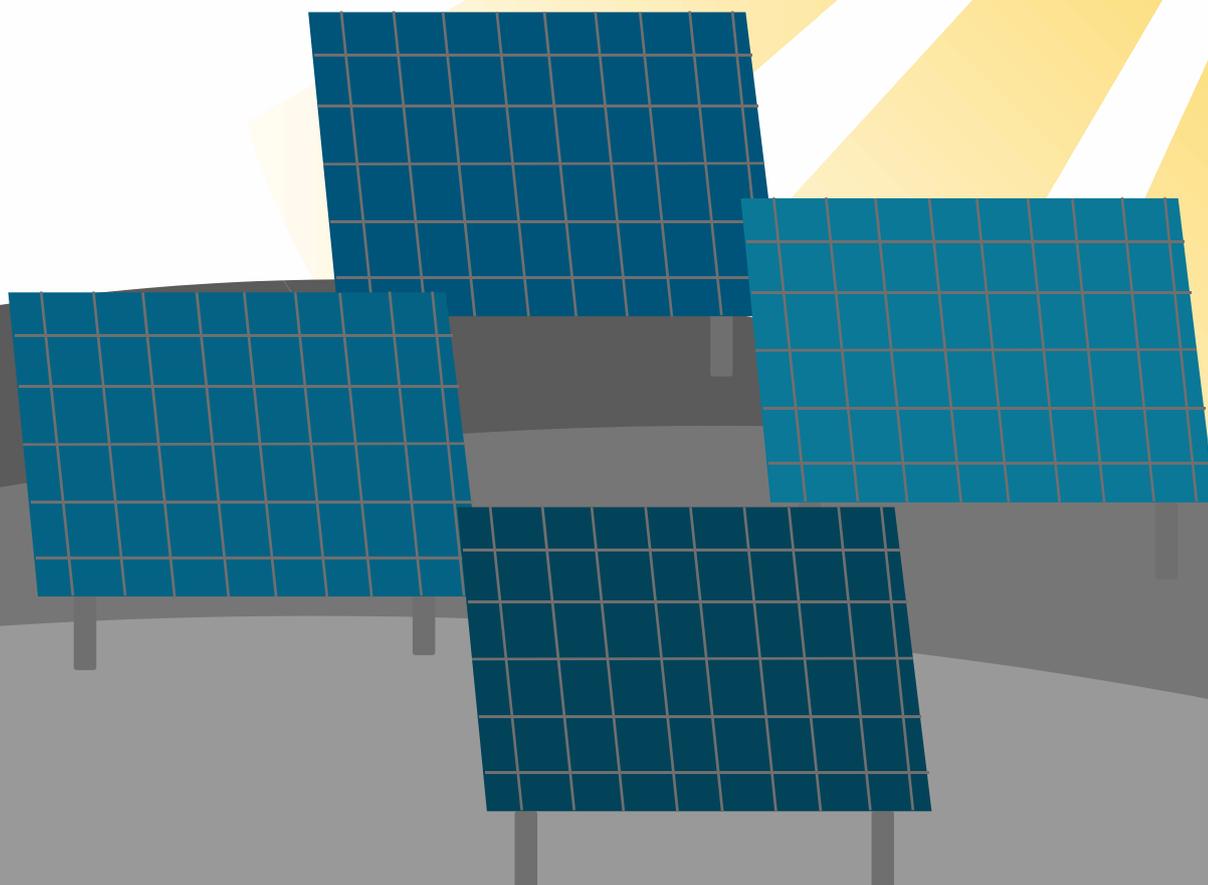




UNIVERSIDADE FEDERAL DE VIÇOSA - UFV
CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E TECNOLÓGICAS - CCE
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA - DEL



**ESTUDO DE IMPLEMENTAÇÃO DE UMA USINA FOTOVOLTAICA DE 250 kW PARA UM LATICÍNIO
LOCALIZADA EM ANTÔNIO CARLOS-MG
ELT 554 - TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO**

ALUNO: Otacilio Lotte De Magalhães Junior
ORIENTADOR: PROF. ME. João Marcus Soares Callegari

VIÇOSA, 28 DE FEVEREIRO DE 2022.

Otacilio Lotte de Magalhães Junior

ESTUDO DE IMPLEMENTAÇÃO DE UMA USINA FOTOVOLTAICA DE 250
kW PARA UM LACTICÍNIO LOCALIZADA EM ANTÔNIO CARLOS-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, 28 de Fevereiro de 2022.

ATA DE APROVAÇÃO

Otacilio Lotte de Magalhães Junior

ESTUDO DE IMPLEMENTAÇÃO DE UMA USINA FOTOVOLTAICA DE 250 kW PARA UM LACTICÍNIO LOCALIZADA EM ANTÔNIO CARLOS-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 28 de Fevereiro de 2022.

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

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

Membro Titular: Prof. Me. Rodrigo Cássio de Barros - UFV

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho

*A minha esposa Livea pelo amor, parceria e paciência de sempre e ao meu filho Joaquim pela
inspiração e ensinamentos diários.*

“...longe se vai sonhando demais...” – Milton Nascimento

AGRADECIMENTOS

Obrigado a Deus por me permitir estar sempre em aprendizado. Obrigado aos meus pais por me guiar nos melhores caminhos, pai, obrigado por ser sempre a inspiração para todos os trabalhos, mãe, obrigado pelo abrigo nas horas incertas, Felipe e Guilherme, obrigado pelo apoio sempre nos momentos de dúvidas.

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

Obrigado aos colegas de curso pela grande troca de experiências e a formação de uma excelente rede de contatos.

RESUMO

A matriz energética brasileira atual é composta em 2,6% (4.735.310,5 kW) somente de fonte renovável baseada em energia solar fotovoltaica. Em Minas Gerais, esse valor é de 3,79% (631.162,68 kW). Somando-se a energia eólica nesta geração, essa porcentagem nacional é acrescida de 11,70%, totalizando 14,3% (26.045.589,36 kW).

Neste contexto, a implantação de usinas fotovoltaicas, grupo A ou B, é uma vertente em ascensão em nosso país, especificamente em Minas Gerais, local com índices de irradiância solar muito interessantes e atrativos para os investidores, ainda que algumas localidades necessitem de obras de reforço para implantação das usinas.

Este trabalho é um estudo de implementação de uma UFV (usina fotovoltaica) de 250 kW (mesmo que já exista um projeto em implementação), enquadrada no âmbito da minigeração distribuída, que será instalada em um laticínio localizado no município de Antônio Carlos-MG, a 186 km de Belo Horizonte. Nas coordenadas $-21,306519^\circ$ e $-43,732738^\circ$. Em um primeiro momento, foi dimensionada uma UFV para suprir toda carga do laticínio, 727 kW, porém o custo junto a concessionária para adequação da rede inviabilizou esse projeto. Visando evitar custos de recondução e reforço de rede, a usina solar fotovoltaica foi dimensionada para a potência de 250 kW. Como a demanda contratada é de 240 KW há a necessidade de aumento em 10 kW na mesma, sendo possível compensação de cerca de 41% da energia consumida no laticínio.

O laticínio é atendido em tensão trifásica 13,8 kV, 60 Hz, tarifa A4 verde. O sistema dimensionado conta com 595 módulos de 545 Wp e 5 inversores de 50 kW. A instalação dos módulos será feita sobre solo, ocupando uma área cerca de 1523 m². 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.

Por fim, a análise de viabilidade econômica, num horizonte de 10 anos, mostrou uma TIR de 19,51%, uma economia de 43,67% e um *pay-back* descontado 6,6 anos.

Palavras-chave: Grupo A , Laticínio, Sistema Fotovoltaico , Tarifa Verde.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Modelo de geração adotado.....	17
Figura 2: Localização geográfica da UFV.	19
Figura 3: Análise da irradiação de Antônio Carlos.....	19
Figura 4: Relação entre sujidade média diária e a precipitação da cidade de Belo Horizonte/MG [2].	20
Figura 5: Módulo fotovoltaico Longi – Frente e traseira.....	21
Figura 6: Eficiência do módulo fotovoltaico em 25 anos.	22
Figura 7: Dimensões do módulo fotovoltaico LR5-72HPH-545M.	23
Figura 8: Inversor Fronius Tauro 50 3-D.....	25
Figura 9: Arquitetura de uma UFV <i>on grid</i>	25
Figura 10: Exemplo ilustrativo de layout da montagem dos inversores fotovoltaicos.	26
Figura 11: Configuração das séries e arranjo FV conectados ao inversor FV.	29
Figura 12: Entrada das conexões C.C.	30
Figura 13: Layout da placa de fusíveis na entrada do inversor FV.....	32
Figura 14: DPS na saída C.A do inversor FV.	32
Figura 15: Layout frontal do inversor FV.....	32
Figura 16: Parte do diagrama de impedâncias da usina FV.	33
Figura 17: Disjuntor WEG em caixa moldada WEG DWP125L-100-3.....	34
Figura 18: Disjuntor DWP630L-450-3.	34
Figura 19: Trafo elevador a seco 300 kVA.....	35
Figura 20: Cabines abrigando os disjuntores, barramento e transformador a seco.....	35
Figura 21: Rota do cabo de alumínio 25 mm ² até a cabine primária do laticínio.	36
Figura 22: Dimensionamento do cabo C.C.	37
Figura 23: Dimensionamento cabo C.A para 50 kW (Inversor até <i>combiner box</i> C.A).....	39
Figura 24: Dimensionamento cabo C.A para 250 kW (<i>Combiner box</i> C.A até transformador).....	39
Figura 25: Dimensionamento cabo C.A para interligar a UFV a cabine.	40
Figura 26: Detalhe do cabo terra utilizado para o aterramento (figura ilustrativa).....	41
Figura 27: Detalhe da conexão do cabo terra do módulo ao trilho (figura ilustrativa).....	41
Figura 28: Barra de equipotencialização da UFV (figura ilustrativa).....	42
Figura 29: <i>Layout</i> do sistema de aterramento.	42
Figura 30: Disjuntor MT PVO BEGHIM existente.	44
Figura 31: Topologia de subestação abrigada com potência instalada até 300 kVA.....	45
Figura 32: Dimensões da subestação projetada.	46
Figura 33: Cabine existente.....	47
Figura 34: Ponto de entrega.	47
Figura 35: Esquemático utilizado para dimensionamento do TC.	48
Figura 36: TC's existente.	48
Figura 37: TP's existente.	49
Figura 38: Malha de aterramento tipo quadrado cheio.	51
Figura 39: Haste conectada ao cabo.....	51
Figura 40: Nível de curto circuito fornecido pela concessionária.	52
Figura 41: Transformador existente	54
Figura 42: Resumo das contribuições da concessionária e da UFV para as correntes de curto-circuito nas diversas barras.	55
Figura 43: Diagrama de impedâncias, sequência positiva, negativa e zero.	55
Figura 44: Coordenograma das proteções: 67(1) e 67(2).	58

Figura 45: Coordenograma das proteções: 67N(1) e 67N(2).....	58
Figura 46: Histórico de consumo Laticínios Nosso LTDA.	59
Figura 47: Diagrama unifilar.....	66
Figura 48: Local do laticínio e da instalação da UFV.....	67
Figura 49: Detalhe da instalação do inversor junto aos módulos.	68
Figura 50: Detalhe do disjuntor da subestação de entrada.....	68
Figura 51: Detalhe da instalação da estrutura de fixação em solo	71
Figura 52: Planta da situação	71
Figura 53: Folha de dados módulo fotovoltaico LONGI LR5-72HPH 525-550M.....	75
Figura 54: Declaração de conformidade do inversor.....	76
Figura 55: Declaração de conformidade do inversor.....	77
Figura 56: Folha de dados do inversor.....	78
Figura 57: Folha de dados do inversor.....	79
Figura 58: Folha de dados inversor – Curvas de eficiência.....	80
Figura 59: Configuração das séries e arranjo FV conectados ao inversor FV.....	81
Figura 60: Topologia de subestação abrigada com potência instalada até 300 kVA.....	82
Figura 61: Cavalete para instalação dos TC's e TP's.	83
Figura 62: Detalhe da instalação do relé de proteção.	84
Figura 63: Relé de proteção atual.	84
Figura 64: Detalhes da topologia da subestação adotados neste projeto.	85
Figura 65: Dimensões da grade proteção.....	86
Figura 66: Vista frontal do disjuntor PVO.....	87
Figura 67: Detalhe do disjuntor PVO.	87
Figura 68: Cabo de MT.....	88
Figura 69: Cabo de MT.....	89
Figura 70: Orçamento componentes da usina solar – PHB Solar.....	90
Figura 71: Orçamento componentes da usina solar – PHB Solar.....	91
Figura 72: Formas de pagamento – orçamento.....	92
Figura 73: Transformador a seco, base fusível e seccionadora.....	93
Figura 74: Transformador a seco.....	93
Figura 75: Chave seccionadora a base fusível.	94

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Resumo do consumo e demanda de energia nos horários de ponta e fora de ponta.	17
Tabela 2: Gastos anuais médios discriminados em energia elétrica do laticínio.	18
Tabela 3: Perdas estimadas e valores típicos em UFV. Adaptado de [5].	21
Tabela 4: Certificações do MFV.	22
Tabela 5: Características Elétricas *STC: AM1.5 1000W/m ² 25°C.	23
Tabela 6: Tarifas de energia e demandas aplicadas.	24
Tabela 7: Cálculos dos módulos fotovoltaicos.	24
Tabela 8: Certificação do Inversor FV.	25
Tabela 9: Dados de entrada C.C do inversor.	26
Tabela 11: Dados dimensionais do inversor.	27
Tabela 12: Grau de eficiência.	28
Tabela 13: Dispositivo de proteção.	28
Tabela 14: Interfaces de comunicação.	28
Tabela 15: Tecnologia de Conexão CA.	29
Tabela 16: Tecnologia de conexão C.C.	29
Tabela 17: Resumo do dimensionamento da UFV.	30
Tabela 18: Disjuntor de cada inversor.	34
Tabela 19: Disjuntor geral da barra do <i>combiner box</i> C.A.	34
Tabela 20: Premissas para dimensionamento de cabos C.C.	36
Tabela 21: Dimensionamento dos cabos C.C de acordo com a ABNT NBR 16690.	37
Tabela 22 – Premissas para dimensionamento de cabos C.A.	38
Tabela 23: Dimensionamento dos cabos C.A de acordo com a ABNT NBR 5410.	38
Tabela 24 – Dimensionamento dos condutores de aterramento do lado C.C e C.A da UFV.	42
Tabela 25 – Estimativa de materiais necessários.	43
Tabela 26: Especificação do disjuntor de MT	44
Tabela 27 – Dimensionamento dos equipamentos da subestação.	46
Tabela 28: Memorial de cálculo do transformador de corrente.	48
Tabela 29: Dimensionamento de TP de medição em 13,8 kV.	49
Tabela 30: Quadro de carga da subestação para alimentação auxiliar.	49
Tabela 31: Quadro de carga da subestação para alimentação da proteção.	50
Tabela 32: Dimensionamento de TCs de medição em 13,8 kV.	50
Tabela 33: Dimensionamento de TP de medição em 13,8 kV.	51
Tabela 34: Impedância e correntes de curto-circuito fase-fase, fase-terra e trifásica na barra da SE Barbacena 2.	52
Tabela 35: Impedância e correntes de curto-circuito fase-fase, fase-terra e trifásica na barra do ponto de conexão.	52
Tabela 36: Valores base utilizados nos estudos de proteção.	53
Tabela 37: Dados de impedância de sequência dos cabos da rede RDP da SE CEMIG Barbacena 2 (BCAD208) até a barra de conexão do acessante. *Valores obtidos para uma temperatura de 90 °C. [12]	53
Tabela 38: Dados de impedância de sequência dos cabos de cobre utilizados na rede interna do acessante. *Valores obtidos para uma temperatura de 90 °C.	53
Tabela 39: Características elétricas do transformador.	53
Tabela 40: Impedâncias equivalentes de sequência positiva e zero do sistema.	55
Tabela 41: Ajustes de religadores para coordenação, fornecidas pela concessionária.	56
Tabela 42: Definição das proteções e suas respectivas parametrizações de acordo com a norma ND 5.31 [13].	56

Tabela 43: Discriminação dos valores da fatura média mensal do Laticínios Nosso Ltda.....	59
Tabela 44: Discriminação dos valores de potência das duas opções de projeto	60
Tabela 45: Tarifas com imposto para potência 727 kW, valores médios	60
Tabela 46: Tarifas com imposto para potência 250 kW	60
Tabela 47: Preço dos materiais e equipamentos do lado C.A.....	61
Tabela 48: Resumo dos custos dos insumos, mão de obra, manutenção e fator de segurança.....	62
Tabela 49: Premissas adotadas das taxas para análise da viabilidade econômica.	62
Tabela 50: Custo com energia no HFP.	63
Tabela 51: Custo com energia no HFP, manutenção e demanda.	63
Tabela 52: Viabilidade econômica.....	64
Tabela 53: Fluxo de caixa simples e descontado.	64
Tabela 54: Dados do projetista e da instalação.	67
Tabela 55: Características Elétricas *STC: AM1.5 1000W/m ² 25°C.....	69
Tabela 56: Dados do inversor.	69
Tabela 57: Dados da estimativa de geração	72

LISTA DE ABREVIACÃO

C.C	Corrente Contínua
C.A	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
kWh/m ² .dia	Kilowatt Hora Por Metro Quadrado Por Dia
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
Prodlist	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica
PVO	Pequeno Volume de Óleo
UC	Unidade Consumidora
VPL	Valor Presente Líquido

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
AM	Massa de ar (air mass)
D_{fv}	Dimensões do módulo
A_m	Área do módulo
m_{fv}	Massa do módulo
η_{fv}	Eficiência do módulo
T_{noct}	Temperatura de operação nominal
N_{cel}	Número de células fotovoltaicas
K_{isc}	Coefficiente de temperatura para corrente
K_{voc}	Coefficiente de temperatura para tensão
K_{pmax}	Coefficiente de temperatura para potência
I_{sc}	Corrente de curto circuito
V_{oc}	Tensão de circuito aberto
I_{mp}	Corrente de máxima potência
V_{mp}	Tensão de máxima potência
P_{mp}	Potência máxima
$\cos\varphi_{ca,r}$	Fator de potência
$f_{min} - f_{max}$	Faixa de frequência
f_r	Frequência
$U_{min} - U_{máx}$	Faixa de tensão CA
$U_{ca,r}$	Acoplamento a rede
$I_{ca\ nom}$	Potência máxima de saída
$P_{ca\ máx}$	Potência máxima de saída
$P_{ca,r}$	Potência nominal CA
$P_{dc\ max,PV1}$	Potência máxima do sistema fotovoltaico FV1
$P_{dc\ max,PV2}$	Potência máxima do sistema fotovoltaico FV2

