protegida (RDP) trifásica de 13,8 kV foram fornecidas no parecer de acesso e estão mostradas na Figura 15. Os cabos de alumínio são cobertos de isolamento XLPE 90°C 15 kV, apoiados em cruzetas com cabo mensageiro de sustentação mecânica.



Figura 15: Configuração da rede aérea de distribuição protegida entre barra da SE Cemig e barra do acessante.

Para os cálculos de curto-circuito, a resistência e reatância de sequências dos cabos de alumínio das redes de distribuição compactas da concessionária são modeladas conforme Tabela 25.

Tabela 25: Dados de impedância de sequência dos cabos da rede RDP da SE CEMIG Ouro Preto até a barra de conexão do acessante. *Valores obtidos para uma temperatura de 90 °C.

Seção [mm ²]	Sequência zero* - Z^0	Sequência pos. e neg.* - $Z^+ = Z^-$
35	0,381645 + j0,265035 Ω/km	0,101655 + j0,02757 Ω/km
35	0,381645 + j0,265035 Ω/km	0,101655 + j0,02757 Ω/km
OBS.: Temperatura ambiente considerada de 30°C		

As impedâncias de sequência dos cabos de cobre da instalação do acessante, utilizadas no cálculo de curto-circuito, são mostradas na Tabela 26.

Tabela 26: Dados de impedância de sequência dos cabos de cobre utilizados na rede interna do acessante. *Valores obtidos para uma temperatura de 90 °C.

Seção [mm ²]	Sequência zero* - Z^0	Sequência pos. e neg.* - $Z^+ = Z^-$
35	0,127215 + j0,088345 Ω/km	0,033885 + j0,00919 Ω/km
185	0,04803 + j0,06149 Ω/km	0,00307 + j0,00268 Ω/km
OBS.: Temperatura ambiente considerada de 30°C.		

Os níveis de curto-circuito foram determinados em todas as barras onde é requerido a instalação de equipamentos ou dispositivos de proteção.

Para definição de alguns parâmetros da proteção, é necessário definir as características do transformador de potência instalado, cujas informações estão apresentadas na Tabela 27.

Tabela 27: Características elétricas do transformador a seco.

Característica dos transformadores	Valor
Potência aparente [kVA]	3000kVA
Tensão primária [V]	13800
Tensão secundária [V]	380
Impedância [%]	6 %
Classe material isolante	ONAN
Grupo de ligação	Dyn1
Frequência [Hz]	60
X/R	4,1498

A Figura 16 mostra a tabela resumo das contribuições da CEMIG e da usina solar fotovoltaica (UFV) para as correntes de CC nas diversas barras. O diagrama de impedâncias é mostrado na Figura 16 para consulta. Nos cálculos de curto-circuito apresentados na Figura 16, as seguintes premissas foram adotadas:

- As impedâncias de sequência foram obtidas através das Tabela 25 e Tabela 26. A impedância do transformador foi obtida conforme Tabela 27. A Tabela 28 mostra as impedâncias equivalentes de sequência positiva e zero do sistema, referenciadas à Figura 16.
- Assume-se que a corrente de curto-circuito dos geradores conectados via inversor é de 2 vezes o valor da corrente nominal do inversor;
- Testes em inversores trifásicos comerciais mostraram que a corrente pode atingir até duas vezes a corrente nominal por até 10 ciclos.

Tabela 28: Impedâncias equivalentes de sequência positiva e zero do sistema.

Referência na Figura 16	Comprimento [km]	Impedância eq. de sequência positiva [Ω]	Impedância eq. sequência zero [Ω]
Impedância 1	0.150	0,5412 + j0,8575	1,4151 + j1,868
Impedância 2	0.150	0,1017 + j0,0276	0,3816 + j0,265
Impedância 3	0.150	0,1017 + j0,0276	0,3816 + j0,265
Impedância 4	0.050	0,0339 + j0,0092	0,1272 + j0,0883
Impedância 5	0.150	0,0031 + j0,0027	0,0481 + j0,0615

Portanto, de acordo com estas informações, os estudos de curto-circuito consideram a contribuição de corrente de uma UFV limitada em 2 pu com duração de até 10 ciclos (167 ms). Além disso, a corrente nominal da UFV para um fator de potência de 0,92 é de 4,54 kA.

Contribuição concessionária:

BARRAS DO SISTEMA	I _{cc} 3F [A]	I _{cc} FT [A]
P2	7857,4	5403,3
P3	7283,5	4739,3
P4	6764,6	4209,4
P5	6603,6	4056,4
S1	92570,2	103694,9
S2	34836,4	18662,7

Contribuição acessante:

BARRAS DO SISTEMA	I _{cc} 3F [A]	I _{cc} FT [A]
P2	211,3	145,3
P3	211,5	137,6
P4	211,7	131,7
P5	211,8	130,1
S1	8122,3	9098,4
S2	9083	4866

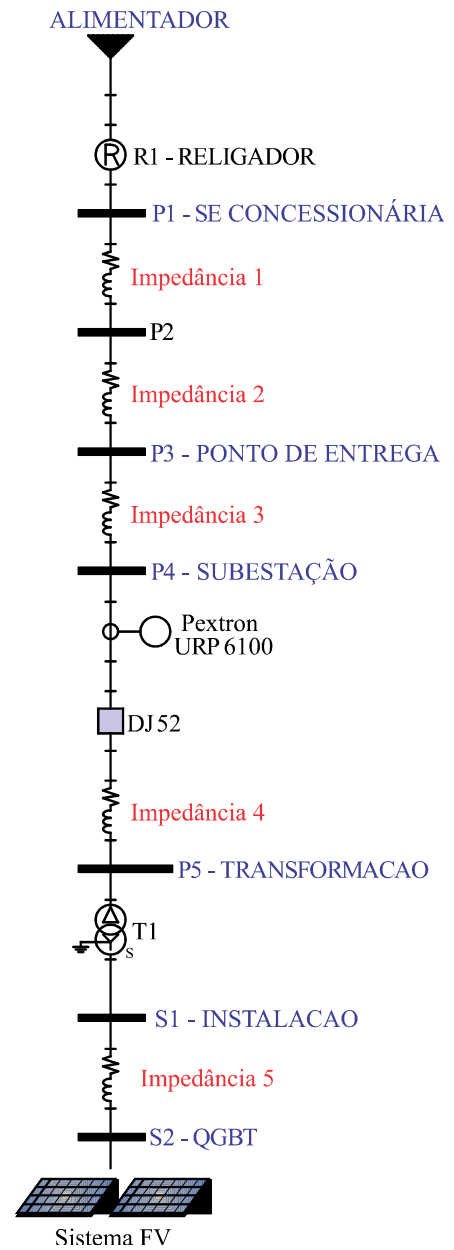


Figura 16:Resumo das contribuições da concessionária e da usina solar fotovoltaica (UFV) para as correntes de CC nas diversas barras.

$$I_{total} = \frac{2750K}{380 \times 0,92 \times \sqrt{3}} = \frac{2750K}{605,52} = 4,54kA \quad (28)$$

2.6.3 PARAMETRIZAÇÃO DAS FUNÇÕES DE PROTEÇÃO

2.6.4

Tabela 29 apresenta as características das curvas de proteção de fase e neutro do religador para coordenação com a proteção do acessante.

Tabela 29: Ajustes de religadores para coordenação, fornecidas pela concessionária.

Ajuste de fase		Ajuste de neutro	
Pick-up	3000 A	Pick-up	60 A
Curva	IEC VI (Muito inverso)	Curva	TD (Tempo definido)
Dial	0,2	Tempo	8 s
T. adicional	-	T. adicional	-

A Tabela 30 apresenta a configuração para conexão do gerador fotovoltaico com potência nominal de 2,75 MW, instalados em consumidores atendidos através de subestação de entrada abrigada. As funções de proteção exigidas pela ND 5.31 para este acessante são:

- Função 32(1) e (2) - Direcional de potência (atuação quando a injeção de potência ultrapassa 105% da potência nominal da UFV por 15s; atuação quando a absorção de potência ultrapassa 105% da potência demandada da instalação por 15s);
- Funções 67(1) e (2), 67N(1) e (2) – Direcional de corrente de fase e neutro.

Além disso, as proteções serão parametrizadas no relé de proteção PEXTRON URP 6100, sendo este escolhido por atender as proteções 67,67N e a 51 já suficiente para aplicação deste projeto instalado em cubículo de proteção abrigado. A Tabela 30 apresenta um resumo das proteções implementadas no relé Pextron URP 6100 e suas respectivas parametrizações/ajustes conforme norma ND 5.31, sendo os ângulos de ajuste das funções 67(1) e (2), 67N(1) e (2) seguidos de acordo recomendação do manual do Pextron URP 6100. Conforme mostrado anteriormente, três TPs, conectados em estrela $13.800/\sqrt{3} - 115V (70:1)$ e três TCs 12,5VA 10P40:5A são utilizados para adequar os sinais primários aos níveis requeridos pelo relé.

Tabela 30: Definição das proteções e suas respectivas parametrizações de acordo com a norma ND 5.31.

Código ANSI	Descrição	Parâmetro	Ajuste	Referência
32 (1)	Direcional de Potência (Sentido CEMIG)	Potência Ativa	$1,05 * 2.750kW = 2.887,5kW$	Página ND 5.31 (170/171)
		Tempo	15 s	

32 (2)	Direcional de potência (sentido acessante)	Potência Ativa	2.887,5kW	Página ND 5.31 (172/173)
		Tempo	15 s	
67 (1)	Direcional de sobrecorrente de fase (sentido conc.)	Pickup (A)	$I_{pickup\ 67} = \frac{1,05 \times 2.750\ kw}{\sqrt{3} \times 13,8\ k \times 0,92} = 131,31A.$	Página ND 5.31 (172/173)
		Curva	EI	
		Dial	0,2	
		Tempo Adicional	-	
		Instantâneo	-	
		Ângulo	45°	
67 (2)	Direcional de sobrecorrente de fase (sentido acessante)	Pickup (A)	$I_{pickup\ 67} = \frac{1,05 \times 2.750\ kw}{\sqrt{3} \times 13,8\ k \times 0,92} = 131,31A.$	Página ND 5.31 (172/173)
		Curva	EI	
		Dial	0,2	
		Instantâneo	1055A	
		Tempo Adicional	-	
		Ângulo	45°	
67N (1)	Sobrecorrente de neutro	Pickup (A)	$I_{pickup\ 67\ N(1)} = 0,3 \times 131,31 = 39,39A.$	Página ND 5.31 (175)
		Curva	Tempo definido	
		Dial	-	
		Tempo Adicional	6 s	
		Instantâneo	-	
		Ângulo	110°	
67N (2)	Direcional de Sobrecorrente de neutro	Pickup (A)	$I_{pickup\ 67\ N(2)} = 0,3 \times 131,31 = 39,39A.$	Página ND 5.31 (175)
		Curva	Tempo definido	
		Dial	-	
		Tempo Adicional	0,3 s	
		Instantâneo	178,2	
		Ângulo	110°	

2.6.5 ESTUDO DE SELETIVIDADE E COORDENAÇÃO

A Figura 17 mostra o coordenograma em papel formatado bi-log tempo \times corrente, onde se pode verificar a coordenação e seletividade da proteção dimensionada para qualquer valor de corrente. As correntes estão referidas ao primário. Além disso, os seguintes pontos de operação podem ser encontrados nos gráficos das 2 Figuras seguintes:

- Correntes ANSI dos transformadores;
- Correntes de curto-circuito trifásico ($I_{cc,3f}$) e fase-terra ($I_{cc,ft}$) fornecidos pela CEMIG;
- Corrente de magnetização dos transformadores (I_{mag});
- Curva temporizada IEC muito inversa de fase, do religador;
- Curva temporizada IEC extremamente inversa de fase 67(1), sem unidade instantânea, do relé Pextron URP6100;
- Curva temporizada IEC extremamente inversa de fase 67(2), com unidade instantânea, do relé Pextron URP6100;
- Curva tempo definido de neutro 67N(1), sem unidade instantânea, do relé Pextron URP6100;
- Curva tempo definido de neutro 67N(2), com unidade instantânea, do relé Pextron URP6100.