$P_{dc\ max,PV3}$	Potência máxima do sistema fotovoltaico FV3
$I_{sc\ max,String}$	Corrente de curto circuito máxima da string
$I_{dc\ max,String}$	Corrente de curto circuito máxima da string
$I_{sc,max,inverter}$	Corrente de curto circuito máxima do inversor
$I_{sc,max,FV3}$	Corrente de curto circuito máxima FV3
$I_{sc,max,FV2}$	Corrente de curto circuito máxima FV2
$I_{sc,max,FV1}$	Corrente de curto circuito máxima FV1
$I_{dc\ max,FV3}$	Corrente de entrada máxima FV3
$I_{dc\ max,FV2}$	Corrente de entrada máxima FV2
$I_{dc\ max,FV1}$	Corrente de entrada máxima FV1
$P_{cc\ máx}$	Corrente C.C máxima por arranjo
$U_{mpp\ min} - U_{mpp\ max}$	Faixa de tensão MPPT
$U_{cc\ inicial}$	Alimentação de tensão inicial
$U_{cc\ min} - U_{cc\ max}$	Faixa de tensão de entrada C.C
$U_{cc\ max}$	Tensão de máxima C.C
PT_{mppt}	Potência máxima por MPPT (1/2/3)
P_{fv}	Potência nominal C.C. por inversor
$N_{série1}$	Séries FV por arranjo fotovoltaico MPPT 1
$M_{série1}$	Módulos FV por série fotovoltaica MPPT 1
N_{mfv1}	Módulos por arranjo FV MPPT 1
$N_{série2}$	Séries FV por arranjo fotovoltaico MPPT 2
$M_{série2}$	Módulos FV por série fotovoltaica MPPT 2
N_{mfv2}	Módulos por arranjo FV MPPT 2
$N_{série3}$	Séries FV por arranjo fotovoltaico MPPT 3
$M_{série3}$	Módulos FV por série fotovoltaica MPPT 3
N_{mfv3}	Módulos por arranjo FV MPPT 3
$V_{CCmppt1}$	Tensão máxima potência por MPPT 1 (2 conexões C.C)
$V_{CCmppt2}$	Tensão máxima potência por MPPT 2 (2 conexões C.C)
$V_{CCmppt3}$	Tensão máxima potência por MPPT 3 (3 conexões C.C)
$I_{tot,mppt1}$	Corrente total do arranjo com 2 séries

$I_{tot,mppt3}$	Corrente total do arranjo com 3 séries
PT_{mppt1}	Potência total MPPT 1
PT_{mppt2}	Potência total MPPT 2
PT_{mppt3}	Potência total MPPT 3
PT_{inv}	Potência total de 1 inversor
N_{inv}	Total de inversores fotovoltaicos
$P_{ca,usina}$	Potência nominal C.A. da usina FV
$P_{cc,mfv}$	Potência nominal C.C dos módulos fotovoltaicos
$P_{série}$	Potência nominal da série fotovoltaica
$P_{arranjo1}$	Potência por arranjo fotovoltaico (com 2 series)
$P_{arranjo2}$	Potência por arranjo fotovoltaico (com 3 series)
$N_{arranjo}$	Quantidade de arranjos fotovoltaicos por inversor
$N_{fv,inv}$	Número de módulos fotovoltaicos por inversor
NT_{mfv}	Número de total de módulos FV
FDI	Fator de dimensionamento do inversor
$Z_{relé}$	Impedância do relé
Z_{cabo}	Impedância do cabo
Z_{TC}	Impedância do TC

SUMÁRIO

1- ANÁLISE DO LOCAL DA INSTALAÇÃO	17
1.1 ANÁLISE DO CONSUMO DE ENERGIA	17
1.2 LOCALIZAÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO	18
1.3 ANÁLISE DE RADIAÇÃO DO LOCAL	19
1.4 ANÁLISE DO EFEITO DE SOMBREAMENTO E PERDAS	19
2- DIMENSIONAMENTO DA CABINE PRIMÁRIA E SISTEMA FOTOVOLTAICO	21
2.1 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO	21
2.1.1 DIMENSIONAMENTO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	21
2.1.2 DIMENSIONAMENTO DOS INVERSORES	25
2.1.3 DIMENSIONAMENTO DA PROTEÇÃO C.C e C.A.....	31
2.1.1 DIMENSIONAMENTO DO TRANSFORMADOR ELEVADOR	35
2.1.2 REDE INTERNA EM 13,8 kV ATÉ A CABINE	36
2.1.3 DIMENSIONAMENTO DOS CABOS C.C.	36
2.1.4 DIMENSIONAMENTO DOS CABOS C.A.	37
2.1.5 ATERRAMENTO DA UFV	40
2.1.6 ESTRUTURAS DE FIXAÇÃO	42
2.2 DIMENSIONAMENTO DA CABINE PRIMÁRIA	43
2.2.1 TOPOLOGIA ADOTADA	43
2.2.1 CARACTERÍSTICAS CONSTRUTIVAS E ELÉTRICAS DA SUBESTAÇÃO	45
2.2.2 COMPONENTES DO SISTEMA DE PROTEÇÃO: DISJUNTOR, RELÉ SECUNDÁRIO, TRANSFORMADORES DE TENSÃO E CORRENTE.....	47
2.2.3 COMPONENTES DO SISTEMA DE MEDIÇÃO E TRANSFORMAÇÃO	50
2.2.4 ATERRAMENTO DA SUBESTAÇÃO	51
2.3 ESTUDOS DE PROTEÇÃO	52
2.3.1 NÍVEL DE CURTO-CIRCUITO FORNECIDO PELA CONCESSIONÁRIA.....	52
2.3.2 CÁLCULO DAS CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO	52
2.3.3 PARAMETRIZAÇÃO DAS FUNÇÕES DE PROTEÇÃO	56
2.3.4 ESTUDO DE SELETIVIDADE E COORDENAÇÃO	57
3- ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA	59
3.1 PERCENTUAL DE REDUÇÃO DO CONSUMO	59
3.2 EQUIPAMENTOS, INSUMOS E MÃO DE OBRA PARA MONTAGEM DA UFV	61
3.3 PREMISSAS DA ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA	62
3.4 FLUXO DE CAIXA	62
3.5 ANÁLISE DA VIABILIDADE.....	63
4- PROJETO ELÉTRICO	65

4.1	CORTES DA SUBESTAÇÃO	65
4.2	PROJETO ELÉTRICO: DIAGRAMA UNIFILAR	65
4.3	MEMORIAL DESCRITIVO	66
4.3.1	DADOS TÉCNICOS	66
4.3.2	OBJETIVO DO PROJETO.....	67
4.3.3	SUBESTAÇÃO DE ENTRADA	68
4.3.4	MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	69
4.3.5	INVERSORES FV	69
4.3.6	ATERRAMENTO	70
4.3.7	ESTRUTURA PARA OS MFV	71
4.3.8	PLANTA DA SITUAÇÃO DA UFV E LINHA DE INTERLIGAÇÃO	71
4.3.9	DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO	72
4.3.10	TRANSFORMADOR, LINHA DE INTERLIGAÇÃO UFV A CABINE PRIMÁRIA	72
4.3.11	PREVISÃO DE GERAÇÃO	72
5-	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	73
6-	ANEXOS	75

1- ANÁLISE DO LOCAL DA INSTALAÇÃO

Este capítulo tem objetivo de apresentar os dados do consumo e de localização do laticínio em questão para implantar a usina fotovoltaica (UFV). A identificação de eventuais restrições para instalação da UFV também é exposta neste capítulo. O modelo seguido será baseado na Figura 1.

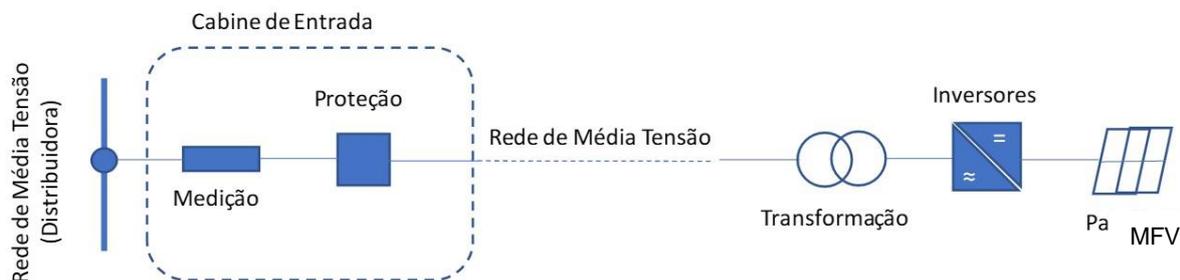


Figura 1: Modelo de geração adotado.

1.1 ANÁLISE DO CONSUMO DE ENERGIA

Neste laticínio, o fornecimento de energia elétrica é feito em média tensão (MT) trifásico 13,8 kV @ 60 Hz, Tarifa Verde - Grupo A4, com demanda contratada de 240 kW que será acrescida em 10 kW devido a previsão de geração de 250 kW, que será posteriormente detalhada neste projeto. O consumo mensal aproximado é de 89,250 MWh. A Tabela 1 apresenta o resumo do consumo e demanda de energia desta empresa no último ano, nos horários de ponta (HP) e fora de ponta (HFP).

É possível observar o maior consumo nos meses de setembro à dezembro. Cerca de 40% dos gastos em energia elétrica é feito neste período, já que o laticínio realiza suas maiores entregas anuais nesta época. A ultrapassagem de demanda HP e HFP também é um evento corriqueiro e o aumento para 250 kW é uma exigência de disponibilidade observada para este cliente. Um maior aumento de demanda exigiria elevados gastos com reforço de rede, inviabilizando o projeto.

Tabela 1: Resumo do consumo e demanda de energia nos horários de ponta e fora de ponta.

	Demanda		Energia	
	HP (kW)	HF (kW)	HP (kWh)	HFP (kWh)
dez/21	223	290	3.780	93.870
nov/21	242	311	5.460	118.440
out/21	265	311	5.250	121.800
set/21	212	277	3.150	93.660
ago/21	137	223	2.730	73.710
jul/21	126	204	2.730	60.060
jun/21	111	206	3.360	64.680
mai/21	155	221	3.360	73.920
abr/21	151	225	3.360	68.040
mar/21	181	223	2.940	91.770
fev/21	189	235	4.620	83.160
jan/21	147	239	2.520	85.890
dez/20	132	233	2.520	99.540
Média	174	246	3.521	86.810

Analisando-se o histórico de consumo apresentado na Tabela 1, os valores mensais médios calculados para 13 meses foram:

- 86.810 kWh no HFP;
- 3.521 kWh no HP;
- 90.332 kWh no total.

A Tabela 2 resume os principais gastos financeiros do laticínio com energia elétrica, onde são discriminados os impostos, consumo e demanda contratada.

Tabela 2: Gastos anuais médios discriminados em energia elétrica do laticínio.

Gastos em energia elétrica	Símbolo	Unidade	Quant.	Unitário (R\$)	Total (R\$)
Consumo médio no HFP	C_{HFP}	kWh	86.810,77	0,615	R\$ 53.440,86
Consumo médio no HP	C_{HP}	kWh	3.521,54	2,173	R\$ 7.653,28
Demanda ativa	D_C	kW	240	18,721	R\$ 4.493,05
Energia reativa e ultrapassagem de demanda	ITC	kW	2730+6,77	0,344 e 37,42	R\$ 940+R\$ 253,48

A partir da Tabela 2, o máximo percentual de redução G_R da conta de energia possível com a implantação da UFV é dada na equação (1):

$$G_R = \left(\frac{C_{HFP} + C_{HP}}{C_{HFP} + C_{HP} + D_C + ITC} \right) \times 100\% = \left(\frac{53.440,86 + 7.653,28}{53.440,86 + 7.653,28 + 4.493,05 + 1.193,48} \right) \times 100\% = 91,4\% \quad (1)$$

Cálculo da equação (1) considera a UFV compensando toda a energia necessária para o laticínio.

1.2 LOCALIZAÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

O laticínio em questão está localizado no município de Antônio Carlos-MG, estando sob as coordenadas geográficas: -21,306519°; -43,732738°. A Figura 2 apresenta a vista superior do terreno que comporta a UFV, desenvolvida no solo. Trata-se de uma área de 80 m x 70 m, totalizando 5600 m², na qual os módulos fotovoltaicos são inclinados a 21° e direcionados à 0°N. Na foto é possível visualizar módulos instalados porque já existe um projeto em implantação porém este estudo visa uma outra visão para a implementação desta UFV.



Figura 2: Localização geográfica da UFV.

1.3 ANÁLISE DE RADIAÇÃO DO LOCAL

De acordo com CRESESB [1], a irradiação solar diária média, no plano inclinado, de Antônio Carlos é de 4,86 kWh/m².dia. E esse valor se refere ao valor médio do local. A Figura 3 apresenta os valores de irradiação no plano horizontal e inclinado médio anual no município de Antônio Carlos- MG.

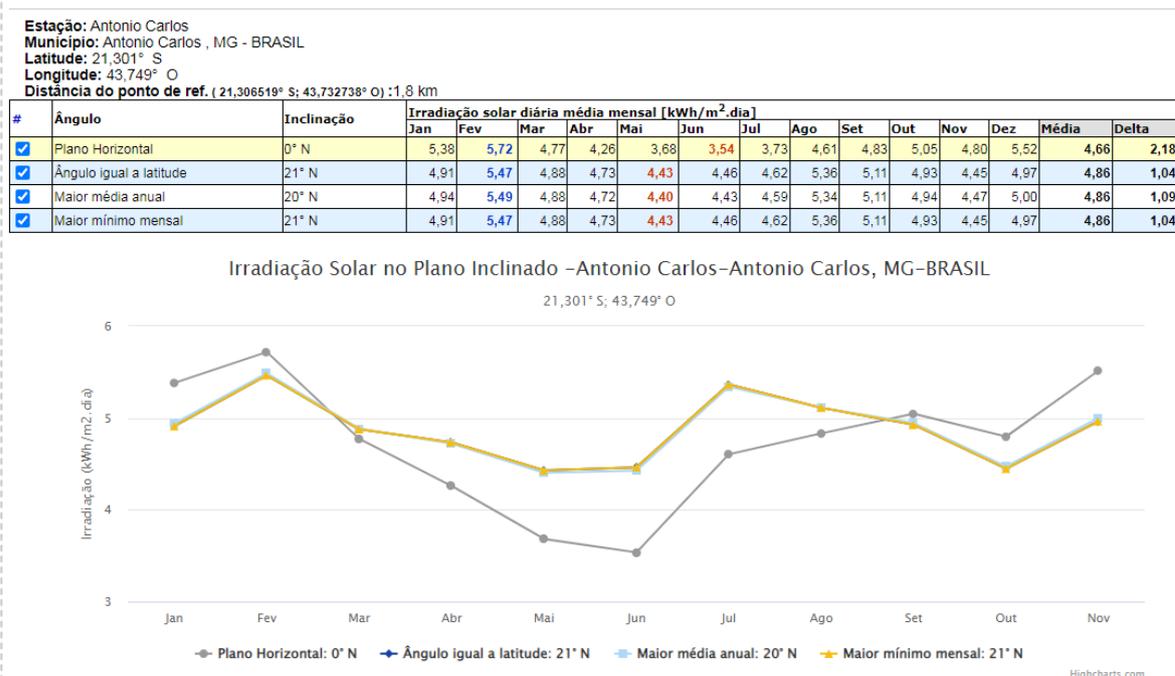


Figura 3: Análise da irradiação de Antônio Carlos.

1.4 ANÁLISE DO EFEITO DE SOMBREAMENTO E PERDAS

Os módulos fotovoltaicos (MFV) foram devidamente ajustados com inclinação de 21° e voltados ao norte (azimute de 0°). Portanto, a perda devido ao posicionamento e geografia do local é praticamente nula.

Outra fonte de perdas é em decorrência da temperatura de operação das células FV. Conforme será visto no próximo capítulo, a perda percentual de potência $P_{temp}^{\%}$ por temperatura pode ser estimada por:

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

onde $k_{p,max}$ é o coeficiente de temperatura fornecido pelo fabricante do módulo Longi LR5-72HPH-545M e ΔT é a diferença entre a temperatura de operação das células (40 °C) e a temperatura nas condições padrões de teste (25 °C). A equação (2) refere-se ao desvio de produção dos MFV em relação às suas condições de teste. Estas condições de perda serão consideradas nos cálculos.

As perdas por conta de sujidades depositadas sobre os MFV e por reflexão têm uma influência de aproximadamente 1% cada na geração, respectivamente. Há, também, registros de perdas maiores de geração em módulos monocristalinos devido a sujidade, devido a fatores particulares de cada região [2]. A precipitação também auxilia a manter a geração em níveis altos, segundo demonstra a Figura 4. É mostrada a relação entre precipitação diária em Belo Horizonte/MG e a taxa de sujidade para os anos de 2018 e 2019. Neste estudo, módulos fotovoltaicos de silício policristalino foram considerados. Conclui-se que a precipitação auxilia na diminuição da taxa de sujidade. Há duas formas de cálculo, a partir da corrente de curto circuito e da potência máxima, na Figura 4, os pontos vermelhos são os baseados na corrente de curto circuito, os pontos em amarelo são os baseados na potência máxima e as colunas em azul é o nível de precipitação.

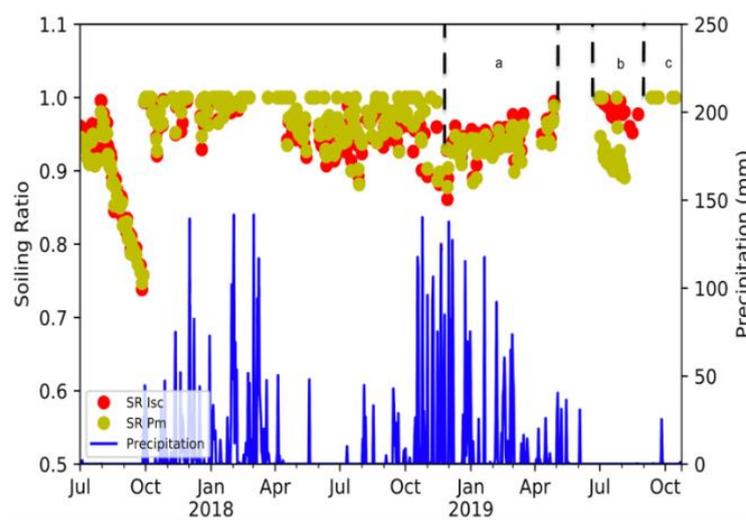


Figura 4: Relação entre sujidade média diária e a precipitação da cidade de Belo Horizonte/MG [2].

No entanto, considerando a área da instalação ser rural, com estrada de acesso exclusiva para a UFV, não havendo movimentação de veículos para ocasionar o aumento de particulado no ar e considerando mesmo assim o sistema de limpeza constante, a perda por sujidade foi estipulada em 1%.

Com a ausência de obstáculos próximos assume-se uma perda por sombreamento mínima de 1%. As perdas no inversor são estimadas em 1,5% [3] em condições nominais, enquanto perdas por descasamento dos módulos é de aproximadamente 1,55%. A Tabela 3 apresenta o resumo das perdas estimadas para a UFV em questão e valores típicos de perdas em sistemas fotovoltaicos verificadas por [5].

Tabela 3: Perdas estimadas e valores típicos em UFV. Adaptado de [5].

Fatores de Perdas	Faixa típica (%)	Estimado (%)
Sombreamento da UFV	0 a 5	1
Sujidade sobre a UFV	1 a 5	1
Reflexão	3 a 5	1
Perdas na conversão de energia	0,5 a 5,0	1,5
Descasamento dos módulos FV	0,2 a 2,5	1,5
Perdas de produção devido temperatura	0 a 10	5,25
Valor total estimado de perdas		11,3%

2- DIMENSIONAMENTO DA CABINE PRIMÁRIA E SISTEMA FOTOVOLTAICO

Este capítulo tem objetivo realizar o dimensionamento dos equipamentos da UFV e apresentar os detalhes e cálculos relacionados aos mesmos.

2.1 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

Para o correto dimensionamento dos equipamentos da UFV são necessários seus datasheet para conhecermos os seus valores de capacidade nominal e possíveis sobrecargas, assim poderemos prever os níveis de produção de energia em diversos cenários.

2.1.1 DIMENSIONAMENTO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

O módulo fotovoltaico utilizado nesta usina é da marca LONGI LR5-72HPH-545M, com eficiência em 21,5%, conforme mostrado na Figura 5.