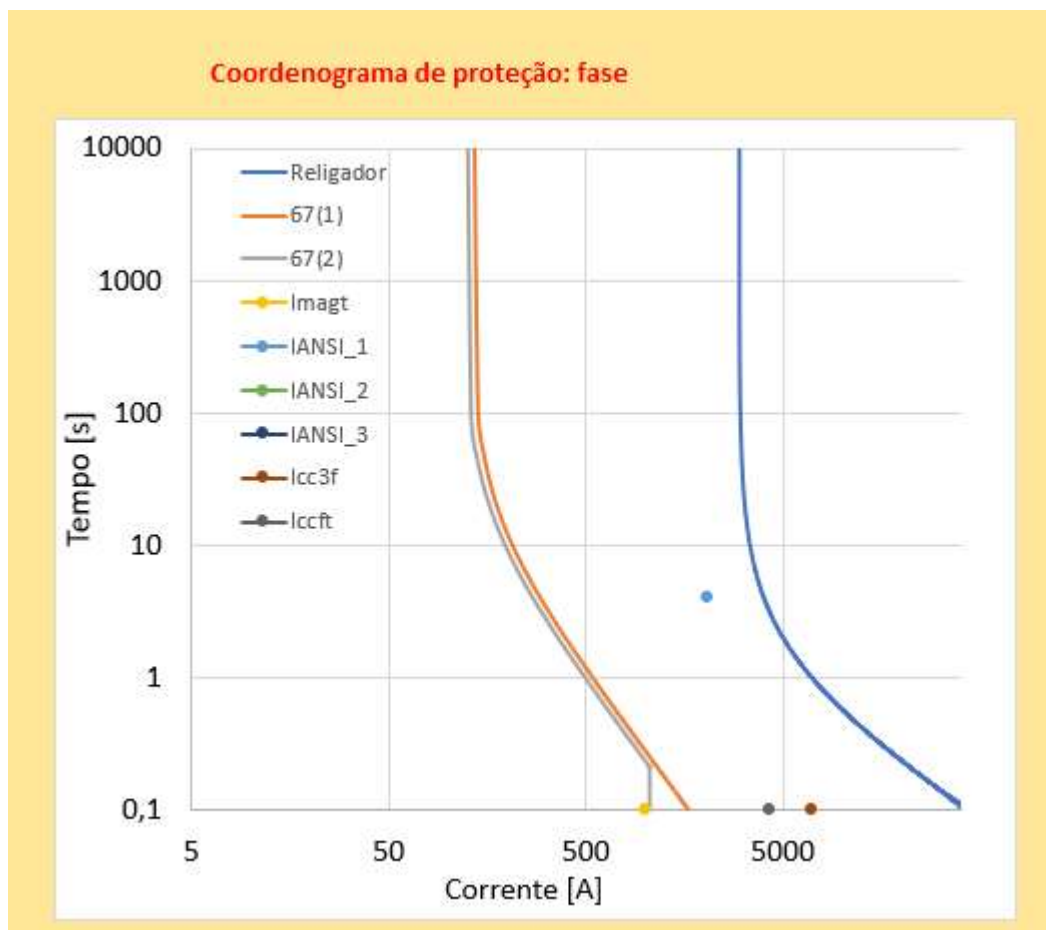


Figura 17:Coordenograma das proteções: 67(1) e 67(2)

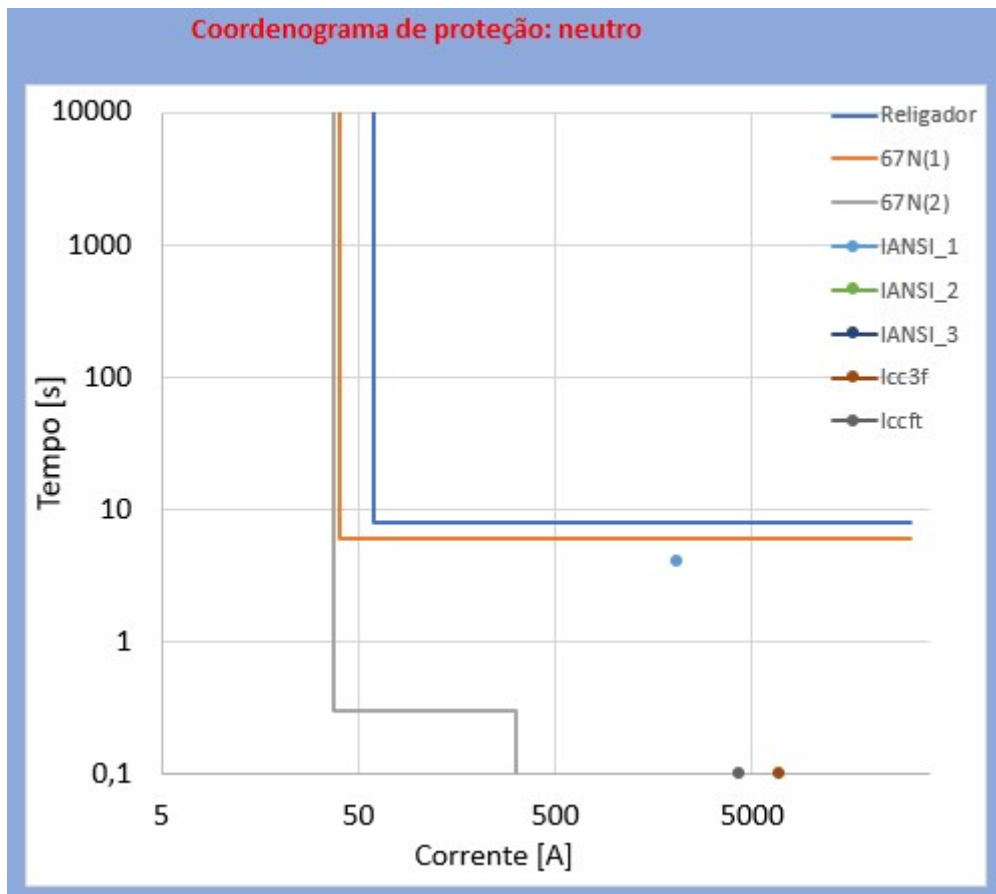


Figura 18:Coordenograma das proteções: 67N(1) e 67N(2).

3- Análise de Viabilidade Econômica

Este capítulo tem como objetivo verificar a viabilidade econômica da implantação da usina fotovoltaica. O texto abaixo trata dos critérios adotados para classificar a viabilidade econômica do projeto, assim como as suas particularidades como suas receitas e despesas.

3.1 HISTÓRICO E DICRIMINAÇÃO DO CONSUMO

Na Figura 19 constam os valores médios registrados durante 13 meses para mineradora de estudo. Vale ressaltar que por ser a mesma tarifa em HP e HFP, será calculado apenas em HFP.

Tabela 31: Discriminação dos valores da fatura média mensal.

Descrição	Quantidade	Tarifa sem imposto* (R\$)	Valor sem imposto (R\$)
Energia ativa HFP (kWh)	1565769,23	R\$ 0,42	R\$660.284,88
Energia ativa HP (kWh)	146846,15	R\$ 0,42	R\$ 61.925,02
Total			R\$722.209,9

Na Figura 19 abaixo, é demonstrado o consumo durante 13 meses desta mineradora de 1 conta.

Mês/Ano	Demanda(kW)		Energia(MWh)		HR
	HP	HFP	HP	HFP	
	MAI/22	2.690	2.792	153	
ABR/22	2.633	2.649	136	1.571	0
MAR/22	3.506	3.254	157	1.596	0
FEV/22	2.703	3.217	137	1.460	0
JAN/22	2.601	2.798	142	1.559	0
DEZ/21	3.317	2.930	172	1.652	0
NOV/21	2.884	2.835	150	1.632	0
OUT/21	2.540	2.572	141	1.643	0
SET/21	2.517	2.651	132	1.363	0
AGO/21	2.536	2.980	153	1.574	0
JUL/21	2.645	2.852	152	1.606	0
JUN/21	2.578	2.979	143	1.577	0
MAI/21	2.631	2.671	141	1.594	0

Figura 19: Histórico de Consumo.

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

Na Tabela 32 está discriminado os gastos com equipamentos da usina, ressaltando que por não ultrapassar o limite do atual transformador, será utilizado os transformadores já presentes na empresa.

Tabela 32: Despesas com equipamentos.

Item	Descrição	Quantidade	Valor unitário/m	Total
1	Cabo Solar AtoxSil 1,8kV CC. 4mm ²	30m x 2 x 24 x 22=31680 m	R\$ 7,59	R\$240.451,2
2	CABO FLEXÍVEL HEPR 120MM 1KV (Inversor → Combiner)	40m x 22 x 3=2.640m	R\$ 93,11	R\$24.5810,4
3	Cabo CA-150m/ 185mm ² (Combiner→Trafo)	150m x 3 x 36 =21.600m	R\$115,20	R\$1.866.240,00
4	Barramento de Cobre 5"x ¼"	6m	R\$1.154,40	R\$6.926,40
5	Barramento de Cobre 8"x 5/16"	6m	R\$1.452,20	R\$8.713,20
6	Chave fusível15kv 300A 95kv 10kA 100A	3	R\$397,00	R\$1.191,00
7	Miscelânea de conexões	-	-	R\$15.000,00
8	LONGI LR5-72HPH-550M	4.752	R\$ 1.113,00	R\$5.288.976,00
9	Inversor PHB125K-HT	22	R\$ 36.604,5	R\$805.299,00
10	Disjuntor Easycompact E2C250N	22	R\$ 1.225,59	R\$26.950
11	NS1600H Compact da Schneider (Para 6 Inversores)	2	R\$ 5.200,19	R\$10.400,38
12	NS1250H Compact da Schneider (Para 5 Inversores)	2	R\$ 5.510,59	R\$11.021,18
13	Disjuntor EXE172506B1B-A	1	R\$24.620,00	R\$24.620,00
14	TC 12,5VA 10P40	3	R\$ 1.294,30	R\$3.882,90
15	TP 0,3P75	3	R\$ 2633,1	R\$ 7.899,30
16	Relé Pextron URP6100	1	R\$ 15.751,60	R\$15.751,60
17			Total	R\$ 8.583.073,66

Abaixo terá a tabela com o resumo de gastos de manutenção e o somatório total.

Tabela 33: Resumo dos Custos, insumos e mão de obra.

Item	Descrição	Valor Total
1	Material	R\$ 8.583.073,66
2	Mão de Obra (1%)	R\$ 2.613.600
3	Fator de segurança (5%)	R\$ 548.002
4	Manutenção Mensal (0,5%)	R\$ 53.704,00
	Total	R\$ 11.803.389,06

Na Tabela 34 tem os valores de taxas estimados para que possa fazer um cálculo de viabilidade deste projeto. Por ser uma empresa grande e ter equipes de manutenção elétrica, foi considerado uma taxa menor de 0,5% para manutenção e limpeza. A própria equipe de manutenção poderia efetuar limpeza do sistema.

Tabela 34: Taxas estimadas.

Taxas	% a.a.
Taxa de reajuste do preço da energia	10% anual
Taxa de diminuição de eficiência dos módulos	1% anual
Taxa Mínima de Atratividade - TMA*	10% anual
Taxa para Manutenção e Limpeza	0,5% ao mês

Considerando se um TMA, que se trata de uma taxa de juros que representa o mínimo que o investidor se propõe a ganhar quando aplica seus recursos, ou o máximo que uma entidade está disposta a pagar quando faz um financiamento. Considerando as taxas de inflação no decorrer dos anos, faz com que este valor seja bem justo.

3.3 FLUXO DE CAIXA

A produção no primeiro ano será de 4.117.469 kWh/ano, o valor compensado no mesmo período será de 4.061.065 kWh/ano, desta maneira tendo uma sobra no primeiro ano de 56.404 kWh/ano.

Conforme Tabela 35 e considerando o valor inicial do investimento em R\$ 11.803.389 (já incluindo o custo com manutenção e despesas), a coluna "sobra de energia" após o segundo ano está negativa, devido a mesma já não suprir à quantidade pré-estipulada.

Tabela 35: Custo e receita do projeto.

Ano	Invest. R\$	Produção kWh/ano	Valor R\$/kWh	Receita R\$	Sobra Energia	Despesa R\$	Despesa Manutenção R\$	Despesa Demanda
1	R\$11.803.389	4.117.469	0,42	R\$ 1.712.551	56.404	R\$ -	57.837	50.218
2	0	4.076.294	0,51	R\$ 2.072.187	15.229	R\$ -	58.415	55.240
3	0	4.035.531	0,56	R\$ 2.075.124	-25.534	R\$ 14.332	58.999	60.764
4	0	3.995.176	0,62	R\$ 2.257.720	-65.889	R\$ 40.681	59.589	66.841
5	0	3.955.224	0,68	R\$ 2.456.359	-105.841	R\$ 71.882	60.185	73.525
6	0	3.915.672	0,75	R\$ 2.672.446	-145.393	R\$ 108.618	60.787	80.877
7	0	3.876.515	0,82	R\$ 2.907.513	-184.550	R\$ 151.658	61.395	88.965
8	0	3.837.750	0,90	R\$ 3.163.223	-223.315	R\$ 201.866	62.009	97.862
9	0	3.799.373	0,99	R\$ 3.441.384	-261.693	R\$ 260.213	62.629	107.648
10	0	3.761.379	1,09	R\$ 3.743.966	-299.686	R\$ 327.791	63.255	118.413
11	0	3.723.765	1,20	R\$ 4.073.107	-337.300	R\$ 405.826	63.888	130.254

3.4 ANÁLISE DA VIABILIDADE

De acordo com a Tabela 36 a UFV dimensionada é viável, apesar de um valor de investimento alto. O VPL indica que ao final de 10 anos o investidor terá o valor investido mais R\$4.821.466. A taxa de retorno, TIR, está em 18,94%, o retorno do investimento ou *payback* simples (sem considerar o valor do dinheiro) será de 5,81 anos e o *payback* descontado (considera o valor do dinheiro) será de 8,22 anos. A Tabela 37 apresenta os fluxos de caixa simples e descontado, utilizados para cálculo dos índices observados na Tabela 36.

Diante do exposto, o valor do LCOE para este projeto foi calculado em R\$/kWh 0,35. Sendo atrativo para o cliente que paga na sua tarifa HFP 0,42/kWh. Sendo assim um valor 20% abaixo da tarifa convencional.

Tabela 36: Viabilidade econômica num horizonte de 10 anos.

Viabilidade Econômica	
VPL	R\$ 4.821.466
TIR	18,94%
Payback Simples	5,81
Payback descontado	8,22
LCOE (R\$/kWh)	R\$ 0,35

Tabela 37: Fluxo de caixa simples e descontado.