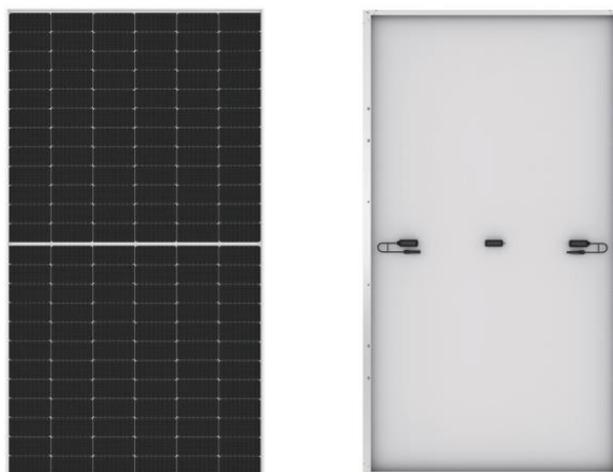


Figura 5: Módulo fotovoltaico Longi – Frente e traseira.

A degradação de produção é de 2% no primeiro ano e 0,55% de degradação a partir do segundo ano até o 25º ano, terminando neste referido ano com uma eficiência em 84,8%, conforme Figura 6.

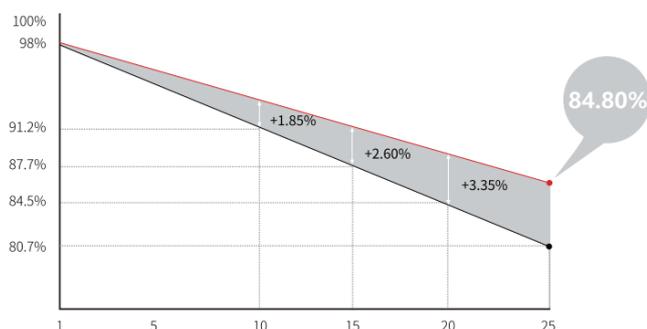


Figura 6: Eficiência do módulo fotovoltaico em 25 anos.

De acordo com a folha de dados do módulo fotovoltaico, são 6 células na horizontal e 34 na vertical, totalizado 144 células. O peso deste módulo é de 27,2 kg, enquanto suas dimensões são de 2256x1133x35 mm com grau de proteção IP68, equipado com 3 diodos de desvio, conforme a Figura 7. Além disso, este módulo fotovoltaico possui as seguintes certificações segundo a Tabela 4:

Tabela 4: Certificações do MFV.

Norma	Descrição
IEC 61215	Requisitos e procedimentos de testes que devem ser feitos para qualificação e aprovação do projeto do módulo fotovoltaico.
IEC61730	Requisitos de construção e a sequência de testes que devem ser atendidos para qualificação de segurança dos módulos fotovoltaicos.
UL 61730	A certificação de segurança do módulo PV UL 61730 é o padrão da indústria para segurança e desempenho básicos.
TS62941	Módulos fotovoltaicos (MFV) para uso terrestre. Guia para o aumento de confiabilidade na qualificação do projeto e homologação.

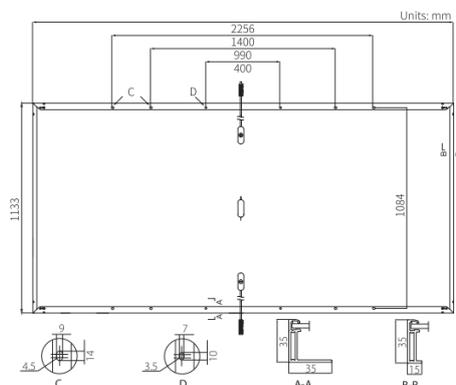


Figura 7: Dimensões do módulo fotovoltaico LR5-72HPH-545M.

A Tabela 5 apresenta as características elétricas do módulo [6]:

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

Parâmetros	Símbolo	Valor
Modelo	-	LONGI LR5-72HPH-545M
Garantia do produto	-	12 anos
Garantia de produção	-	25 anos
Tecnologia das células	-	Silício mono-cristalino
Potência máxima*	P_{mp}	545 W
Tensão de máxima potência*	V_{mp}	41,80 V
Corrente de máxima potência*	I_{mp}	13,04 A
Tensão de circuito aberto*	V_{oc}	49,65 V
Corrente de curto-circuito*	I_{sc}	13,92 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 C.C de saída	-	4 mm ²

A Tabela 6 apresenta as tarifas de energia adotadas. A potência C.A definida para a usina fotovoltaica é de 250 kW devido a demanda contratada da unidade consumidora e a potência C.C é de 300 kW:

Sendo assim a quantidade de MFV necessários para esta UFV é:

$$Q_{MFV} = \frac{P_{CC}}{P_{MFV}} = \frac{300 \text{ kW}}{535 \text{ W}} = 561 \quad (3)$$

Considerando a produção diária de 1 módulo sendo:

$$P_{MFV} = \text{Irradiação local} \times \text{área do módulo} \times \text{eficiência do módulo} \times \text{eficiência instalação}$$

Portanto:

$$P_{MFV} = 4,9 \times 2,56 \times 0,215 \times 0,887 = 2,4 \text{ kWh/dia} \quad (4)$$

A produção mensal considerando 30 dias será de: $561 \times 2,3 \times 30 \text{ dias} = 38.117,5 \text{ kWh/mês}$. Sendo 1.270,58 kWh por dia.

Conclui-se que serão necessários 561 módulos fotovoltaicos. No entanto, para atingir uma distribuição dos módulos adequada nas séries fotovoltaicas, aumentou-se 33 módulos fotovoltaicos, totalizando 595 unidades. Este acréscimo de módulos fotovoltaicos acarreta uma sobrecarga no inversor de 28% (relação entre a potência C.C e a potência C.A), que é permitido pelo fabricante conforme será mencionado posteriormente. Como vantagem desta abordagem, uma distribuição mais uniforme entre os MPPT's do inversor FV foi obtida.

Tabela 6: Tarifas de energia e demandas aplicadas.

Concessionária	CEMIG	
Tipo de Cliente	A4	
Tarifa	VERDE	
Tarifa P	2,17	R\$/kWh
Tarifa FP	0,62	R\$/kWh
Tarifa Reativo HFP	0,34	R\$/kWh
Demanda P	0,00	R\$/kW
Demanda FP	18,72	R\$/kW
Demanda Ultrap.	37,44	R\$/kW
TE P*	409,91	R\$/MWh
TE FP*	260,89	R\$/MWh
Relação P/FP	1,57	

*Sem impostos.

Conforme demonstrado na Tabela 7, se fosse considerado o consumo atual do laticínio, seriam necessários 1359 módulos fotovoltaicos para uma potência instalada de inversores igual a 727,11 kW. No entanto, este empreendimento demandaria um reforço de rede que inviabilizaria o projeto financeiramente, conforme previamente descrito.

Devido à limitação imposta pela demanda contratada, a usina fotovoltaica foi dimensionada para uma potência instalada de 250 kW a partir desta seção.

Tabela 7: Cálculos dos módulos fotovoltaicos.

Consumo + Demanda de Energia Elétrica		
Consumo Ponta	3.521,5	kWh
Consumo Fora Ponta	86.810,8	kWh
Geração necessária	93.393,8	kWh/mês
Consumo médio por dia	3.113,1	kWh/dia
Potência considerada (Demanda contratada)	250	kW
Dimensionamento		
Irradiação do Local	4,9	kWh/m ² .dia
Potência do módulo	545	W
Área do módulo	2,56	m ²
Eficiência do módulo	21,5	%
Eficiência da instalação	88,7	%

Produção de 1 módulo	2,3	kWh/dia
Número de módulos (pelo consumo)	1359	unidades
Potencia total de Inversores (pelo consumo)	727,11	kW
Número de módulos (pela demanda)	595	unidades
Potencia total de Inversores (pela demanda)	250	kW

2.1.2 DIMENSIONAMENTO DOS INVERSORES

A Figura 8 mostra a vista frontal do inversor Fronius Tauro 50 3-D selecionado para compor a UFV. O inversor é o equipamento que recebe a tensão contínua produzida nos módulos fotovoltaicos e a transforma em tensão alternada, nos níveis adequados, de acordo com as normas vigentes conforme demonstrado abaixo na Tabela 8.



Figura 8: Inversor Fronius Tauro 50 3-D.

Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCR) (On-Grid)

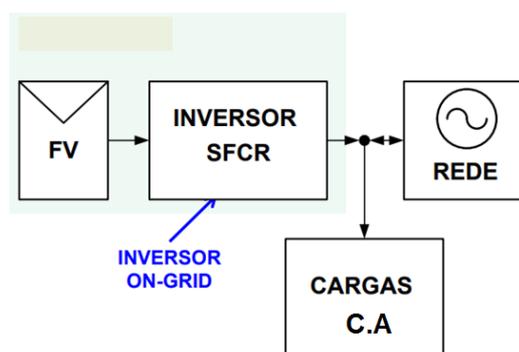


Figura 9: Arquitetura de uma UFV on grid.

As normas atendidas por este inversor FV estão na Tabela 8:

Tabela 8: Certificação do Inversor FV.

Normas	Descrição
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

ABNT-NBR-IEC-62116

Procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. A certificação encontra-se no ANEXO.

O inversor Fronius Tauro 50 3-D também está de acordo com o módulo 3 do Prodlist que indica uma faixa de 8 tensões de trabalho para este equipamento. O inversor será instalado de forma descentralizada, isto é, instalado próximo as séries fotovoltaicas em campo. Serão necessários 5 equipamentos para atender a potência de 250 kW desta UFV. Os seus dados seguem nas Tabelas 9 a 16.

A instalação dos inversores será na mesma estrutura que irá receber os módulos fotovoltaicos, assim evitando a construção de uma central, em alvenaria, para receber todos os equipamentos e cabos. A Figura 10 ilustra o exemplo de layout da montagem dos inversores no campo.

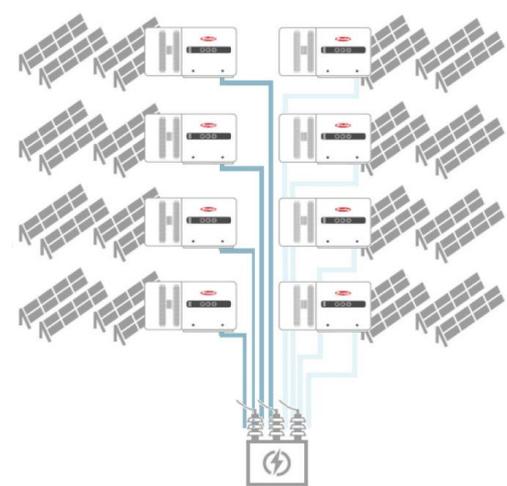


Figura 10: Exemplo ilustrativo de layout da montagem dos inversores fotovoltaicos.

Este inversor apresenta três MPPTs com diferentes níveis de potência C.C. Por exemplo, os MPPTs 1, 2 e 3 possuem potência máxima C.C de 25, 25 e 50 kWp, respectivamente. Essas informações podem ser encontradas nas folhas de dados deste inversor fotovoltaico [7], reproduzidas parcialmente nas Tabelas 9 a 16.

Tabela 9: Dados de entrada C.C do inversor.

Parâmetro	Símbolo	Valor
Modelo	-	Tauro Eco – Versão D
Garantia do produto	-	7 anos
Quantidade de MPP Tracker	-	3
Faixa de tensão de entrada C.C	$U_{cc\ min} - U_{cc\ max}$	200~1000 V
Alimentação de tensão inicial	$U_{cc\ inicial}$	200 V
Faixa de tensão MPPT	$U_{mpp\ min} - U_{mpp\ max}$	400 – 870V
Corrente C.C máxima por arranjo FV	$P_{cc\ máx}$	75 kWp
Corrente de entrada máxima FV1	$I_{dc\ max,FV1}$	36 A
Corrente de entrada máxima FV2	$I_{dc\ max,FV2}$	36 A
Corrente de entrada máxima FV3	$I_{dc\ max,FV3}$	72 A
Corrente de curto-circuito máxima FV1	$I_{sc\ max,FV1}$	72 A
Corrente de curto-circuito máxima FV2	$I_{sc\ max,FV1}$	72 A

Corrente de curto-circuito máxima FV3	$I_{sc\ max,FV1}$	125 A
Corrente de curto-circuito máxima do inversor	$I_{sc,max,inverter}$	240 A
Corrente de entrada máxima de string	$I_{dc\ max,String}$	14,5 A
Corrente de curto-circuito máxima de string	$I_{sc\ max,String}$	20 A
Potência máxima do sistema fotovoltaico FV1	$P_{dc\ max,PV}$	25 kWp
Potência máxima do sistema fotovoltaico FV2	$P_{dc\ max,PV2}$	25 kWp
Potência máxima do sistema fotovoltaico FV3	$P_{dc\ max,PV3}$	50 kWp
Parâmetro	Símbolo	Valor
Quantidade de conexões C.C PV1	-	4
Quantidade de conexões C.C PV2	-	3
Quantidade de conexões C.C PV3	-	7

Como visto na Tabela 9, este inversor comporta 14 entradas C.C, sendo 4 entradas de séries fotovoltaicas aplicadas ao MPPT 1, 3 entradas de séries fotovoltaicas para o MPPT 2 e 7 entradas para o MPPT 3. A **Erro! Fonte de referência não encontrada.** apresenta os dados CA de saída do inversor, na qual faz interface com a rede 380/220 V ou 400/230 V..

Parâmetro	Símbolo	Valor
Potência nominal CA	$P_{ca,r}$	50 kW
Potência máxima de saída	$P_{ca\ máx}$	50 kVA
Potência máxima de saída	$I_{ca\ nom}$	75,8A em 220Vac, 72,5A em 230Vac
Acoplamento à rede	$U_{ca,r}$	3~ NPE 380/220, 3~ NPE 400/230 V
Faixa de tensão CA	$U_{min} - U_{máx}$	180 – 270V
Frequência	f_r	50/60 Hz
Faixa de frequência	$f_{min} - f_{max}$	45 – 65 Hz
Fator de distorção		<3,0%
Fator de potência	$\cos\varphi_{ca,r}$	1 ind/cap.

A Tabela 10 mostra os aspectos mecânicos e dimensões do inversor Fronius Tauro 50 3-D, enquanto a Tabela 11 mostra a eficiência do inversor para diferentes níveis de carregamento e tensões aplicadas à entrada C.C. A eficiência máxima do inversor observada é de 98,5%.

Tabela 10: Dados dimensionais do inversor.

Parâmetro	Valor
Comprimento	1109 mm
Largura	755 mm
Profundidade	346,2 mm
Peso	92 Kg
Peso com embalagem	111 Kg
Grau de proteção	IP65
Classe de proteção	1
Categoria de sobretensão	2 / 3
Consumo noturno	15 W
Montagem	Montagem interna e externa

Faixa da temperatura ambiente	-40°C - +65°C (seccionador CA montado opcionalmente no inversor: de - 30 até + 65 °C)
Umidade do ar admissível	0-100%
Altura máx. acima do nível do mar	4000 m
Topologia do inversor	Sem transformador
Refrigeração	Tecnologia de resfriamento ativo e sistema de parede dupla

Tabela 11: Grau de eficiência.

Parâmetro	Valor
Grau de eficiência máx. (FV - rede de energia)	98,5%
η a 5 % $P_{ac,r}$	94,90 / 96,52 / 92,87 / 91,80 (400Vdc / 600Vdc / 800Vdc / 870Vdc)
η a 10 % $P_{ac,r}$	97,33 / 97,91 / 96,54 / 95,68 ((400Vdc / 600Vdc / 800Vdc / 870Vdc)
η a 20 % $P_{ac,r}$	98,04 / 98,45 / 97,90 / 97,63 (400Vdc / 600Vdc / 800Vdc / 870Vdc)
η a 25 % $P_{ac,r}$	97,86 / 98,44 / 98,07 / 97,88 (400Vdc / 600Vdc / 800Vdc / 870Vdc)
η a 30 % $P_{ac,r}$	97,92 / 98,51 / 98,14 / 98,05 (400Vdc / 600Vdc / 800Vdc / 870Vdc)
η a 50 % $P_{ac,r}$	97,99 / 98,48 / 98,24 / 98,17 (400Vdc / 600Vdc / 800Vdc / 870Vdc)
η a 75 % $P_{ac,r}$	97,86 / 98,35 / 98,17 / 98,10 (400Vdc / 600Vdc / 800Vdc / 870Vdc)
η a 100 % $P_{ac,r}$	97,63 / 98,16 / 98,04 / 97,99 (400Vdc / 600Vdc / 800Vdc / 870Vdc)

A Tabela 12 apresenta os dispositivos C.C de proteção integrados contra inversão de polaridade das séries fotovoltaicas (fusíveis tipo gPV) e contra surtos atmosféricos. A Tabela 13 mostra as possibilidades de comunicação do inversor, por meio de diferentes protocolos de comunicação. Por fim, as Tabelas 13 e 14 mostram os tipos de conectores C.C e CA necessários para uma adequada conexão com o inversor, evitando elevada resistência de contato e formação de pontos quentes indesejáveis.

Tabela 12: Dispositivo de proteção.

Parâmetro	Valor
Medição de isolamento C.C	Integrado
Comportamento em sobrecarga	Deslocamento do ponto operacional, limitação da potência (em temperatura ambiente de 50°C)
Chave seccionadora C.C	Integrado
C.C proteção contra inversões de polaridade	Integrado
Dispositivos de proteção contra surto (DPS)	Tipo 1 +2 integrados
Chicote de fios do fusível	Integrado, 15A ou 20A

Tabela 13: Interfaces de comunicação.

Parâmetro	Valor
Entradas e saídas digitais	6
Desligamento de emergência	Sim
Datalogger e Webserver	Integrado
WLAN	Fronius Solar.web, Modbus TCP Sunspec, Fronius Solar API (JSON)
RS485	2 – Modbus RTU Sunspec
USB	Tomada tipo A – alimentação 1A
Ethernet LAN RJ45	10/100Mbit; max. 100m Fronius Solar.web, Modbus TCP Sunspec,

	Fronius Solar API (JSON)
--	--------------------------

Tabela 14: Tecnologia de Conexão CA.

Parâmetro	Valor
Secção transversal do cabo	35 – 240 mm ²
Material condutor	Alumínio ou cobre
Conectores	Pá ou abas de conexão direta
Cabos unipolares	Prensa-cabos: 5 x M40 (10 - 28 mm)
Cabos multipolares	Prensa-cabos: 1 x aplicação Multi Core Ø 16 - 61.4 mm + 1 x M32 (10 - 25 mm)
Cabo isolado	Prensa-cabos: 10 x M32 (10 - 25 mm)

Tabela 15: Tecnologia de conexão C.C.

Parâmetro	Valor
Secção transversal do cabo	4 - 6 mm ²
Material condutor	Cobre
Conectores	Conexão direta C.C, MC4

Como dito anteriormente, serão conectados 595 módulos FV LONGI LR5-72HPH-545M nas conexões C.C. dos 5 inversores Tauro. A Figura 11 apresenta a configuração das séries fotovoltaicas de 1 inversor. São 17 MFV por série fotovoltaica, formando 7 séries fotovoltaicas. As potências de pico por inversor e da usina FV estão resumidas na Tabela 14, assim como outras características do dimensionamento da usina FV. Um total de aproximadamente 1523 m² de área será necessário para comportar os MFV desta UFV.



Figura 11: Configuração das séries e arranjo FV conectados ao inversor FV.

A quantidade de conexões C.C por MPPT é definida da seguinte forma, como segue na Figura 12:

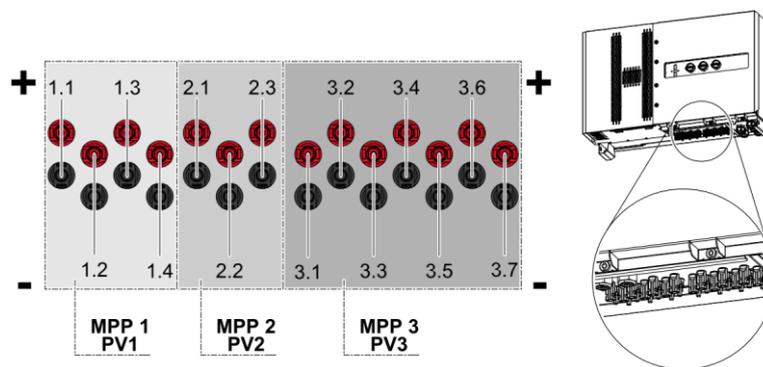


Figura 12: Entrada das conexões C.C.