Fluxo de Caixa	Saldo Acumulado	Fluxo Descont.	Saldo Descontado	
-R\$ 10.198.893	-R\$ 10.198.893	-R\$ 10.198.893	-R\$ 10.198.893	1
R\$ 1.958.532	-R\$ 8.240.361	R\$ 1.618.621	-R\$ 8.580.272	2
R\$ 1.941.028	-R\$ 6.299.333	R\$ 1.458.323	-R\$ 7.121.948	3
R\$ 2.090.609	-R\$ 4.208.723	R\$ 1.427.914	-R\$ 5.694.034	4
R\$ 2.250.767	-R\$ 1.957.957	R\$ 1.397.549	-R\$ 4.296.485	5
R\$ 2.422.164	R\$ 464.207	R\$ 1.367.248	-R\$ 2.929.237	6
R\$ 2.605.495	R\$ 3.069.702	R\$ 1.337.031	-R\$ 1.592.206	7
R\$ 2.801.486	R\$ 5.871.188	R\$ 1.306.914	-R\$ 285.292	8
R\$ 3.010.895	R\$ 8.882.083	R\$ 1.276.913	R\$ 991.622	9
R\$ 3.234.507	R\$ 12.116.590	R\$ 1.247.043	R\$ 2.238.664	10
R\$ 3.473.140	R\$ 15.589.730	R\$ 1.217.314	R\$ 3.455.979	11

O retorno sobre os investimentos foi calculado de duas formas: simples e descontado. O retorno simples, sem correção monetária da inflação, ficou em 5,81 anos. E o retorno descontado, com a correção, ficou em 8,22 anos. Ou seja, a mineradora irá demorar 8 anos para que tenha o retorno total do dinheiro de investimento. De tal maneira ser um bom investimento na usina fotovoltaica, além de contribuir para o meio ambiente. Sendo considerado a troca dos inversores no 15 ano, de tal forma a não entrar neste cálculos.

3.5 INDICE DE SUSTENTABILIDADE

É possível calcular os índices de sustentabilidade de uma usina FV, por meio dos indicadores número de árvores cultivadas e carbono evitado. O cálculo do primeiro pode ser obtido diretamente a partir da E_g (energia elétrica gerada em kWh) pela usina durante certo tempo multiplicada pelo coeficiente $5,04 \times 10^{-4}$ árvore/kWh. A obtenção deste coeficiente leva em consideração a massa média de CO₂ removida da atmosfera por uma árvore, durante 20 anos.

Tem se as constantes necessárias para calcular a m_c (massa de carbono, em kg) é de 0,1258 kg/kWh. Logo,

$$E_g = 11.280,737 \text{KWh} \quad (29)$$

$$n_a = E_g \times 5,04 \times 10^{-4} \rightarrow 11.280,737 \times 5,04 \times 10^{-4} = 5,68512 \text{ arvores dia} \quad (30)$$

Logo, 5 árvores cultivadas por dia. Por mês e ano:

$$n_a = 150 \text{ arvores mês} \quad (31)$$

$$n_a = 1.800 \text{ arvores ano} \quad (32)$$

Abaixo será calculado a quantidade de massa de carbono removida da atmosfera:

$$m_c = E_g \times 0,1258 \quad (33)$$

$$m_c = 11.280,737 \times 0,1258 = 1.419,1 \text{ kg}$$

Logo a quantidade de carbono evitado por mês e ano será de:

$$m_c = 42 \text{ Toneladas carbono mês} \quad (34)$$

$$m_c = 510 \text{ Toneladas carbono ano} \quad (35)$$

4- Projeto Elétrico

Este capítulo tem por objetivo apresentar os dados técnicos do projeto, exigências e diagramas pertinentes para o mesmo.

4.1 PROJETO ELÉTRICO: DIAGRAMA UNIFILAR

Com o objetivo de simplificar e generalizar o entendimento dos projetos elétricos fotovoltaicos, símbolos gráficos são utilizados para representar os diversos componentes destes sistemas.

A Figura 20 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, de onde as seguintes características elétricas do sistema podem ser enumeradas:

- ✓ Disjuntor tripolar CA a vácuo de 630 A da SE de entrada.
- ✓ Carga instalada existente na unidade consumidora de 2700 kW;
- ✓ Condutores CA bitola 35 mm² em alumínio, isolação XLPE 15kV em entrada aérea.
 - ✓ Transformador de distribuição com potência aparente de 3000 kVA, 13,8kV/380V;
 - ✓ Disjuntor CA de 1600 A no lado CA para proteção do *combiner* box com 6 inversores, sendo 2 *combiner* box com essa configuração;
 - ✓ Disjuntor CA de 1250 A no lado CA para proteção *combiner* box com 5 inversores, sendo 2 *combiner* box com essa configuração;
 - ✓ Condutores CA fase de bitola 35 mm², isolação PVC 15kV,(transformador a cabine primária);
 - ✓ Condutores CA fase de bitola 185 mm², isolação PVC 0,6/1Kv (conecta a saída do *combiner* box ao transformador) dispostos em eletroduto de 2" ½;
 - ✓ Condutores CA fase de bitola 120 mm², isolação PVC 1000V, dispostos em eletroduto de 1" ½;(conecta a saída CA do inversor ao *combiner* box);
 - ✓ Disjuntor CA de 200 A no lado CA para proteção dos inversores;
 - ✓ Condutores CC polos positivo e negativo de bitola 4 mm², isolação XLPE 1000V (conecta o arranjo FV à entrada CC do inversor);
 - ✓ Inversor FV 125 kW CA, 380V CA, e faixa de operação CC 180-1000V, com 12 MPPTs;

✓ Módulos fotovoltaicos 550 Wp dispostos em 2 series fotovoltaicas em 1 strings de 9 módulos FV cada, totalizando 9,9 kWp por Mppt. Por ser 12 Mppts por inversor, então tem se 118.800W de potência cc instalada por inversor. Sendo a usina fotovoltaica gerando 2.613.600 potência cc.

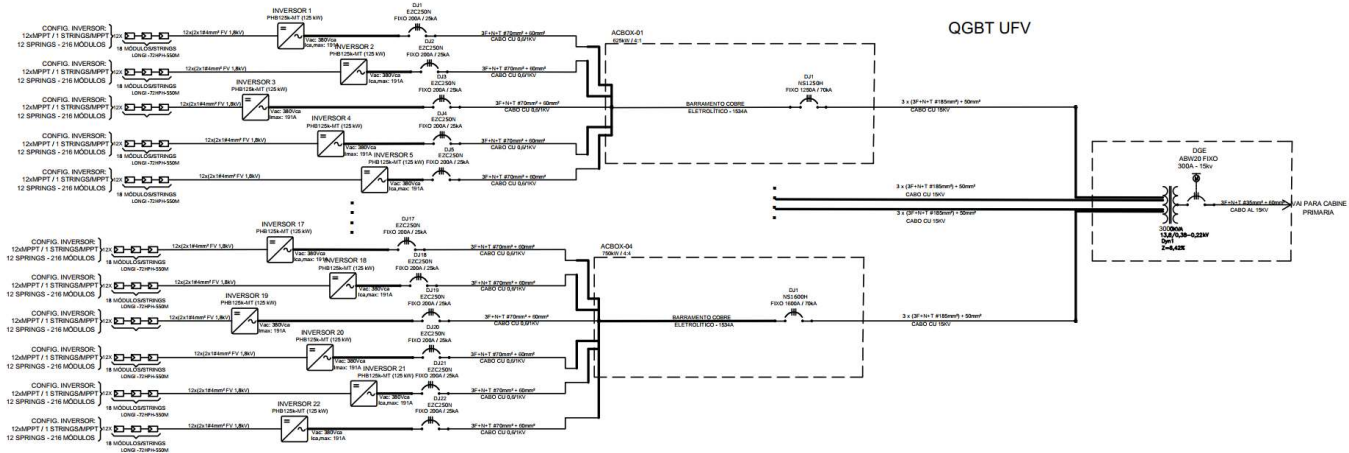


Figura 20: Diagrama unifilar da UC após a instalação da usina solar fotovoltaica.

4.1.1 DADOS TÉCNICOS

Abaixo são descritos os dados do Engenheiro responsável, assim como dados do contratante e características na Tabela 38.

Tabela 38:Características técnicas.

Projeto Elétrico do Sistema de Geração Fotovoltaica	
Dados do Contratante	
Nome	*****
Endereço	Ouro Preto-MG
Latitude	20º
Longitude	*****
Características do Projeto	
Tipo de Projeto	Minigeração distribuída
Classe/Subclasse	Industrial
Carga total instalada	2.75MW
Carga total da geração	2.75MW
Tipo de Geração	Autoconsumo
Previsão de Ligação	Em estudo

*Devido confidencialidade não foi informado dados da empresa de estudo.

4.1.2 PLANTA DA SITUAÇÃO DE COMO SERIA A UFV



Figura 21: Local da Instalação da Usina Fotovoltaica.

4.1.3 TRANSFORMADOR, LINHA DE INTERLIGAÇÃO UFV A CABINE PRIMÁRIA

Como o transformador escolhido a tensão gerada CA será 380 V, tem se a necessidade de elevar a tensão a 13,8kV, sendo este feito por um transformador a seco 13,8kV/380V.

4.1.4 PREVISÃO DE GERAÇÃO

A previsão de produção de energia deste projeto é mostrada na Tabela 38, sendo o valor de irradiação local retirado do site CRESESB, valor de irradiação considerando Ouro Preto. No site do CRESESB é encontrado o parâmetro de irradiação solar diária por metro quadrado no qual foi baseado para realizar a previsão de geração.

Tabela 39: Dados de Geração de Energia.

Número de módulos	4.752
Irradiação solar Ouro Preto [1]	4,84 kWh/m ² . dia
Área do módulo	2,56 m ²
Eficiência do módulo	21,5%
Previsão de produção de energia diária	11.280,737kWh/dia
Previsão de produção de energia mensal	338.422,11kWh/mês
Previsão de produção de energia anual	4.061.065,32kWh/ano
Eficiência da instalação	89,25%
Queda na eficiência dos módulos por ano	1%

5- Conclusão

Por este projeto apresentado pode se perceber a viabilidade, considerando um VPL de R\$4.821.466 valor bem considerável. Tendo um payback simples de 5,81anos, e payback descontado 8,22 anos valores que fazem um projeto ser interessante, tendo se uma perspectiva de aumento da planta e aumento desta usina fotovoltaica no futuro para suprir um maior percentual no consumo de energia.

Este projeto mostra a viabilidade da instalação de uma usina fotovoltaica de grande porte, com retornos muito consideráveis sendo eles considerados num período de 10 anos ou 25, que proporciona um retorno mais favorável ao empreendimento.

Vale ressaltar que com a geração de energia limpa fotovoltaica contribui para minimizar as emissões globais de carbono na atmosfera, algo que foi calculado neste projeto. E diante da iniciativa mundial do crédito de carbono, e uma cobrança maior em cima das empresas. Uma empresa que já reduz o carbono conscientemente faz com que ela tenha privilégios e seja mais bem vista pelo mercado.

6- Referências Bibliográficas

- [1] GETPOWERSOLAR, "GETPOWERSOLAR," 06 2022. [Online]. Available: <https://getpowersolar.com.br/blog/fatores-de-perda-do-sistema-fotovoltaico/>.
- [2] CRESESB, "CRESESB," 07 2022. [Online]. Available: www.cresesb.cepel.br..
- [3] Longi, "Longi LR5-72HPH-550M," 07 2022. [Online]. Available: <https://www.energiasolarphb.com.br/wp-content/uploads/2021/10/LONGI-545W-MONO-PERC-LR5-72HPH-545M.pdf>.
- [4] PHB, "PHB125K-HT," 07 2022. [Online]. Available: <https://www.energiasolarphb.com.br/produto/inversor-phb125k-ht/>.
- [5] C. d. Boia, "Casa da Boia," 07 2022. [Online]. Available: [:https://casadaboia.com.br/informacoes-tecnicas/](https://casadaboia.com.br/informacoes-tecnicas/).
- [6] A. Bona, "Andre Bona," 07 2022. [Online]. Available: <https://andrebona.com.br/descubra-o-que-e-vpl-e-qual-sua-importancia-nos-investimentos/> ..
- [7] Suno, "Suno," 07 2022. [Online]. Available: <https://www.suno.com.br/artigos/taxa-interna-de-retorno/>..
- [8] C. Solar, "Canal Solar," 07 2022. [Online]. Available: <https://canalsolar.com.br/o-que-e-o-lcoe-e-como-utilizar-nos-projetos-fotovoltaicos/>..
- [9] SUNCALC, "SUNCALC," 07 2022. [Online]. Available: www.suncalc.org..