- MPPT1: 4 conexões, foram utilizados 2 pontos com 17 módulos cada.
- MPPT2: 3 conexões, foram utilizados 2 pontos com 17 módulos cada.
- MPPT3: 7 conexões, foram utilizados 3 pontos com 17 módulos cada.

A Tabela 16 apresenta todas as verificações elétricas de conformidade dos arranjos FV com relação às capacidades elétrica do inversor FV, feitas individualmente para cada MPPT.

Tabela 16: Resumo do dimensionamento da UFV.

Parâmetro do inversor fotovoltaico*	Símbolo	Valor
Tensão de máxima C.C	$U_{cc\ max}$	1000 V
Tensão de máxima potência	V_{mp}	870V
Corrente de máxima potência (1/2/3)	I_{mp}	36/36/72 A
Quantidade de conexões C.C por MPPT	Entrada1/2/3	4 / 3 / 7
Potência máxima por MPPT (1/2/3)	PT_{mppt}	25/25/50 kWp
Potência nominal C.C. por inversor	P_{fv}	75 kW
Parâmetro módulo fotovoltaico*		
Tensão de circuito aberto do MFV	V_{OC}	49,65V
Tensão de máxima potência do MFV	V_{mp}	41,80V
Corrente de máxima potência do MFV	I_{mp}	13,04A
Corrente de curto circuito	I_{sc}	13,92A
Quantidade de módulos FV		
Séries FV por arranjo fotovoltaico MPPT 1	$N_{série}$	2
Módulos FV por série fotovoltaica MPPT 1	$M_{série1e2}$	17
Módulos por arranjo FV MPPT 1	N_{mfv1}	34
Séries FV por arranjo fotovoltaico MPPT 2	$N_{série}$	2
Módulos FV por série fotovoltaica MPPT 2	$M_{série1e2}$	17
Módulos por arranjo FV MPPT 2	N_{mfv2}	34
Séries FV por arranjo fotovoltaico MPPT 3	$N_{série}$	3
Módulos FV por série fotovoltaica MPPT 3	$M_{série1,2e3}$	17
Módulos por arranjo FV MPPT 3	N_{mfv3}	51
Verificação dos parâmetros elétricos por conexão*		
Máxima tensão C.C MPPT 1 (2 conexões C.C)	$V_{cc_{mppt1}}$	$17 \times 49,65V = 844,05V$
Máxima tensão C.C MPPT 2 (2 conexões C.C)	$V_{cc_{mppt2}}$	$17 \times 49,65V = 844,05V$
Máxima tensão C.C MPPT 3 (3 conexões C.C)	$V_{cc_{mppt2}}$	$17 \times 49,65V = 844,05V$
Tensão máxima potência por MPPT 1 (2 conexões C.C)	$V_{mp_{mppt1}}$	$17 \times 41,8 = 710,6V$
Tensão máxima potência por MPPT 2 (2 conexões C.C)	$V_{mp_{mppt2}}$	$17 \times 41,8 = 710,6V$

Tensão máxima potência por MPPT 3 (3 conexões C.C)	$V_{mp_{mppt3}}$	$17 \times 41,8 = 710,6V$
Corrente total do arranjo com 2 séries	$I_{tot,mppt1}$	$2 \times 13,04A = 26,08A$
Corrente total do arranjo com 3 séries	$I_{tot,mppt3}$	$3 \times 13,04A = 39,12A$
Potência total MPPT 1	PT_{mppt1}	18530 W
Potência total MPPT 2	PT_{mppt2}	18530 W
Potência total MPPT 3	PT_{mppt3}	27795 W
Potência total de 1 inversor	PT_{inv}	64855 W
Total de inversores fotovoltaicos	N_{inv}	5
Potência nominal C.A. da usina FV	$P_{ca,usina}$	250 kW
Potência nominal C.C dos módulos fotovoltaicos	$P_{cc,mfv}$	$595 \times 545W = 324,28 \text{ kW}$
Potência nominal da série fotovoltaica	$P_{série}$	$17 \times 545 = 9,265 \text{ kW}$
Potência por arranjo fotovoltaico (com 2 series)	$P_{arranjo1}$	$34 \times 545 = 18,53 \text{ kW}$
Potência por arranjo fotovoltaico (com 3 series)	$P_{arranjo2}$	$51 \times 545 = 27,8 \text{ kW}$
Quantidade de arranjos fotovoltaicos por inversor	$N_{arranjo}$	2 arranjos com 2 séries, 1 arranjo com 3 séries.
Número de MFV por inversor	$N_{fv,inv}$	119
Número de total de MFV	NT_{mfv}	595
Fator de dimensionamento do inversor	FDI	1,28

*Informações no STC: AM 1,5; 25° e 1000 W/m²

Pelo exposto acima, as configurações de séries fotovoltaicas dimensionadas não extrapolam as capacidades elétricas nominais do inversor fotovoltaico, de acordo com a própria folha de dado do fabricante.

2.1.3 DIMENSIONAMENTO DA PROTEÇÃO C.C e C.A

Conforme informado pelo fabricante o inversor [3], é permitido a conexão direta dos arranjos fotovoltaicos em suas conexões C.C devido à presença proteção integrada, conforme consta na Figura 13.

- Fusíveis C.C, conforme Figura 13.
- DPS C.C, classe II, de acordo com a IEC 62109-2. São projetados de acordo com a categoria de sobretensão 2 no lado C.C e de acordo com a categoria de sobretensão 3 no lado C.A, conforme exigido pela IEC/EN 62109-1, dispensando proteções adicionais.
- Seccionadora bipolar C.C.
- Não foram obtidos maiores detalhes técnicos junto ao fabricante.

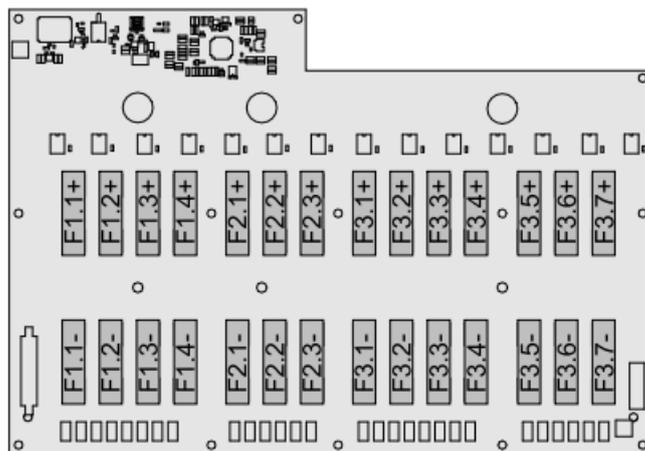


Figura 13: Layout da placa de fusíveis na entrada do inversor FV.

Para a saída C.A também existe a proteção integrada, conforme Figura 14, onde constam os DPS.

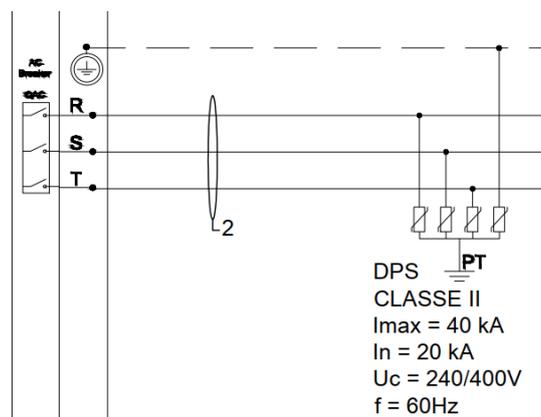


Figura 14: DPS na saída C.A do inversor FV.

Na Figura 15 constam também os elementos de controle e indicação do inversor FV. O item (1) é o comando da seccionadora C.C de cada MPPT, item (2) é o comando do disjuntor C.A opcional (neste projeto o disjuntor C.A está na barra do *combiner box* C.A), item (3) e (4), são indicações de status e rede via LED.

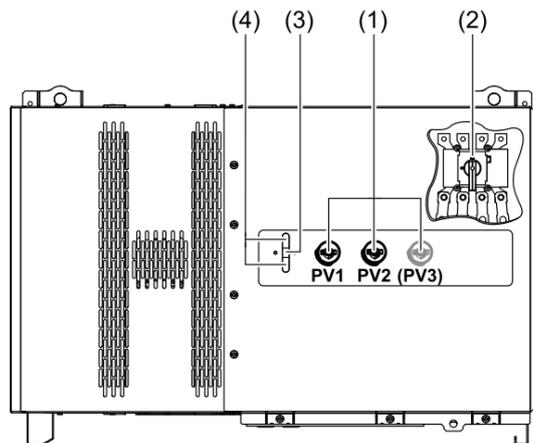


Figura 15: Layout frontal do inversor FV.

2.1.3.1 Disjuntor para proteção do circuito C.A

Na **Erro! Fonte de referência não encontrada.**, definida em [3], é verificado a corrente nominal de saída do inversor FV em 75 A. Visando proteção dos condutores de saída C.A deste inversor e do próprio equipamento, um disjuntor termomagnético de corrente nominal igual 100 A é empregado para cada inversor. Detalhes deste dispositivo de proteção podem ser encontrados na Figura 18. Um disjuntor geral de corrente nominal 450 A é instalado para proteção e seccionamento de todos os cinco inversores, conforme Figura 18.

Considerando o fator de dimensionamento igual 1,2 para a corrente do disjuntor C.A de cada inversor, resultou-se em um disjuntor de 100 A. Este fator de dimensionamento é escolhido para evitar atuação indevida da interrupção térmica do disjuntor. Com relação a atuação magnética do disjuntor (atuação instantânea), um estudo de curto-circuito em cada uma das barras do sistema foi desenvolvido. A premissa deste estudo deve ser destacada: o disjuntor deve ser capaz de interromper a corrente sob o pior caso de curto-circuito (curto-circuito franco trifásico na barra 6 da Figura 16, local onde será instalada a *combiner box* CA). Destaca-se que todas as impedâncias e níveis de curto-circuito foram modelados em seções posteriores a esta e, portanto, maiores detalhes podem ser encontrados nestas seções. Sob esta ótica, a corrente de curto-circuito calculada na barra 6 foi de $I_{cc}^{3f} = 12,985$ kA. A capacidade de interrupção deste equipamento, portanto, deve ser no mínimo maior a 13 kA.

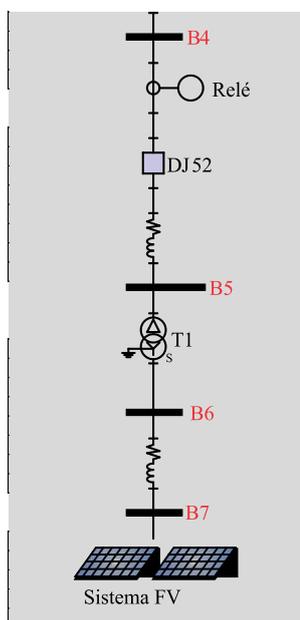


Figura 16: Parte do diagrama de impedâncias da usina FV.

Baseado no valores acima calculados, os cinco disjuntores de caixa moldada escolhidos para este projeto é da marca WEG [7], conforme Figura 17 e Tabela 18, onde são apresentadas suas características elétricas e dimensões construtivas.

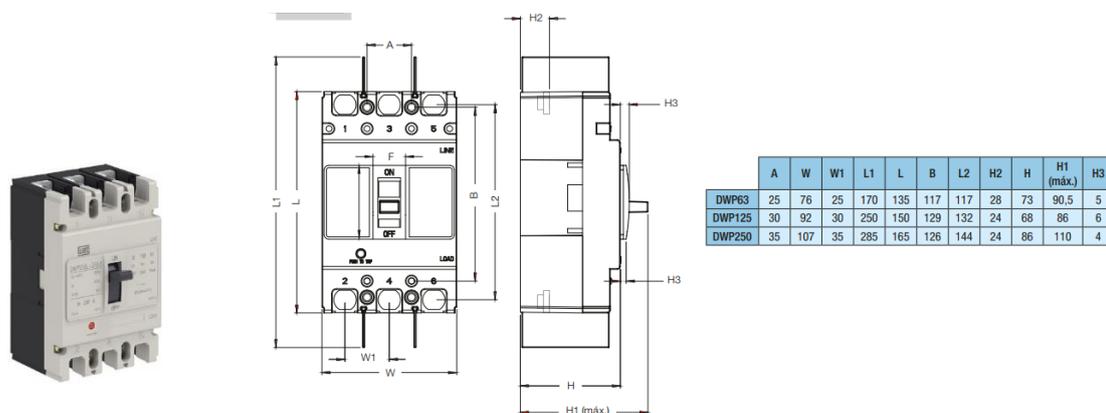


Figura 17: Disjuntor WEG em caixa moldada WEG DWP125L-100-3.

Tabela 17: Disjuntor de cada inversor.

Referência WEG	Corrente nominal (A)	Capacidade de interrupção (kA)	Código WEG
		$I_{cu}@380$	
DWP125L-100-3	100	20	14256832

Por outro lado, o disjuntor geral C.A caixa moldada da UFV é da marca WEG [7], conforme Tabela 18 e Figura 18, onde são apresentadas suas características elétricas e dimensões construtivas. Uma maior capacidade de interrupção é demandada por questões de coordenação das proteções de baixa tensão.

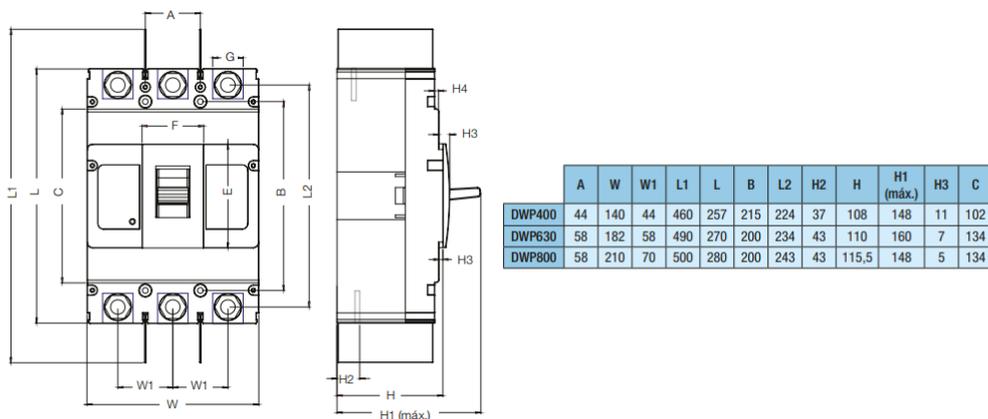


Figura 18: Disjuntor DWP630L-450-3.

Tabela 18: Disjuntor geral da barra do *combiner box* C.A.

Referência WEG	Corrente nominal (A)	Capacidade de interrupção (kA)	Código WEG
		$I_{cu}@380$	
DWP630L-450-3	450	35 kA	14256844

O barramento da *combiner box* C.A bem como os disjuntores de 100 A, disjuntor de 450 A e o transformador a seco serão abrigados em uma única cabine.

2.1.1 DIMENSIONAMENTO DO TRANSFORMADOR ELEVADOR

Devido a tensão de conexão a cabine primária ser 13,8 kV e a tensão de conexão dos inversores ser de 0,38 kV, se fez necessário o uso de um transformador a seco para elevar a tensão recebida conforme Figura 19. Este equipamento será instalado em uma cabine conforme Figura 20. Mais detalhes estão no ANEXO deste trabalho (a foto utilizada é para efeito ilustrativo, uma vez que o transformador em questão será instalado no interior da cabine). O fusível HH da chave seccionadora será de 20 A com capacidade de interrupção de 40 kA.



Figura 19: Trafo elevador a seco 300 kVA.



Figura 20: Cabines abrigando os disjuntores, barramento e transformador a seco.

2.1.2 REDE INTERNA EM 13,8 kV ATÉ A CABINE

O cabo utilizado para interligar a saída da usina via transformador de 300 kVA até a cabine primária é de 25 mm², condutor alumínio, isolamento XLPE. O percurso de média tensão é de aproximadamente 600 metros, conforme rota da Figura 21, exigindo 6 postes duplo T fincados no decorrer deste trajeto até cabine. Os cálculos relativos ao dimensionamento deste cabo serão mostrados posteriormente.



Figura 21: Rota do cabo de alumínio 25 mm² até a cabine primária do laticínio.

2.1.3 DIMENSIONAMENTO DOS CABOS C.C.

As premissas para os cálculos do condutor C.C que conecta os MFV até os inversores FV são mostradas na Tabela 19. Os cabos são unipolares, com cobertura atóxica e isolamento XLPE. O dimensionamento considera uma temperatura ambiente de 40 °C e uma temperatura na superfície do cabo de 90 °C, sendo o pior cenário descrito na ABNT NBR 16690.

Tabela 19: Premissas para dimensionamento de cabos C.C.

Premissas e considerações
Cabos satisfazem NBR 16612 e 16690
Temperatura ambiente: 40°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: 20m

Condutividade do cobre em 90° C: 44 m/Ωmm ²
Queda de tensão máxima (relação ao ponto de máxima potência): 3%
Tipo de isolamento: XLPE/EPR

A partir das premissas da Tabela 19, o dimensionamento dos cabos C.C 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 Figura 22. A bitola calculada é 2,5 mm², porém os cabos e conectores dos MFV já são 4 mm² conforme folha de dados [7]. Ressalta-se que, por conta da topologia descentralizada desta UFV, a maior distância das séries fotovoltaicas até o inversor é de 35 metros, exigindo cabos C.C de menor seção para satisfazer simultaneamente todos os critérios. Portanto, foi considerada essa bitola neste projeto, conforme Tabela 20.

Tabela 20: Dimensionamento dos cabos C.C 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	2,5 mm ²
Bitola do cabo C.C final	4 mm²

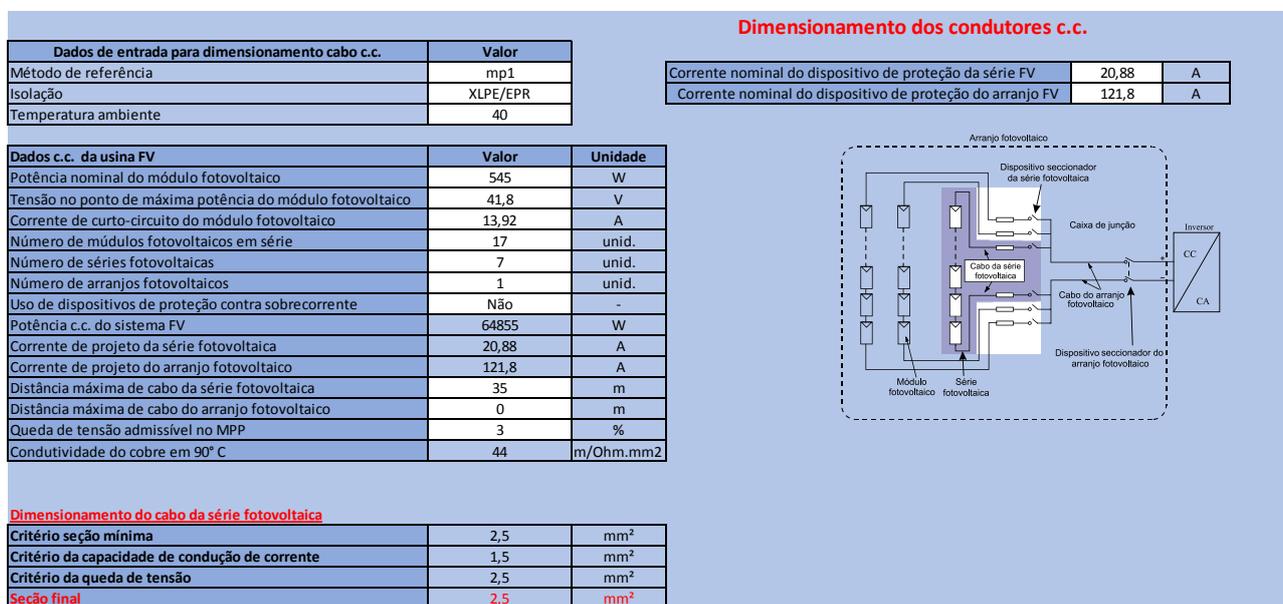


Figura 22: Dimensionamento do cabo C.C.