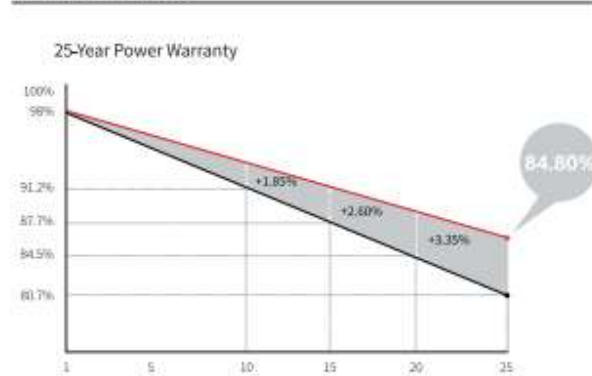
7- Anexos

Hi-MO 5m

LR5-72HPH 525~550M

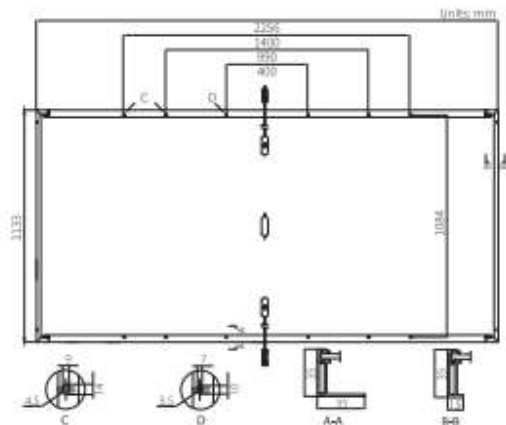
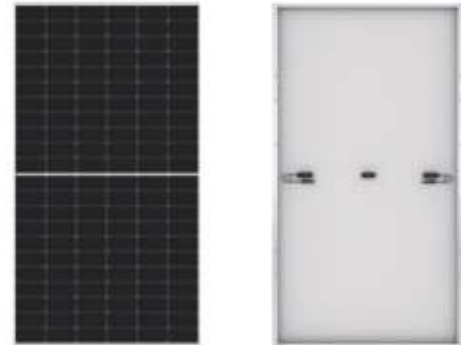
21.5% MAX MODULE EFFICIENCY	0~+5W POWER TOLERANCE	<2% FIRST YEAR POWER DEGRADATION	0.55% YEAR 2-25 POWER DEGRADATION	HALF-CELL Lower operating temperature
---------------------------------------	---------------------------------	---	---	---

Additional Value



Mechanical Parameters

Cell Orientation	144 (6×24)
Junction Box	IP68, three diodes
Output Cable	4mm ² , positive 400 / negative 200mm length can be customized
Glass	Single glass, 3.2mm coated tempered glass
Frame	Anodized aluminum alloy frame
Weight	27.2kg
Dimension	2256×1133×35mm
Packaging	31pcs per pallet / 155pcs per 20' GP / 620pcs per 40' HC



Electrical Characteristics

	STC: AM1.5 1000W/m ² 25°C		Test uncertainty for P _{max} : ±3%			
	525	530	535	540	545	550
Power Class	525	530	535	540	545	550
Maximum Power (P _{max} /W)	525	530	535	540	545	550
Open Circuit Voltage (V _{oc} /V)	49.05	49.20	49.35	49.50	49.65	49.80
Short Circuit Current (I _{sc} /A)	13.65	13.71	13.78	13.85	13.92	13.98
Voltage at Maximum Power (V _{mp} /V)	41.20	41.35	41.50	41.65	41.80	41.95
Current at Maximum Power (I _{mp} /A)	12.75	12.82	12.90	12.97	13.04	13.12
Module Efficiency(%)	20.5	20.7	20.9	21.1	21.3	21.5

Operating Parameters

Operational Temperature	-40°C ~ +85°C
Power Output Tolerance	0 ~ +5 W
V _{oc} and I _{sc} Tolerance	±3%
Maximum System Voltage	DC1500V (IEC/UL)
Maximum Series Fuse Rating	25A
Nominal Operating Cell Temperature	45±2°C
Protection Class	Class II
Fire Rating	UL type 1 or 2

Mechanical Loading

Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Hailstone Test	25mm Hailstone at the speed of 23m/s

Temperature Ratings (STC)

Temperature Coefficient of I _{sc}	+0.048%/°C
Temperature Coefficient of V _{oc}	-0.270%/°C
Temperature Coefficient of P _{max}	-0.350%/°C

Figura 22:Folha de dados módulo fotovoltaico LONGI LR5-72HPH 525-550M

INVERSOR SOLAR FOTOVOLTAICO TRIFÁSICO PHB

73kW(220/127V)
125kW (380/220V)



Adequados para sistemas comerciais e industriais. Possui design moderno e inovador que facilita o manuseio e instalação.

PHB73K-HT INVERSOR FOTOVOLTAICO

PHB125K-HT INVERSOR FOTOVOLTAICO

Atende as Normas: ABNT NBR 16149; ABNT NBR 16150; ABNT NBR IEC 62116

Possui a garantia de 7 anos para defeito de fabricação. (consultar o termo de garantia).

String Box integrada, reduzindo tempo e área de instalação.

Configuração de saída permite conexão com a rede usando 3 Fases + Neutro ou 3 Fases. Redução de custo do sistema com a eliminação do neutro.

EXCELENTE DESEMPENHO	ALTA SEGURANÇA	PROJETO ORIENTADO PARA O CLIENTE
<ul style="list-style-type: none"> ✓ Eficiência Máxima de até 98,6% ✓ Eficiência do MPPT > 99,9% ✓ THDi menor que 3% ✓ Tensão de partida 200V ✓ 12X MPPT 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ IP66 anti-poeira e à prova d'água ✓ Atende as normas brasileiras; ✓ Atende as tensões módulo B PRODIST ✓ Registro do INMETRO: PHB73K-HT 004919/2021 PHB125K-HT 004920/2021 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ LCD em português ✓ Fácil e rápida instalação ✓ Peso 98,5 kg ✓ Adequado para instalações, comerciais e industriais ✓ Interface de comunicação: Bluetooth, RS485, SERIAL e WI-FI ✓ String Box Integrada ✓ Saída configurável: (3F+N) ou (3F)

Rua São Bernardino nº 12
Pq. Anhanguera - CEP. 05120-050
São Paulo - SP

(11) 3648-7830
contato@phb.com.br



Figura 23:Folha de Dados Inversor

Dados técnicos

A PHB Solar mantém uma estrutura de equipamentos calibrados, "setups" de testes e técnicos treinados, para proporcionar aos seus clientes um rápido serviço de reparo.

Dados da Entrada CC		
Modelo	PHB73K-HT	PHB125K-HT
Max. Tensão CC [V]	800	1100
Faixa de Operação SPMP [V]	180-650	180-1000
Tensão CC de Partida [V]	200	200
Corrente CC Máxima [A]	12*30A	12*30A
Número de Strings / MPPT	24/12	24/12
Conector CC	MC4	
String Box Integrada	Interruptor/ Seccionador CC (IEC60947-3 e IEC60947-3) DPS CC classe II (EN50539-11)	
Dados da Saída CA		
Potência CA Nominal [W]	73000	125000
Max. Corrente CA [A]	191,3	191,3
Saída Nominal CA	220/127Vca; 60Hz	380/220Vca; 60Hz
Faixa de Operação CA	101,6-139,7Vca; 57,5-62Hz	176-242Vca; 57,5-62Hz
THD	<3%	
Fator de Potência	Unitário (0,8 Capacitivo / 0,8 Indutivo)	
Conexão CA	Trifásico (3F+N+PE) ou (3F+PE)	
Eficiência		
Max. Eficiência	98,4%	98,6%
Eficiência SPMP	>99,9%	
Segurança do Equipamento		
Monitoramento de corrente de fuga	Integrado	
Proteção Anti-ilhamento	AFD	
Monitoramento de Rede	VDE-AR-N 4105, VDE 0126-1-1/A1, RD1699, C59/2, AS4777.2/3	
NBR (Normas Brasileiras)	ABNT NBR16149, 16150 e ABNT NBR IEC 62116	
Normas de Referência		
EMC	EN 61000-6-1, EN 61000-6-2 e EN 61000-6-3, EN 61000-6-4	
Segurança	IEC 62109-1, AS3100	
Dados Gerais		
Dimensões (L*A*P) [mm]	1005*676*340	
Peso Líquido [kg]	98,5	
Ambiente de Operação	Interno ou Externo	
Montagem	Fixado na parede	
Temperatura de Operação	-30-60°C	
Umidade relativa	0-100%	
Altitude [m]	<4000m	
Grau de Proteção IP	IP66	
Topologia	Sem Transformador	
Ventilação	Ventilação Forçada	
Display	LCD (Português)	
Comunicação	Bluetooth/SERIAL/RS485/ WI-FI	
Cor	Vermelho	
Garantia [anos]	7/10/15/20/25(opcional)	



Rua São Bernardino nº 12
Pq. Anhanguera - CEP: 05120-050
São Paulo - SP



(11) 3648-7830
contato@phb.com.br



Figura 24:Folha de Dados Inversor

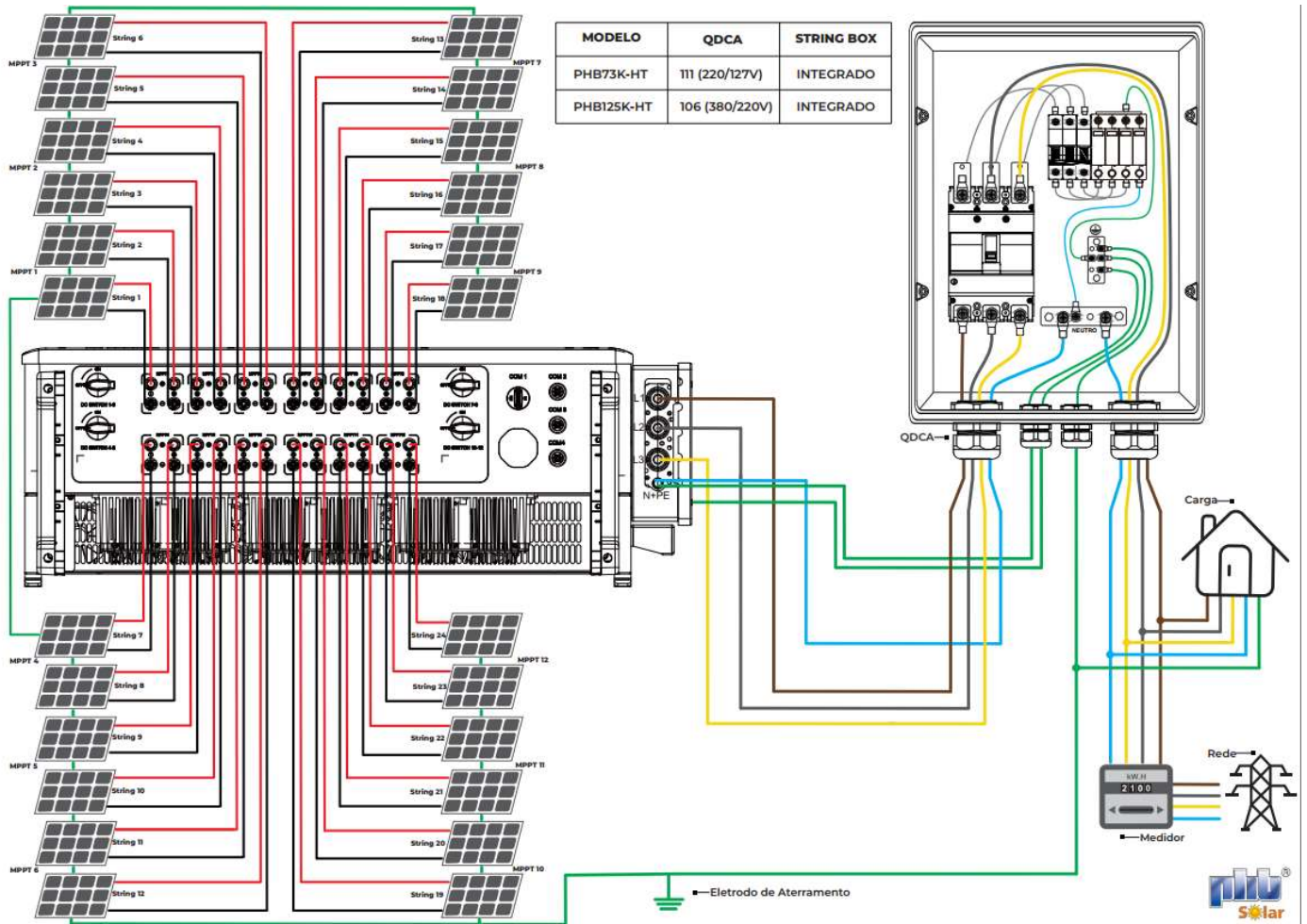


Figura 25:Esquema de Ligação Inversor

27/08/2021

Registro 004919/2021 | Avaliação da Conformidade

BRASIL
(HTTPS://GOV.BR)

40 ANOS

INMETRO

Avaliação da Conformidade

Procurando algo? **Buscar**

Página inicial (<http://www.inmetro.gov.br/>)
 / Qualidade (<http://www.inmetro.gov.br/qualidade/>) / Registro de objeto (..) / Consultar registros concedidos

Registro de Objeto Consultar registros concedidos

Q Detalhes do Registro 004919/2021

Status	Concessão
Ativo	02/08/2021

PHB ELETRONICA LTDA
 Rua São Bernardino, 12 Cep:05120-050 | Parque Anhanguera - São Paulo - SP
 Tel: (Telefone) 11 38358300 - rogerio@phb.com.br (mailto:rogerio@phb.com.br) - CNPJ:
 (CNPJ)53.977.021/0001-28

Programa de Avaliação da Conformidade
 Sistemas e equipamentos para energia fotovoltaica (módulo, controlador de carga, inversor e bateria)

Portaria Inmetro	Nome de Família
nº (número) 4 de 04/01/2011	Trifásico 125000W

Certificado
 Não aplicável

-Pesquisar histórico de alterações

Data	Alteração	Marca	Modelo	Descrição
02/08/2021	<input type="button" value="Incluído"/>	PHB	PHB125K-HT	Inversor solar fotovoltaico conectado a rede

Figura 26: Avaliação de Conformidade do Inversor