2.1.4 DIMENSIONAMENTO DOS CABOS C.A.

Foram dimensionados os cabos para os seguintes setores:

- 1 - Inversores FV até o barramento da *combiner box* CA.
- 2 - Barramento *combiner box* CA até o transformador.
- 3 - Transformador até cabine.

As premissas para dimensionamento dos cabos C.A são destacadas na Tabela 21. Os dimensionamentos levam em consideração todas as distâncias dos setores citados acima.

Tabela 21 – Premissas para dimensionamento de cabos C.A.

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)
Condutores isolados ou cabos unipolares em eletroduto de seção circular enterrado no solo
Distância máxima do inversor ao barramento C.A.: 25 m
Distância máxima do barramento ao transformador: 10 m
Distância máxima do transformador a cabine do cliente: 600 m
Queda de tensão máxima inferior a 4%
Temperatura ambiente: 40°C
Proteções de sobrecorrente e curto-circuito devidamente dimensionadas

A partir das premissas da Tabela 21, o dimensionamento dos cabos C.A 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 22.

Tabela 22: Dimensionamento dos cabos C.A de acordo com a ABNT NBR 5410.

	Critérios	Bitola calculada (mm ²)
Inversor a <i>Combiner Box</i> C.A (para cada inversor) – Temperatura considera 40°	Seção transversal mínima	2,5
	Máxima condução de corrente	25
	Queda de tensão	70
	Bitola do cabo C.A final	70
<i>Combiner Box</i> C.A ao Transformador – Temperatura considerada 30°	Seção transversal mínima	2,5
	Máxima condução de corrente	300
	Queda de tensão	300
	Bitola do cabo C.A final	300
Transformador a Cabine do Cliente (cabo de alumínio)	Seção transversal mínima	25
	Máxima condução de corrente	10
	Queda de tensão	16
	Bitola do cabo C.A final	25

A Figura 23 e Figura 24 demonstram o memorial de cálculo e especificações para os cabos C.A de ligação entre o inversor FV e a *combiner box* C.A e de ligação entre *combiner box* C.A e o transformador a seco, respectivamente. Foram adotados como premissas:

1. Temperatura ambiente de 40°C.
2. Modo de instalação m_B1 (Condutores isolados ou cabos unipolares em eletroduto aparente (sobrepôr) de seção circular sobre parede ou pouco espaçado da parede).
3. Tensão de 380V.
4. Isolação do cabo em PVC.
5. Material: cobre.
6. Distância entre inversor fotovoltaico e *combiner box* C.A de 25 metros.

7. Distância entre *combiner box* C.A e transformador a seco de 10 metros.

Portanto:

Cabo Inversor até *Combiner box* C.A : 25 mm²

Cabo *Combiner box* C.A até Transformador a seco : 400 mm²

Dados de entrada para dimensionamento cabo c.a.		Valor
Método de referência		m_B1
Isolação		Isolação PVC
Temperatura ambiente		40
Número de condutores carregados		3
Número de circuitos na linha elétrica		1

Dados c.a. da usina FV		
Potência c.a.	50000	W
Tensão RMS de linha	380	V
Tipo de sistema	Trifásico	-
Corrente RMS nominal	75,96714068	A
Corrente de projeto	87,31855251	A
Distância do transformador	25	m
Queda de tensão admissível do ponto de entrega	2	%
Impedância mínima nestas condições	3,481505262	V/Akm

Critério seção mínima	2,5	mm ²
Critério da capacidade de condução de corrente	25	mm ²
Critério da queda de tensão	6	mm ²
Seção final	25	mm²

Dimensionamento dos condutores c.a.		
Fator de correção de temperatura		0,87
Fator de correção agrupamento		1

Perdas c.a. (injeção nominal da UFV)	112,534626	W
Perdas c.a. (% potência nominal da UFV)	0,225069252	%

Figura 23: Dimensionamento cabo C.A para 50 kW (Inversor até *combiner box* C.A)

Dados de entrada para dimensionamento cabo c.a.		Valor
Método de referência		m_B1
Isolação		Isolação PVC
Temperatura ambiente		40
Número de condutores carregados		3
Número de circuitos na linha elétrica		1

Dados c.a. da usina FV		
Potência c.a.	250000	W
Tensão RMS de linha	380	V
Tipo de sistema	Trifásico	-
Corrente RMS nominal	379,8357034	A
Corrente de projeto	436,5927625	A
Distância do transformador	10	m
Queda de tensão admissível do ponto de entrega	2	%
Impedância mínima nestas condições	1,740752631	V/Akm

Critério seção mínima	2,5	mm ²
Critério da capacidade de condução de corrente	400	mm ²
Critério da queda de tensão	16	mm ²
Seção final	400	mm²

Dimensionamento dos condutores c.a.		
Fator de correção de temperatura		0,87
Fator de correção agrupamento		1

Perdas c.a. (injeção nominal da UFV)	70,11772853	W
Perdas c.a. (% potência nominal da UFV)	0,028047091	%

Figura 24: Dimensionamento cabo C.A para 250 kW (*Combiner box* C.A até transformador)

A Figura 25 demonstra o memorial de cálculo e especificação para os cabos C.A de ligação entre o transformador a seco e a cabine do cliente. Foi adotado como premissas:

1. Temperatura ambiente de 40°C.
2. Modo de instalação B (Três cabos unipolares espaçados ao ar livre).
3. Tensão de 13,8kV.
4. Isolação do cabo em XLPE.
5. Material: alumínio.
6. Distância considerada de 600 metros.

Portanto:



Cabo entre transformador a seco e a cabine do cliente: 25mm².

Tripolar

Dados de entrada para dimensionamento cabo c.a.	Valor
Método de referência (aba Aux_TipoLinhas)	B
Isolação	XLPE
Temperatura ambiente	30
Tipo de condutor	Alumínio
Tipo de disposição (aba Aux_QuedaTensao)	Trip

Dados c.a. da instalação	Valor	Unidade
Potência c.a. instalada transportada pelo condutor	0,24	MW
Tensão RMS de linha	13,8	kV
Tipo de sistema	Trifásico	-
Corrente RMS nominal	10,9140	A
Corrente de projeto corrigida	10,91399375	A
Tamanho do cabo c.a.	600	m
Queda de tensão admissível do ponto de entrega	0,3	%
Impedância mínima nestas condições	6,322158653	V/Akm

	14039	
Critério seção mínima (critério do projetista)	25	mm ²
Critério da capacidade de condução de corrente	10	mm ²
Critério da queda de tensão	16	mm ²
Seção final	25	mm²

Dimensionamento simplificado dos condutores c.a. - MT

Fator de correção de temperatura	1
----------------------------------	---

Fator de correção agrupamento	1
-------------------------------	---

Fator de potência considerado	0,92
-------------------------------	------

[Entrada manual](#)
Aba "Aux_Correcao"



Resistência nestas condições	0,927	Ohms/km
Perdas c.a. (injeção nominal da UFV)	66,25190733	W
Perdas c.a. (% potência nominal da UFV)	0,027604961	%

Figura 25: Dimensionamento cabo C.A para interligar a UFV a cabine.

2.1.4.1 DIMENSIONAMENTO DO BARRAMENTO COMBINER BOX C.A

O barramento de cobre deve ser projetado para receber a corrente total de todos os inversores FV da usina. Considerando um fator de 1,15 para dimensionamento deste barramento, este terá de suportar 518 A. A especificação será de 1.1/2" x 1/4", com a capacidade de 539 A [8], que é o barramento comercial mais próximo para esta corrente de projeto.

2.1.5 ATERRAMENTO DA UFV

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 e o guia IEEE std 2278-2020. É importante salientar que existem diferenças entre o aterramento utilizado em subestações e em usinas FV.

A principal função de um sistema de aterramento é limitar a tensão de passo e a tensão de toque [9] com a finalidade de proteção dos operadores e civis que possam estar transitando próximos a esta instalação elétrica. Sendo assim, neste projeto, será feita uma malha por bloco de carga, contornando a área onde os módulos fotovoltaicos estão instalados. Será adotado o critério de uma malha por entrada de MPPT no lado C.C, chamadas neste projeto de malhas individuais. Todas as respectivas estruturas serão aterradas de modo a garantir conexão galvânica entre as carcaças dos equipamentos. As que não estiverem contíguas deverão receber a conexão de um cabo de cobre nos dois pontos não contíguos, interligando as duas peças não contíguas [9], conforme Figura 26 e Figura 29.



Figura 26: Detalhe do cabo terra utilizado para o aterramento (figura ilustrativa).



Figura 27: Detalhe da conexão do cabo terra do módulo ao trilho (figura ilustrativa).

O lado C.C da UFV (área dos MFV) será percorrido por um condutor de cobre nú com bitola de 50 mm², demonstrado na Figura 29 e Tabela 23. Os postes de suporte construídos em aço, de sustentação, também oferecem um benefício se possuírem uma profundidade suficiente e ligados ao sistema de aterramento, melhorando o aterramento e por consequência a economia em hastes [9]. Para garantir uma malha de aterramento sólida foram usadas hastes de aterramento de cobre 5/8" x 3m em cada malha individual, sendo as hastes e os cabos conectados através de solda exotérmica.

Todas as malhas individuais serão conectadas entre si, favorecendo a equipotencialização. A usina fotovoltaica é interligada ao eletrodo de aterramento da unidade consumidora previamente existente, sendo ideal existir uma barra de equipotencialização como a mostrada na Figura 28. Não serão instalados captadores na UFV. Para o local está localizado o transformador elevador 380V/13,8kV e a *combiner box* C.A foi considerada uma malha mais complexa, com um *mesh* menor que o utilizado na área dos módulos, mesmo modelo adotado em subestações. Conforme Figura 29.



Figura 28: Barra de equipotencialização da UFV (figura ilustrativa).

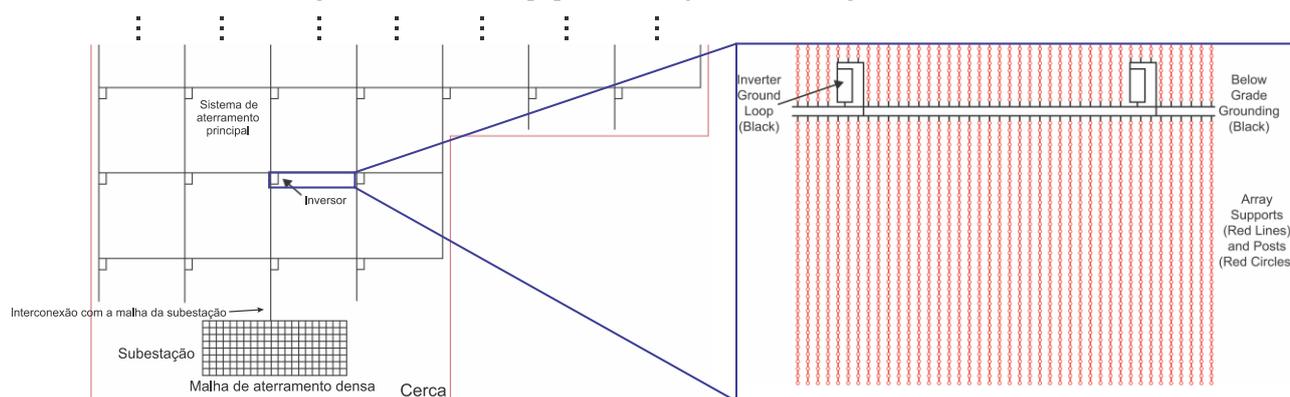


Figura 29: Layout do sistema de aterramento.

As cercas metálicas usadas para delimitar o terreno da UFV devem ser aterradas, exceto em casos onde os postes forem metálicos, não devendo as mesmas conectadas as malhas individuais. Devendo manter uma distância de 12 a 15 metros da UFV ou se utilizar de brita na base da mesma para reduzir a tensão de passo e toque [9].

Tabela 23 – Dimensionamento dos condutores de aterramento do lado C.C e C.A da UFV.

Seção transversal dos condutores de aterramento	Valor
Aterramento de estruturas e carcaças metálicas no lado C.A	50 mm ²
Aterramento de estruturas e carcaças metálicas no lado C.C	50 mm ²
Condutor de cobre nu, constituindo eletrodo de aterramento.	50 mm ²

2.1.6 ESTRUTURAS DE FIXAÇÃO

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 21° (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. Os sistemas de fixação da estrutura resistem a rajadas de vento. A Tabela 24 apresenta uma estimativa de materiais necessários para implantação da UFV, no que diz respeito às estruturas de fixação e aterramento.

Tabela 24 – Estimativa de materiais necessários.

Item	Descrição	Unidade	Quantidade
1	MODULO 545WP - MONO - HC; (LR5-72HPH-545M) LONGI	PC	595
4	TAMPA DE PROTEÇÃO PERFIL VIGA	PC	80
5	TAMPA DE PROTEÇÃO PERFIL TRAVESSA	PC	200
6	GRAMPO TERMINADOR 35MM EM ALUMÍNIO	PC	80
7	GRAMPO DE ATERRAMENTO	PC	40
8	ABRAÇADEIRAS DE AÇO PARA CABOS	PC	600
9	CLIP DE AÇO P/ ATERRAMENTO ESTRUTURA - MÓDULOS	PC	1160
10	GRAMPO INTERMEDIÁRIO 35MM EM ALUMÍNIO	PC	1160
11	SUPORTE DE ALUMINIO TIPO H 100MM	PC	200
12	KIT SUPORTE DE ALUMINIO TIPO AG4	PC	100
13	GRAMPO DE ALUMINIO P/ TRILHO TIPO KS	PC	800
14	BASE FRONTAL DE ALUMINIO 120MM	PC	100
15	BASE TRASEIRA DE ALUMINIO 160MM	PC	100
16	PERFIL DE ALUMINIO SOLO-VIGA ANODIZADO P/ MODULOS FV (3,70)	PC	280
17	PERFIL DE ALUMINIO SOLO-VIGA ANODIZADO P/ MODULOS FV (4,40)	PC	80
18	EMENDA DE PERFIL DE ALUMINIO SOLO-VIGA ANODIZADO P/ MODULOS FV(0,4M)	PC	320
19	PERFIL DE ALUMINIO SOLO-TRAVESSA ANODIZADO P/ MODULOS FV (3,80M)	PC	100
20	PARAFUSO AUTOBROCANTE 1/4	PC	1920
21	CHUMBADOR M10X100MM DE ACO INOX TIPO AF COM PRISIONEIRO	PC	800
22	PASTA ANTIGRIPANTE C/ ALTO TEOR DE GRAFITE 30G	PC	13
23	CAVALETE P/ ESTRUTURA SOLO 21°	PC	100
24	CABO SOLAR VD/AM COM PROTEÇÃO UV 6,00MM2	PC	120

2.2 DIMENSIONAMENTO DA CABINE PRIMÁRIA

Nos próximos itens serão dimensionados os parâmetros para estabelecer a entrada de energia para a instalação em estudo, local onde se estabelecer a conexão com a concessionária CEMIG, abrigando o transformador, chave seccionadora, chave fusível, disjuntor, TC, TP, relé de proteção, sistema de medição de faturamento, aterramento, alvenaria e demais equipamentos necessários.

2.2.1 TOPOLOGIA ADOTADA

A Figura 31 mostra a topologia de cabine primária abrigada para geração distribuída solar fotovoltaica deste projeto. Reforça-se que já existe uma cabine instalada no local e este estudo visa a sua adequação para receber a UFV.

Como características principais, nota-se proteção e medição em média tensão. O emprego de religador trifásico no ponto de conexão da rede de MT foi demandado pela própria concessionária. O disjuntor de proteção MT é passivo, à óleo PVO conforme mostrado na Figura 30 e Tabela 25, cujos comandos de *trip* são provenientes de um relé de proteção. Mais detalhes constam no ANEXO deste trabalho.

Os sinais de tensão e corrente lidos pelo relé são condicionados por meios de transformadores de corrente (TC's) e potencial (TP's). Exige-se três transformadores de corrente (um por fase) e três transformadores de potencial para implementação das proteções direcionais. 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.

Tabela 25: Especificação do disjuntor de MT

Disjuntor PL 15 C - Beghim	Valor
Tensão máxima de operação	17,5 kV
Tensão nominal de operação	13,8 kV
Corrente máxima de interrupção	350 MVA
Tecnologia de interrupção	Á óleo
Corrente nominal	630 A
Tensão nominal de impulso	95 kV
Massa	36 kg
Tensão nominal de alimentação auxiliar	110 Vca



Figura 30: Disjuntor MT PVO BEGHIM existente.

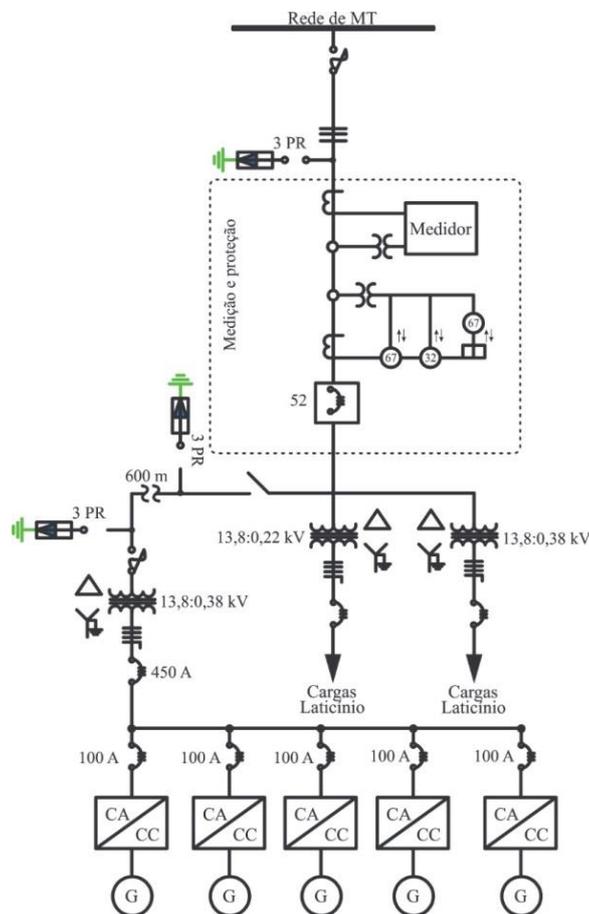


Figura 31: Topologia de subestação abrigada com potência instalada até 300 kVA.

2.2.1 CARACTERÍSTICAS CONSTRUTIVAS E ELÉTRICAS DA SUBESTAÇÃO

A Figura 32 mostra as dimensões projetadas para a subestação em alvenaria existente, entrada de fornecimento aéreo 13,8 kV. A largura do cubículo de medição é de mínimo 1,6m e o comprimento de 2 metros. O espaçamento de 0,4 metros de ambos os lados do cavalete de medição é importante de ser seguido, para evitar transtornos de instalação. Maiores detalhes do cavalete constam no ANEXO [10].



Figura 33: Cabine existente.



Figura 34: Ponto de entrega.

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

O transformador de corrente é projetado conforme ABNT NBR 6856/2015. A Figura 35 mostra o esquemático do TC, com as impedâncias consideradas 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 e após a escolha do TC esses critérios foram testados. Neste caso, o $RTC=6$ e TC 12,5VA10P20 [11], classe de exatidão 10% e fator de multiplicidade de corrente nominal igual a 20 são utilizados para atender ambos os critérios. O detalhamento e valores dos cálculos são mostrados na Tabela 27.

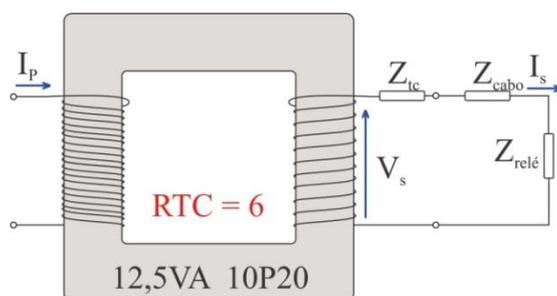


Figura 35: Esquemático utilizado para dimensionamento do TC.



Figura 36: TC's existente.

Conforme notado na Tabela 27, 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. Corrente de partida essa que tende a ser menor entre as correntes da função $67_N(1)$ e $67_N(2)$, como neste projeto a demanda contratada e a potência da UFV são iguais, esses valores também são.

Já o critério da saturação exige que o TC não sature sob a pior condição de curto-circuito primária vista pelo relé de proteção (falta trifásica de 0,542 kA). 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 induzida no secundário sem levar o relé à saturação.

Tabela 27: Memorial de cálculo do transformador de corrente.

Descrição	Equação	Valores calculados
Corrente do primário	$\frac{P}{V * \sqrt{3}}$	$\frac{240kVA}{13,8 * \sqrt{3}} = 10,04A$
Pickup de fase	$I_p * 1,05$	$10,04 * 1,05 = 10,54A$
Corrente mínima para sensibilização do relé	$I_{pick-up,n}$	$10,54 * 0,3 = 3,162A$
Corrente máxima para sensibilização do relé sem causar saturação	$I_{cc,3f}$	0,542 kA
Critério de sensibilidade: Corrente primária do TC deve ser menor ou igual a $10 \times I_{pick-up,n}$	$I_{p,tc} \leq 10 \times I_{pick-up,n}$	$I_{p,tc} \leq 10 \times 3,162 = 31,6A$
Critério de saturação por corrente: a corrente primária do TC deve ser maior ou igual à corrente de curto circuito máxima dividido por 20.	$I_{p,tc} \geq \frac{I_{cc,3\phi}}{20}$	$\frac{542}{20} = 27,1$

RTC escolhido 6		$27,1 \leq I_{p,tc} \leq 31,6$
Critério de saturação por tensão: tensão induzida no secundário do TC $V_{s,tc}$ não deve saturar, isto é, deve ser menor que a máxima tensão secundária induzida do relé escolhido $V_{s,max}$. Escolha do TC 12,5VA10P20.	$V_{s,tc} \leq V_{s,max}$	$Z_{cabo} = 0,188 \Omega$ $Z_{relé} = 0,06 \Omega$ $Z_{tc} = 0,09 + j0,0436 \Omega$ RTC = 6 $V_{s,max} = 50 \text{ V}$ $V_{s,tc} = 6,15 \text{ V}$

Diante dos cálculos acima o TC 12,5VA 10P20 atende aos critérios de sensibilidade e saturação. Poderia ser um TC menos robusto 2,5VA 10P20, no entanto a Cemig exige TC com potência secundária nominal mínima de 12,5 VA de acordo com a ND 5.3. Com relação ao dimensionamento dos TP's de proteção, a Tabela 28 resume as principais especificações do equipamento projetado.

Tabela 28: 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	$V_p:V_s$	$13,8k/\sqrt{3} : 115 \text{ V}$

No dimensionamento de TP's para proteção, Figura 37, deve-se atentar principalmente à potência nominal ou carga nominal do equipamento (para garantir a classe de exatidão).



Figura 37: TP's existente.

Por outro lado, para TP's de alimentação da proteção e/ou emergência, pode-se projetá-lo atendendo os critérios da potência térmica do transformador [11]. As Tabelas 29 e 30 mostram as demandas da carga da subestação e da proteção, exigindo dois TP's um com potência térmica de 1000 VA para alimentação auxiliar 1,2P75 (1000) e outro de 1500 VA para a alimentação da proteção 0,3P75 (1500).

Tabela 29: 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	4	0,08	0,85	0,09	0,32	0,38	1	0,32	0,38

2x40W									
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 30: 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

2.2.3 COMPONENTES DO SISTEMA DE MEDIÇÃO E TRANSFORMAÇÃO

Transformadores de corrente de medição são utilizados para fins de medição das correntes em um sistema de média tensão [11]. A concessionária quem instala estes dispositivos. Por questões financeiras, são exigidas 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 31. Para a demanda de 250 kW ou 270 kVA (FP = 0,92), o transformador de corrente com fator térmico unitário de RTC igual a 20-5 atende as especificações de projeto.

Tabela 31: 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 13,8 kV, considera-se a Tabela 32.

Tabela 32: Dimensionamento de TP de medição em 13,8 kV.

Relação de transformação	Medição
70:1	A três elementos

2.2.4 ATERRAMENTO DA SUBESTAÇÃO

A malha de aterramento do tipo quadrado cheio (conforme Figura 38) 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 9 eletrodos (hastes de aterramento+condutor, conforme Figura 39), interligados por condutor de cobre nu, rígido, seção 50 mm².

A distância l entre as hastes é igual ao comprimento dos eletrodos utilizados (2,4 m). As partes metálicas da subestação, tais como carcaças de transformadores, para-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 50 mm² e através de solda exotérmica.

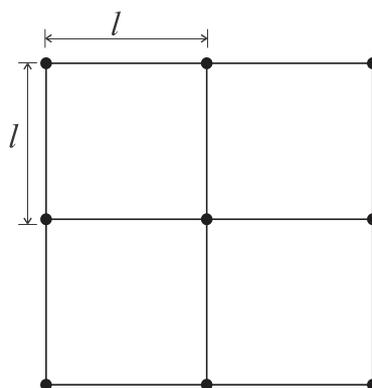


Figura 38: Malha de aterramento tipo quadrado cheio.



Figura 39: Haste conectada ao cabo.

Por fim, são ser previstos pontos de conexão com comprimento 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.

2.3 ESTUDOS DE PROTEÇÃO

Nos próximos itens serão estabelecidos os parâmetros para proteção elétrica do sistema em estudo. Apresentando as características elétricas da linha de distribuição, transformadores e magnitudes das correntes de curto circuito. Em seguida também serão estabelecidos os parâmetros de ajustes dos relés e por fim apresentando o coordenograma.

2.3.1 NÍVEL DE CURTO-CIRCUITO FORNECIDO PELA CONCESSIONÁRIA

Os dados de nível de curto-circuito e impedância de sequência equivalente da subestação Barbacena 2 foram fornecidos pela concessionária, conforme mostrado na Tabela 33. A Tabela 34 e Figura 40 mostra os níveis de curto-circuito e impedância de sequência equivalente na barra do ponto de conexão do acessante à rede da concessionária.

Tabela 33: Impedância e correntes de curto-circuito fase-fase, fase-terra e trifásica na barra da SE Barbacena 2.

Corrente de curto-circuito	Magnitude [A]		
Falta fase-fase (L-L)	4564		
Falta fase-terra (L-G)	5327		
Falta trifásica (LLL)	5270		
Impedância equivalente da barra da SE Barbacena2	Sequência + [Ω]	Sequência - [Ω]	Sequência 0 [Ω]
	$Z_{eq}^+ = 0,1504 + j1,5043$	$Z_{eq}^- = 0,1504 + j1,5043$	$Z_{eq}^0 = 11,65 + j116,5$

Tabela 34: Impedância e correntes de curto-circuito fase-fase, fase-terra e trifásica na barra do ponto de conexão.

Corrente de curto-circuito	Magnitude [A]		
Falta fase-fase (L-L)	336		
Falta fase-terra (L-G)	335		
Falta trifásica (LLL)	542		
Impedância equivalente da barra do ponto de conexão	Sequência + [Ω]	Sequência - [Ω]	Sequência 0 [Ω]
	$Z_{eq}^+ = 1,4627 + j14,6271$	$Z_{eq}^- = 1,4627 + j14,6271$	$Z_{eq}^0 = 4,153 + j41,530$

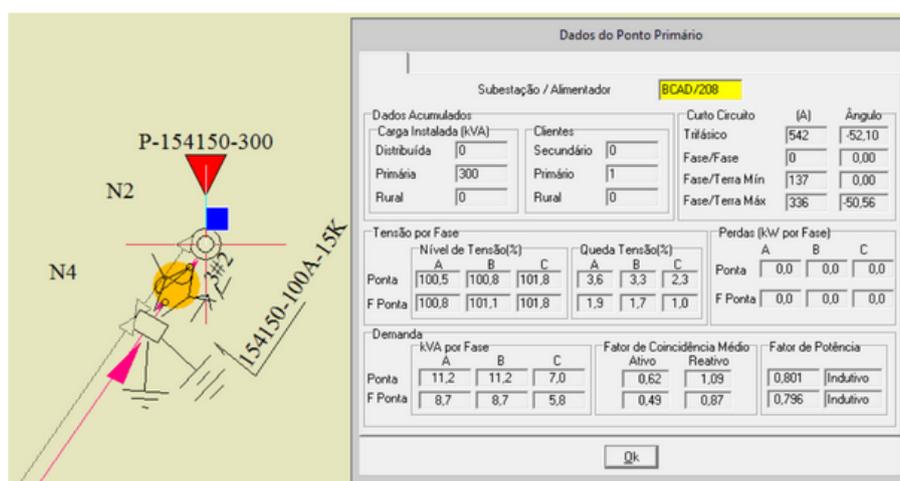


Figura 40: Nível de curto circuito fornecido pela concessionária.

2.3.2 CÁLCULO DAS CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO

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

35.

Tabela 35: 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 35, a corrente de base (sistema pu) é definida como:

$$I_b = \frac{S_b}{\sqrt{3}V_b} = \frac{100 \text{ MVA}}{\sqrt{3} 13,8 \text{ kV}} = 4183,7 \text{ A.} \quad (5)$$

As informações da rede aérea de distribuição protegida (RDP) trifásica de 13,8 kV nos dão conta que os cabos de alumínio são cobertos de isolamento XLPE 90°C 15 kV, apoiados em cruzetas com cabo mensageiro de sustentação mecânica.

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 36.

Tabela 36: Dados de impedância de sequência dos cabos da rede RDP da SE CEMIG Barbacena 2 (BCAD208) até a barra de conexão do acessante. *Valores obtidos para uma temperatura de 90 °C. [12]

Seção [mm ²]awg	Sequência zero* - Z^0	Sequência pos. e neg.* - $Z^+ = Z^-$
107 - (4/0)	0,634 + j0,4722 Ω/km	0,3257 + j0,4722 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 37 [12].

Tabela 37: 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.* - $Z^+ = Z^-$
25	2,6891 + j2,6692 Ω/km	0,8891 + j0,1164 Ω/km
50	2,2450 + j2,59991 Ω/km	0,4450 + j0,1127 Ω/km
OBS.: Temperatura ambiente considerada de 30°C.		

Os níveis de curto-circuito foram determinados em todas as barras onde é requerida 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 (mostrado na Figura 41), cujas informações estão apresentadas na Tabela 38.

Tabela 38: Características elétricas do transformador.

Característica do transformador UFV	Valor
Potência aparente [kVA]	300
Tensão primária [V]	13800
Tensão secundária [V]	380
Impedância [%]	4,5 %
Classe material isolante	ONAN
Grupo de ligação	Dyn1
Frequência [Hz]	60
X/R	4,1



Figura 41: Transformador existente

A Figura 42 mostra a tabela resumo das contribuições da CEMIG e da usina solar fotovoltaica (UFV) para as correntes de curto-circuito nas diversas barras. O diagrama de impedâncias é mostrado na Figura 43 para consulta.

Contribuição concessionária:

BARRAS DO SISTEMA	IC.C 3F [A]	IC.C FT [A]
P1*	5270	5327
P2*	678,3	293,52
P3	289	157,4
P4	288,9	157,3
P5	285,7	152,37
S1	6392	6738,1
S2	4732,9	4727,1

*Até P2 é o alimentador

Contribuição acessante:

BARRAS DO SISTEMA	IC.C 3F [A]	IC.C FT [A]
P1	542	336
P2	162,3	87,89
P3	224,2	122,1
P4	224,3	122,1
P5	227,4	121,3
S1	12985,6	13688,5
S2	825729,8	824761,3

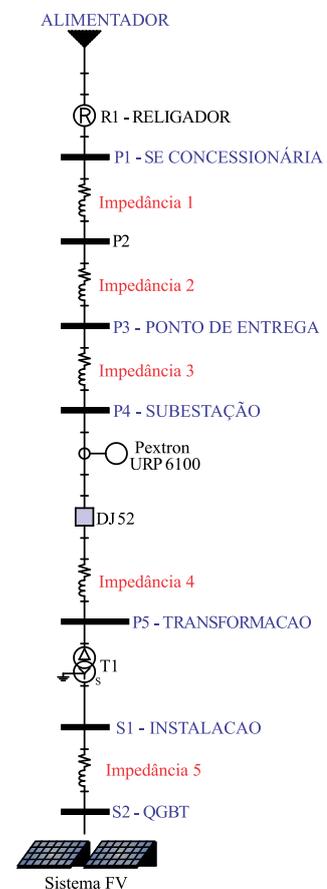


Figura 42: Resumo das contribuições da concessionária e da UFV para as correntes de curto-circuito nas diversas barras.

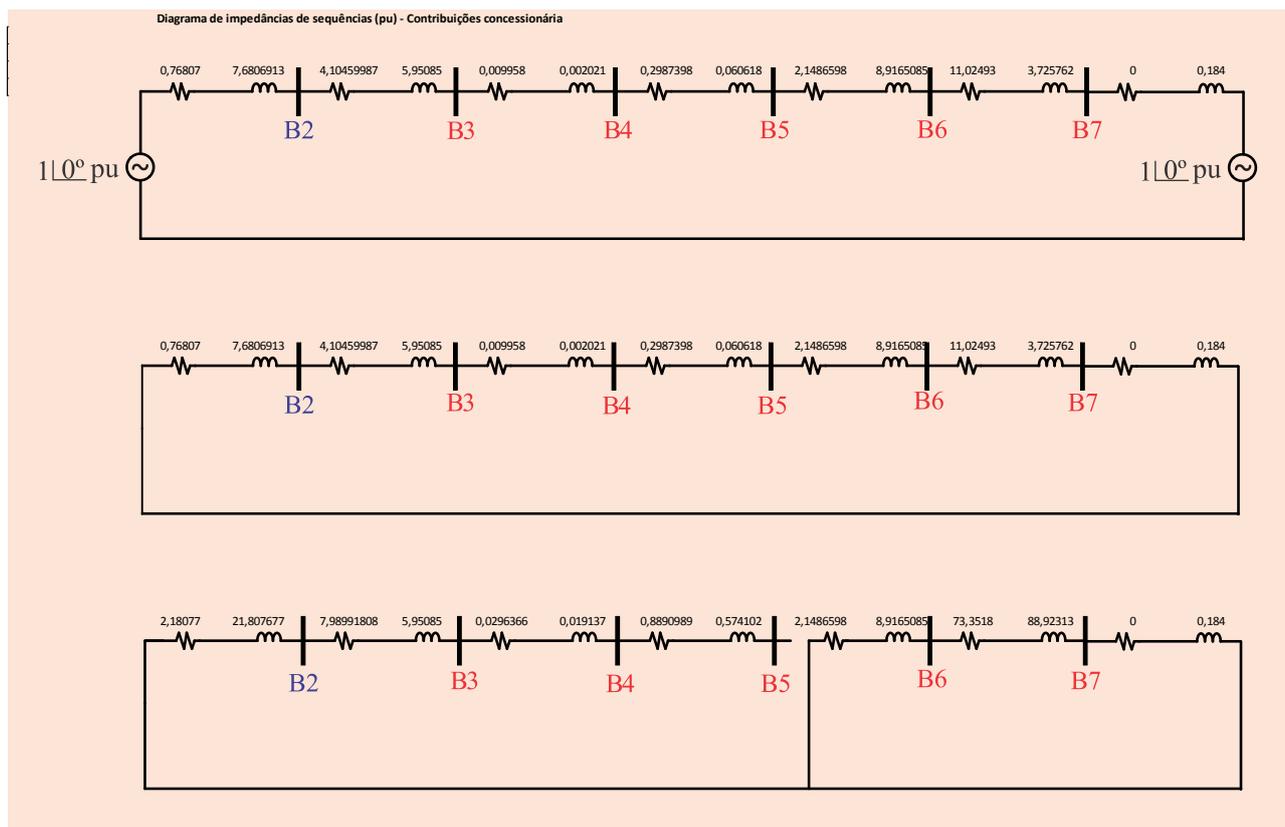


Figura 43: Diagrama de impedâncias, sequência positiva, negativa e zero.

Nos cálculos de curto-circuito apresentados na Tabela 39, as seguintes premissas foram adotadas:

- As impedâncias de sequência foram obtidas através da Tabela 36 e Tabela 37. A impedância do transformador foi obtida conforme Tabela 38. A Tabela 39 mostra as impedâncias equivalentes de sequência positiva e zero do sistema, referenciadas à Figura 42.
- Assume-se que a corrente de curto-circuito dos geradores conectados via inversor é de 2 vezes o valor da corrente nominal do inversor;

Tabela 39: Impedâncias equivalentes de sequência positiva e zero do sistema.

Referência na Figura 42	Comprimento [km]	Impedância eq. de sequência positiva [Ω]	Impedância eq. sequência zero [Ω]
Impedância 1	0	1,462 + j14,627	4,153 + j41,53
Impedância 2	24	7,816 + j11,332	15,216 + j11,332
Impedância 3	0,02	0,0189 + j0,00385	0,056 + j0,036
Impedância 4	0,6	0,568 + j0,115	1,693 + j1,093
Impedância 5	0,25	0,0159 + j0,0053	0,105 + j0,128

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 $I_{total} = \frac{240k}{380 \cdot \sqrt{3} \cdot 0,92} = 369,5 \text{ A}$.

2.3.3 PARAMETRIZAÇÃO DAS FUNÇÕES DE PROTEÇÃO

A Tabela 40 apresenta as características das curvas de proteção de fase e neutro do religador para coordenação com a proteção do acessante, ainda em fase de estudos, não implementado.

Tabela 40: Ajustes de religadores para coordenação, fornecidas pela concessionária.

Ajuste de fase		Ajuste de neutro	
Pick-up	1200 A	Pick-up	60 A
Curva	IEC VI (Muito inverso)	Curva	TD (Tempo definido)
Dial	0,1	Tempo	8 s
T. adicional	-	T. adicional	-

A Tabela 41 apresenta a configuração para conexão do gerador fotovoltaico com potência nominal de 240 kW, 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, instalado em cubículo de proteção abrigado. A Tabela 41 apresenta um resumo das proteções implementadas no relé Pextron URP 6100 e suas respectivas parametrizações/ajustes conforme norma ND 5.31 [13]. Conforme mostrado anteriormente, três TPs, conectados em estrela 13.800/ $\sqrt{3}$ - 115V (70:1) e três TCs 30:5A são utilizados para adequar os sinais primários aos níveis requeridos pelo relé.

Tabela 41: Definição das proteções e suas respectivas parametrizações de acordo com a norma ND 5.31 [13].

Código ANSI	Descrição	Parâmetro	Ajuste	Referência
32 (1)	Direcional de Potência (Sentido CEMIG)	Potência Ativa	240*1,05= 252 kW	Página ND 5.31 (170/171)
		Tempo	15 s	
32 (2)	Direcional de potência (sentido acessante)	Potência Ativa	252 kW	Página ND 5.31 (172/173)
		Tempo	15 s	
67 (1)	Direcional de sobrecorrente de fase (sentido concession.)	Pickup (A)	$I_{pick-up.67} = \frac{1,05 \times 240kW}{\sqrt{3} \times 13,8kV \times 0,92} = 11,45A$	Página ND 5.31 (172/173)
		Curva	EI	
		Dial	0,2	
		Tempo Adicional	-	
		Instantâneo	-	
		Ângulo	45°	
67 (2)	Direcional de sobrecorrente de fase (sentido	Pickup (A)	$I_{pick-up.67} = \frac{1,05 \times 240kW}{\sqrt{3} \times 13,8kV \times 0,92} = 11,45A$	Página ND 5.31 (172/173)
		Curva	EI	

	acessante)	Dial	0,1	
		Instantâneo	127 A	
		Tempo Adicional	-	
		Ângulo	45°	
67N (1)	Sobrecorrente de neutro	Pickup (A)	$I_{pick-up,67N(1)} = 0,3 * 11,45 = 3,43A$	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)	$I_{pick-up,67N(1)} = 0,3 * 11,45 = 3,43A$	Página ND 5.31 (175)
		Curva	Tempo definido	
		Dial	-	
		Tempo Adicional	0,3 s	
		Instantâneo	38,1	
		Ângulo	110	

2.3.4 ESTUDO DE SELETIVIDADE E COORDENAÇÃO

A Figura 44 e Figura 45 mostram 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:

- Correntes de partida do relé de fase e neutro (Pickup);
- Correntes ANSI dos transformadores;
- Correntes de curto-circuito trifásico ($I_{C,C,3f}$) e fase-terra ($I_{C,C,ft}$) fornecidos pela CEMIG no ponto de conexão;
- 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) e 67(2), com unidade instantânea e curva temporizada IEC extremamente inversa do relé Pextron URP6100;
- Curva tempo definido de neutro 67N(1) e 67N(2), com unidade instantânea e temporizada, do relé Pextron URP6100.

É possível visualizar que a corrente de magnetização dos transformadores ocorre antes da curva da proteção 67(2). Logo, no momento da magnetização dos transformadores, não haverá atuação dessa proteção. Além disso, as correntes de curto-circuito no ponto de derivação da rede ocorrem num momento posterior à curva 67(2), indicando que a proteção no sentido concessionária-acessante atuará instantaneamente sob condição curto-circuito. A proteção 67(1) é sintonizada no sentido acessante-concessionária e somente atuará em casos de contribuições de corrente da UFV à um curto acontecendo na rede da CEMIG.

Na Figura 45, a corrente de magnetização (*inrush*) se encontra a frente da curva 67N(2) porém quem atua na proteção é a função 67(2). A questão da corrente trifásica e fase terra procedem como na proteção 67(2), no momento da ocorrência de uma dessas correntes a proteção irá atuar por tempo definido.

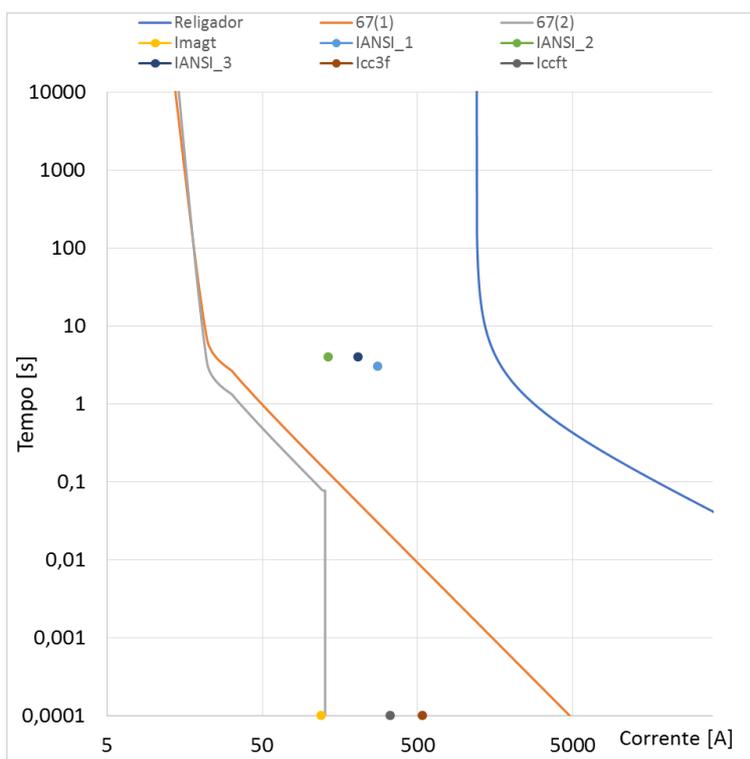


Figura 44: Coordenograma das proteções: 67(1) e 67(2).

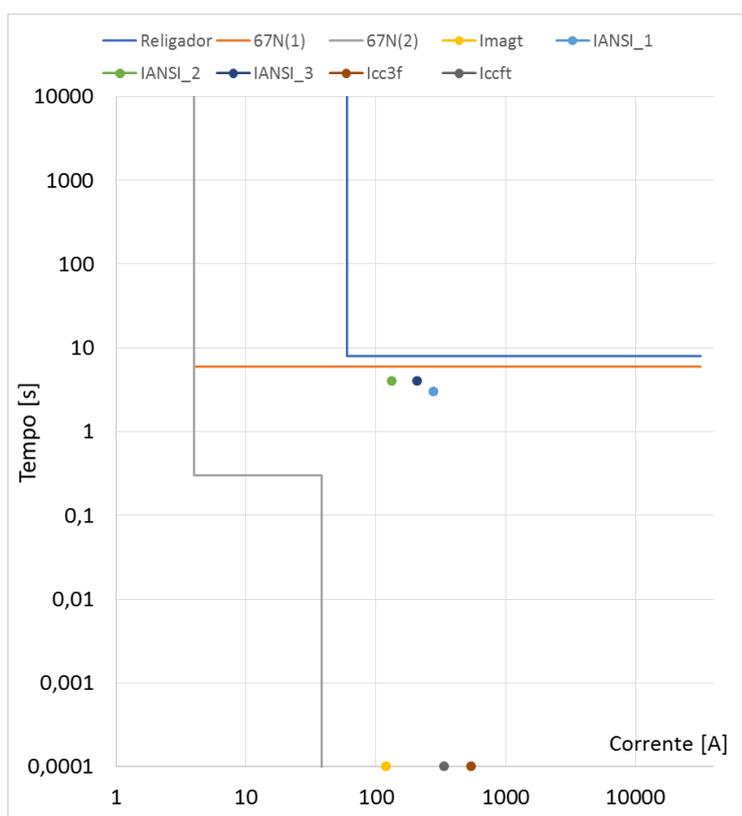


Figura 45: Coordenograma das proteções: 67N(1) e 67N(2).

3- ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA

Neste capítulo foram estudados os valores agregados a energia elétrica produzida e compensada na UFV em questão juntamente com a análise dos cenários propostos neste estudo.

3.1 PERCENTUAL DE REDUÇÃO DO CONSUMO

Na Tabela 42 constam os valores médios registrados durante 13 meses para o Laticínios Nosso LTDA. É possível perceber a carga de 25% de impostos. Para efeitos dos cálculos foram utilizados os valores com impostos.

Tabela 42: Discriminação dos valores da fatura média mensal do Laticínios Nosso Ltda.

Descrição	Quantidade	Tarifa sem imposto* (R\$)	Valor sem imposto (R\$)	Tarifa com imposto PIS/COFINS (R\$)	Tarifa com imposto total (R\$)	Valor com imposto (R\$)
Demanda ativa (kW)	246,77	R\$ 14,8600000	R\$ 3.666,99	R\$ 15,351239669422	R\$ 18,721023987	R\$ 4.619,77
Ultrapassagem (kW)	6,77	R\$ 29,7200000	R\$ 201,18	R\$ 30,702479338843	R\$ 37,442047974	R\$ 253,45
Energia ativa HFP (kWh)	86810,77	R\$ 0,4886400	R\$ 42.419,21	R\$ 0,504793388430	R\$ 0,615601693	R\$ 53.440,86
Energia ativa HP (kWh)	3521,54	R\$ 1,7250600	R\$ 6.074,87	R\$ 1,782086776860	R\$ 2,173276557	R\$ 7.653,28
Energia reativa HFP (kWh)	2730	R\$ 0,2733100	R\$ 746,14	R\$ 0,282345041322	R\$ 0,344323221	R\$ 940,00
Juros			R\$ 283,33			R\$ 283,33
TOTAL			R\$53.391,718023			R\$67.190,692456

É importante salientar a questão dois itens na Tabela 42: (i) a ultrapassagem de demanda; e (ii) a energia reativa excedente. Essa tarifação não é possível de ser reduzida com a implantação da UFV. A ultrapassagem é uma questão complexa, porque essa empresa tem períodos sazonais de produção, principalmente nos 4 últimos meses do ano. Este fato é notado na fatura de energia, onde em alguns meses há constantes ultrapassagens de demanda contratada. A multa por ultrapassagem de demanda remete a uma tarifa com o dobro do valor da tarifa de demanda contratada. Já a questão da energia reativa pode ser resolvida instalando-se um banco de capacitores de potência de seccionamento automático. Em caso de existência de um banco de capacitores, deve-se realizar o estudo para sua melhoria ou entrada em operação de forma automática.

Mês/Ano	Histórico de Consumo			
	Demanda(kW)		Energia(kWh)	
	HP	HFP	HP	HFP
DEZ/21	223	290	3.780	93.870
NOV/21	242	311	5.460	118.440
OUT/21	265	311	5.250	121.800
SET/21	212	277	3.150	93.660
AGO/21	137	223	2.730	73.710
JUL/21	126	204	2.730	60.060
JUN/21	111	206	3.360	64.680
MAI/21	155	221	3.360	73.920
ABR/21	151	225	3.360	68.040
MAR/21	181	233	2.940	91.770
FEV/21	189	235	4.620	83.160
JAN/21	147	239	2.520	85.890
DEZ/20	132	233	2.520	99.540

Figura 46: Histórico de consumo Laticínios Nosso LTDA.

Há ainda de se ponderar o seguinte: existiam duas linhas de cálculo a serem seguidas para este projeto, compensar a energia total utilizada na instalação em 727 kW ou apenas a demanda de 250 kW. Optando-se pela primeira, opção seria necessário um aporte financeiro junto a concessionária no valor de R\$ 1 milhão de reais para reforço da linha de distribuição, inviabilizando o empreendimento. Optou-se, então, por projetar uma UFV de 250 kW visando no futuro próximo ir realizando ampliações gradativamente.

Diante do exposto serão apresentados dois cenários para demonstrar a redução esperada na fatura do laticínio. A Tabela 43 mostra a geração mensal estimada da usina de 250 kW e 727 kW. Como a geração da UFV de 250 kW não é capaz de suprir a demanda energética no HFP, não

sobrará créditos para abater o consumo no HP. Por outro lado, este fato não é observado para usina de 727 kW, na qual o fator de ajuste é utilizado para obtenção dos resultados da Tabela 43.

Tabela 43: Discriminação dos valores de potência das duas opções de projeto

Potência (kW)	Energia necessária	
	HFP (kWh)	HP (kWh)
250	38.117,50	
727	86.810,80	3.521,50

Para a análise do percentual de redução da fatura de energia do cliente considerando a UFV de 727 kW e 250 kW, considere os valores de tarifas da Tabela 44 (com imposto ICMS/PIS/COFINS). Portanto, a economia estimada para UFV de 727 kW será de:

Tabela 44: Tarifas com imposto para potência 727 kW, valores médios

Tarifa	Quant	Unidade	Total
Demanda ativa (kW)	240	R\$18,721	R\$4.493
Ultrapassagem de demanda (kW)	6,77	R\$ 37,442	R\$ 253,48
Energia ativa HFP (kWh)	86.810,77	R\$0,615	R\$ 53.440,86
Energia ativa HP (kWh)	3.521,54	R\$2,173	R\$ 7.653,28
Energia reativa (kWh)	2.730	R\$0,344	R\$ 940
Aumento de Demanda (kW) (para adequação aos 250 kW necessários)	10	R\$18,721	R\$187,2
Total			R\$66.967,8

$$R_{727kW} = \frac{53.440,86 + 7.653,28}{66.967,8} * 100 = 91,4\% \quad (6)$$

No entanto, neste momento, é um projeto inviável economicamente. A economia real neste momento com a implantação da UFV foco deste estudo será de aproximadamente 43,67%, segundo Tabela 45:

Tabela 45: Tarifas com imposto para potência 250 kW

Tarifa	Quant	Unidade	Total
Demanda ativa (kW)	250	R\$18,721	R\$4.680,25
Energia ativa HFP (kWh)	38.117,5	R\$0,615	R\$23.442,3
Energia reativa (kWh)	2.730	R\$0,344	R\$ 940
Total			R\$29.249,75

$$R_{250kW} = \frac{29.249,75}{66.967,8} * 100 = 43,67\% \quad (7)$$

3.2 EQUIPAMENTOS, INSUMOS E MÃO DE OBRA PARA MONTAGEM DA UFV

O orçamento realizado para compra do material utilizado na usina foi realizado pela PHB Solar em R\$ 998.009,82, já considerando relé Pextron URP 6100. A montagem da usina considerando R\$1 por Wp foi orçada em R\$240.000,00, neste cálculo está sendo considerada mão de obra de instalação, miscelâneas elétricas, supervisão e engenharia. Bem como todos os encargos e insumos intrínsecos ao empreendimento. Foi aplicado um fato de 5% para eventuais fatalidades e eventos não programados. A Tabela 46 mostra o preço estimado de alguns equipamentos do lado C.A da instalação, enquanto o resumo dos insumos pode ser encontrado na Tabela 47.

Tabela 46: Preço dos materiais e equipamentos do lado C.A

Item	Descrição	Quantidade	Valor unitário/m	Total
1	Cabo 25mm ² 8,7/15kV (chave cabine primária- rede UFV) [14]	3x20=60m	R\$60,19	R\$ 3.611,4
2	Mufla Prymian 25/50 mm ² [15]	12	R\$276	\$3.312
3	Cabo Quadriplex Alumínio 3X25mm ² + neutro 15kV(UFV a cabine)	600m	R\$28,64	R\$17.184
4	Cabo 25 mm ² 0,75kV [16] unipolar (inversores-combiner box C.A)	15x25=375m	R\$72	R\$ 27.000
5	Cabo 400mm ² - 1kV – EprotenaxG7 – Prysmian (Combiner box C.A – trafo) [17]	3x10m=30m	R\$400	R\$ 12.000
7	Postes 10m -duplo T – 1000daN [18]	6	R\$1.613	R\$ 9.678
8	Barramento de cobre eletrolítico 1.1/2” x 1/4”	4x1m	R\$450	R\$1.800
9	Chave fusível 15kV 300A 95kV 10kA 100A [19]	1	R\$385	R\$385
10	Transformador trifásico a seco 300kVA 13.8kV 380V	1		R\$ 40.000,00
11	Disjuntor WEG DWP125L-100-3 [20]	5	R\$352,92	R\$1.764,6
12	Disjuntor WEG DWP630L-450-3 [21]		R\$2.223,43	R\$2.223,43
14	Miscelânea de conexões (terminais, isolação)	-	-	R\$12.000
			TOTAL	R\$130.958,43

Tabela 47: Resumo dos custos dos insumos, mão de obra, manutenção e fator de segurança.

Item	Descrição	Valor total
1	Material lado C.C	R\$ 998.009,82
2	Material lado CA	R\$ 130.958,43
3	Mão de obra (1%)	R\$240.000
4	Fator de segurança (5%) para eventuais complicações	R\$68.448,4
5	Manutenção (mensal)	R\$ 7.187
	TOTAL	R\$ 1.444.604

3.3 PREMISSAS DA ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA

Os valores relacionados na Tabela 48 foram adotados como premissas para análise da viabilidade econômica. A taxa de manutenção foi fixada em 0,5% pelo fato da empresa possuir equipe própria de manutenção elétrica e a mesma irá realizar as manutenções e limpezas na UFV, salvo em casos que serão necessárias intervenções como testes específicos ou outras atividades que fugirem a alçada da equipe própria.

Tabela 48: Premissas adotadas das taxas para análise da viabilidade econômica.

Taxas	
Taxa de reajuste do preço da energia	5% anual
Taxa de reajuste dos valores monetários	5% anual
Taxa de diminuição de eficiência dos módulos	1% anual
Taxa Mínima de Atratividade - TMA	12% anual
Taxa para Manutenção e Limpeza	0,5% ao mês

3.4 FLUXO DE CAIXA

Este empreendimento tem a particularidade de compensar 41% da energia consumida devido às particularidades já apresentadas. Não é possível compensar um percentual de energia consumida maior que 41% com a configuração atual da UFV, sendo necessários mais módulos FV e por consequência mais inversores.

É muito importante frisar também que a despesa com a tarifa no horário de ponta não será compensada neste momento pelos fatores já apresentados anteriormente. A produção mensal no primeiro ano será de 40.989 kWh/mês, o valor compensado no mesmo período será de 38.117 kWh/mês, 92% da energia produzida. Esse valor corresponde a 41% de toda energia necessária ao laticínios.

Diante disso e considerando o valor inicial do investimento em R\$ 1.437.417,00, conforme Tabela 50 e na Tabela 50 está demonstrado o custo com manutenção e a demanda.

Tabela 49: Custo com energia no HFP.

Ano	Invest. R\$	Produção kWh/ano	Valor FP R\$/kWh	Receita FP R\$	Sobra Fora Ponta
0	R\$ 1.437.417	491.869	0,62	R\$ 249.355	-549.860
1	0	486.950	0,65	R\$ 258.643	-554.779
2	0	482.081	0,68	R\$ 268.270	-559.648
3	0	477.260	0,71	R\$ 278.248	-564.469
4	0	472.487	0,75	R\$ 288.589	-569.242
5	0	467.762	0,79	R\$ 299.307	-573.967
6	0	463.085	0,82	R\$ 310.413	-578.644
7	0	458.454	0,87	R\$ 321.922	-583.275
8	0	453.869	0,91	R\$ 333.849	-587.860
9	0	449.331	0,96	R\$ 346.207	-592.398
10	0	444.837	1,00	R\$ 359.011	-596.892

O valor da coluna Sobra Fora Ponta está com valores negativos porque não sobra para ser utilizada. Neste estudo não considerada troca de inversores porque nosso estudo recomenda essa troca entre o 20° e 25° ano.

Tabela 50: Custo com energia no HFP, manutenção e demanda.

Ano	Invest. R\$	Produção kWh/ano	Valor FP R\$/kWh	Receita FP R\$	Sobra Fora Ponta	Valor Ponta R\$/kWh	Despesa Manutenção R\$	Despesa Demanda
0	R\$ 1.437.417	491.869	0,62	R\$ 249.355	-549.860	2,17	7.187	2.247
1	0	486.950	0,65	R\$ 258.643	-554.779	2,28	7.223	2.359
2	0	482.081	0,68	R\$ 268.270	-559.648	2,40	7.259	2.477
3	0	477.260	0,71	R\$ 278.248	-564.469	2,52	7.295	2.601
4	0	472.487	0,75	R\$ 288.589	-569.242	2,64	7.332	2.731
5	0	467.762	0,79	R\$ 299.307	-573.967	2,77	7.369	2.867
6	0	463.085	0,82	R\$ 310.413	-578.644	2,91	7.405	3.011
7	0	458.454	0,87	R\$ 321.922	-583.275	3,06	7.442	3.161
8	0	453.869	0,91	R\$ 333.849	-587.860	3,21	7.480	3.319
9	0	449.331	0,96	R\$ 346.207	-592.398	3,37	7.517	3.485
10	0	444.837	1,00	R\$ 359.011	-596.892	3,54	7.555	3.659

3.5 ANÁLISE DA VIABILIDADE

De acordo com a Tabela 51, a UFV dimensionada é viável mesmo diante das premissas apresentadas anteriormente. O VPL indica que ao final de 10 anos o investidor terá o valor investido mais R\$1.055.012. A taxa de retorno, TIR, está em 19,51%, e o retorno do investimento ou *payback* simples (sem considerar o valor do dinheiro) será de 4,49 anos e o *payback* descontado (considera o valor do dinheiro) será de 6,6 anos. A Tabela 52 apresenta os fluxos de caixa simples e descontado, utilizados para cálculo dos índices observados na Tabela 51.

Tabela 51: Viabilidade econômica.

Viabilidade Econômica	
VPL	R\$ 1.055.012
TIR	19,51%
Payback Simples	4,49
Payback Descontado	6,60
LCOE (R\$/kWh)	0,30

Tabela 52: Fluxo de caixa simples e descontado.

Fluxo de Caixa		Saldo Acumulado		Fluxo Descont.		Saldo Descontado		
-R\$	1.197.496	-R\$	1.197.496	-R\$	1.197.496	-R\$	1.197.496	0
R\$	249.061	-R\$	948.435	R\$	222.376	-R\$	975.120	1
R\$	258.534	-R\$	689.901	R\$	206.102	-R\$	769.018	2
R\$	268.352	-R\$	421.549	R\$	191.008	-R\$	578.010	3
R\$	278.527	-R\$	143.022	R\$	177.009	-R\$	401.002	4
R\$	289.071	R\$	146.049	R\$	164.027	-R\$	236.975	5
R\$	299.997	R\$	446.046	R\$	151.988	-R\$	84.987	6
R\$	311.319	R\$	757.365	R\$	140.825	R\$	55.838	7
R\$	323.050	R\$	1.080.415	R\$	130.474	R\$	186.312	8
R\$	335.205	R\$	1.415.619	R\$	120.878	R\$	307.190	9
R\$	347.797	R\$	1.763.417	R\$	111.981	R\$	419.172	10

Um dos itens da Tabela 51 é o custo nivelado de energia, ou simplesmente LCOE (*Levelized Cost of Energy*), é um termo que vem sendo utilizado no mercado de energia solar fotovoltaica. Tal parâmetro é apontado como a forma mais efetiva para o estudo da viabilidade econômica de um sistema fotovoltaico, em virtude do custo do sistema por watt. É definido como a divisão dos custos totais do projeto, incluindo não somente o capital investido mas também os custos operacionais, pela energia gerada ao longo de toda a operação da usina.

O cálculo deve incluir até a troca dos equipamentos, como os inversores ao final dos 20 anos. Pode equacionar da seguinte forma:

$$LCOE = \frac{CT}{EP} \quad (5)$$

Onde:

CT = Custo total da usina, incluindo investimento, operação e valor dos equipamentos no final de vida útil (R\$).

EP = Energia total produzida ao longo da vida útil da usina (kWh).

O custo total da usina (CT):

CT = Investimento total + Operação – valor dos equipamentos no fim da vida útil

Ao final deste equacionamento o LCOE retorna um valor em R\$/kWh, que é um valor mais bem entendido pelo consumidor final de energia, que está acostumado a ver este valor em sua fatura de energia todos os meses.

Diante do exposto, o valor do LCOE para este projeto foi calculado em R\$/kWh 0,30. Sendo atrativo para o cliente que paga na sua tarifa HFP 0,615/kWh. Sendo assim um valor 48% abaixo da tarifa convencional.

4- PROJETO ELÉTRICO

Este capítulo tem como objetivo (i) apresentar diagrama unifilar do sistema elétrico do acessante, já prevendo a instalação da usina solar fotovoltaica; e (ii) as exigências de projeto descritas no memorial descritivo.

4.1 CORTES DA SUBESTAÇÃO

Os cortes da subestação constam no ANEXO.

4.2 PROJETO ELÉTRICO: DIAGRAMA UNIFILAR

A Figura 47 apresenta o digrama unifilar da instalação elétrica trifásica (3F+N) com tensão fase-fase (ou de linha) de 13,8 kV eficaz. Uma usina solar fotovoltaica é conectada à esta UC, de onde as seguintes características elétricas do sistema podem ser enumeradas:

- ✓ Disjuntor tripolar C.A PVO de 630 A da SE de entrada.
- ✓ Condutores C.A bitola 25 mm² em alumínio, isolação XLPE 15kV em entrada aérea.
- ✓ Transformador de distribuição com potência aparente de 300 kVA, 13,8kV/220V e de 175kVA 13,8kV/380V.
- ✓ Dispositivo de proteção contra surtos C.A, classe 2, corrente nominal de 20 kA (corrente projetada, na qual é capaz de desviar para o aterramento de proteção).
- ✓ Condutores C.A fase de bitola 70 mm², isolação PVC 0,6/1kV, dispostos em eletroduto de 4” (conecta a saída CA do inversor a *combiner box* C.A);
- ✓ Disjuntor C.A de 450 A para proteção geral do barramento;
- ✓ Cabo solar C.C polos positivo e negativo de bitola 4 mm², isolação XLPE 1kV (conecta o arranjo FV à entrada C.C do inversor);
- ✓ Dispositivo de seccionamento C.C, tensão máxima de 1 kV de isolação no lado C.C da string box.
- ✓ Dispositivo de proteção contra surtos C.C, classe 2, corrente nominal de 20 kA (corrente projetada, na qual é capaz de desviar para o aterramento de proteção).
- ✓ 5 Inversores FV 50 kW CA, 380VCA, e faixa de operação C.C 125-550V, com três MPPTs;
- ✓ Módulos fotovoltaicos 545 W, totalizando 324,3 kWp de potência instalada. A disposição dos módulos para cada um dos 5 inversores segue o seguinte critério:
 - MPPT1: 2 séries com 17 módulos, no total de 34 módulos.
 - MPPT2: 2 séries com 17 módulos, no total de 34 módulos.
 - MPPT3: 3 séries com 17 módulos, no total de 51 módulos.

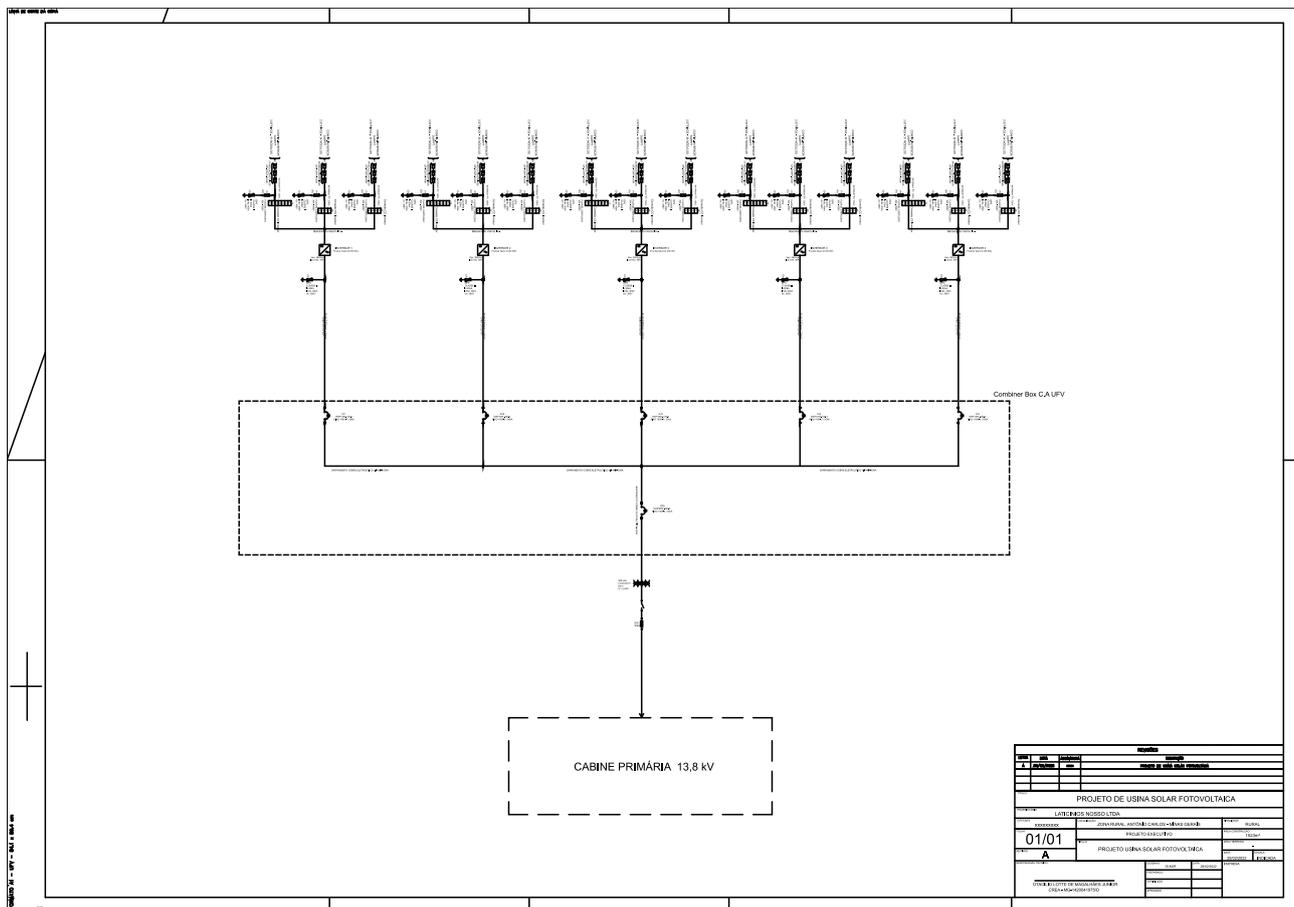


Figura 47: Diagrama unifilar.

4.3 MEMORIAL DESCRITIVO

O objetivo do memorial descritivo consiste em descrever os componentes presentes no sistema de uma minigeração de energia solar fotovoltaica. Os seguintes itens estão abordados:

- ✓ Dados do projetista, devidamente registrado no Conselho Federal de Engenharia e Agronomia (CREA).
- ✓ Dados do titular da unidade consumidora e localização da UC (coordenadas geográficas, número da instalação, classe e característica de atendimento). A média anual de consumo, em kWh/mês, está anexa.
- ✓ A demanda contratada e forma de atendimento estão anexadas.
- ✓ Descrição técnica dos módulos fotovoltaicos, inversores, estruturas de fixação, dispositivo de proteção, aterramento e outros componentes pertinentes.
- ✓ Previsão da produção energética da usina solar fotovoltaica anual.

4.3.1 DADOS TÉCNICOS

A Tabela 53 apresenta os dados do engenheiro projetista responsável e da instalação.

Tabela 53: Dados do projetista e da instalação.

Projeto Elétrico do Sistema de Mini Geração Fotovoltaica	
Dados de Responsável Técnico	
Nome	Otacílio Lotte de Magalhães Júnior
CREA	CREA-MG 1420041975
Endereço	Rua Heider Pereira Teixeira, 261 – AP201 – Campo – Barbacena/MG
Telefone	(32)98409-5433
Email	jrlotte@gmail.com
Dados do Contratante	
Nome	Laticínios Nosso LTDA
Endereço	Zona Rural – Antônio Carlos-MG
Latitude	-21,306519°
Longitude	-43,732738°
Características do Projeto	
Tipo de projeto	Mini Geração Distribuída
Classe/Subclasse	Rural
Carga total instalada	727 kW
Carga total da geração	250 kW
Tipo de geração	Autoconsumo
Previsão de ligação	Em estudo

4.3.2 OBJETIVO DO PROJETO

Projeto de mini geração distribuída para atender um laticínio localizado na zona rural do município de Antônio Carlos, Minas Gerais, com latitude $-21,306519^\circ$ e longitude $-43,732738^\circ$. Esta UC possui demanda atual de 240 kW, pertence ao grupo A e está conectada ao sistema de distribuição através de uma conexão ao 13,8 kV do alimentador BCAD208.



Figura 48: Local do laticínio e da instalação da UFV.

Os inversores serão instalados na própria estrutura de fixação dos MFV. A interligação entre inversor e *combiner box* C.A será através de cabos instalados em eletrodutos enterrados a 50 cm de profundidade.



Figura 49: Detalhe da instalação do inversor junto aos módulos.

4.3.3 SUBESTAÇÃO DE ENTRADA

A instalação atual é do Grupo A, classe e subclasse industrial, tarifa verde A4. O atendimento é aéreo, trifásico 13,8 kV e a demanda contratada é de 240 kW. Possui dois transformadores, sendo um de 175 kVA 13,8kV/380V e outro de 300kVA 13,8kV/220V no qual a UFV será interligada. Atualmente, possui como proteção geral um disjuntor tripolar PVO da marca Beghim com capacidade de 630A.



Figura 50: Detalhe do disjuntor da subestação de entrada.

4.3.4 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

São 595 módulos fotovoltaicos, resultando em 324,3 kW. Os módulos serão instalados em estrutura de solo, com inclinação de 21° conforme latitude, maximizando a produção de energia. Há de salientar também que o azimute é de 0°N. A área para instalação dos mesmos corresponde a 1523,2 m². As características e especificações técnicas dos módulos utilizados estão na Tabela 54, lembrando que os valores apresentados são válidos na STC, 25° AM 1,5 e 1000 W/m².

Tabela 54: Características Elétricas *STC: AM1.5 1000W/m² 25°C.

Parâmetros	Símbolo	Valor
Modelo	-	LONGI LR5-72HPH-545M
Garantia do produto	-	12 anos
Garantia de perda de produção	-	25 anos
Tecnologia das células	-	Silício mono-cristalino
Potência máxima*	P_{mp}	545 W
Tensão de máxima potência*	V_{mp}	41,80 V
Corrente de máxima potência*	I_{mp}	13,04 A
Tensão de circuito aberto*	V_{oc}	49,65 V
Corrente de curto-circuito*	I_{sc}	13,92 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 C.C de saída	-	4 mm ²

4.3.5 INVERSORES FV

Os inversores utilizados são da marca Fronius, modelo Tauro D, sendo no total de 5 unidades com potência individual de 50 kW, totalizado 250 kW de potência instalada. O mesmo atende as exigências da ABNT, Prodlist e é homologado pelo Inmetro. Os dados técnicos seguem na tabela abaixo:

Tabela 55: Dados do inversor.

Parâmetro	Símbolo	Valor
Modelo	-	Tauro – Versão D
Garantia do produto	-	7 anos
Quantidade de MPP Tracker	-	3
Faixa de tensão de entrada C.C	$U_{cc\ min} - U_{cc\ max}$	200~1000 V
Alimentação de tensão inicial	$U_{cc\ inicial}$	200 V
Faixa de tensão MPP	$U_{mpp\ min} - U_{mpp\ max}$	400 – 870V
Corrente C.C máxima por arranjo FV	$P_{cc\ máx}$	75 kWp
Corrente de entrada máxima FV1	$I_{dc\ max, FV1}$	36 A

Corrente de entrada máxima FV2	$I_{dc\ max,FV2}$	36 A
Corrente de entrada máxima FV3	$I_{dc\ max,FV3}$	72 A
Corrente de curto-circuito máxima FV1	$I_{sc\ max,FV1}$	72 A
Corrente de curto-circuito máxima FV2	$I_{sc\ max,FV1}$	72 A
Corrente de curto-circuito máxima FV3	$I_{sc\ max,FV1}$	125 A
Corrente de curto-circuito máxima do inversor	$I_{sc,max,inverter}$	240 A
Corrente de entrada máxima de string	$I_{dc\ max,String}$	14,5 A
Corrente de curto-circuito máxima de string	$I_{sc\ max,String}$	20 A
Potência máxima do sistema fotovoltaico FV1	$P_{dc\ max,PV}$	25 kWp
Potência máxima do sistema fotovoltaico FV2	$P_{dc\ max,PV2}$	25 kWp
Potência máxima do sistema fotovoltaico FV3	$P_{dc\ max,PV3}$	50 kWp
Eficiência global		98,6%
Quantidade de conexões C.C PV1	-	4
Quantidade de conexões C.C PV2	-	3
Quantidade de conexões C.C PV3	-	7
Comprimento		1109 mm
Largura		755 mm
Profundidade		346,2 mm
Peso		92 Kg
Peso com embalagem		111 Kg
Grau de proteção		IP65
Classe de proteção		1
Categoria de sobretensão		2 / 3
Consumo noturno		15 W
Montagem		Montagem interna e externa
Faixa da temperatura ambiente		-40°C - +65°C (seccionadora CA montado opcionalmente no inversor: de - 30 até + 65 °C)
Umidade do ar admissível		0-100%
Altura máx. acima do nível do mar		4000 m
Topologia do inversor		Sem transformador
Refrigeração		Tecnologia de resfriamento ativo e sistema de parede dupla

4.3.6 ATERRAMENTO

A principal função de um sistema de aterramento em uma usina solar fotovoltaica é limitar a tensão de passo e a tensão de toque [9] com a finalidade de proteção dos operadores e civis que possam estar transitando próximos a esta instalação elétrica. Sendo assim, neste projeto, será feita uma malha por bloco de carga, contornando a área onde os módulos fotovoltaicos estão instalados. Será adotado o critério de uma malha por entrada de MPPT no lado C.C, chamadas neste projeto de malhas individuais. Todas as respectivas estruturas serão aterradas de modo a garantir conexão

galvânica entre as carcaças dos equipamentos. As que não estiverem contíguas deverão receber a conexão de um cabo de cobre nos dois pontos não contíguos, interligando as duas peças não contíguas [9]. Todos os pontos de aterramentos serão interligados fazendo a equipotencialização de todas as malhas individuais, estruturas de fixação dos módulos, módulos, inversores, *combiner box* C.A e transformador e para esta interligação será utilizado um cabo de cobre nú 50 mm² e hastes de 3/8” x 3m de alta camada.

4.3.7 ESTRUTURA PARA OS MFV

A estrutura a serem utilizadas será a PHB solar para solo contendo perfis e suportes em alumínio anodizado 6063-T5 e periféricos em aço inox 304 garantindo maior resistência à corrosão. Atua com dois módulos sobrepostos verticalmente. Material de liga leve e garantia de 12 anos. Conforme Figura 59.



Figura 51: Detalhe da instalação da estrutura de fixação em solo

4.3.8 PLANTA DA SITUAÇÃO DA UFV E LINHA DE INTERLIGAÇÃO



Figura 52: Planta da situação

4.3.9 DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO

As proteções do lado C.C estão integradas aos inversores FV, sendo elas fusíveis, DPS e chave seccionadora. Para o lado C.A a proteção fica a cargo de disjuntores de 100A na saída de cada inversor e DPS integrados a mesma saída. Após a interligação dos 5 inversores será instalado um disjuntor geral de 450A para proteção de entrada do transformador de 300kVA elevador 13,8kV/380V. Possui também fusíveis tipo HH de 20A.

4.3.10 TRANSFORMADOR, LINHA DE INTERLIGAÇÃO UFV A CABINE PRIMÁRIA

Considerando a tensão gerada pelos inversores em 380V, esta precisa ser elevada através de um transformador a seco 13,8kV/380V para ser transmitida através da rede interna com extensão de 600 metros composta por cabos de alumínio de 25mm² XLPE sustentada por 6 postes de concreto DT 10/300 e posteriormente conectada a cabine primária em 13,8 kV.

4.3.11 PREVISÃO DE GERAÇÃO

A previsão de produção de energia desde empreendimento é calculado de acordo com a disponibilidade solar em Antônio Carlos - MG. 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. Na Tabela 56 constam os dados envolvidos:

Tabela 56: Dados da estimativa de geração

Número de módulos	595
Irradiação em Antônio Carlos [1]	4,9 kWh/m ² .dia
Área do módulo	2,56 m ²
Eficiência do módulo	21,5%
Previsão de produção de energia diária	1.270,6 kwh/dia
Previsão de produção de energia mensal	38.117,5 kwh/mês
Previsão de produção de energia anual	491.869 kWh/ano
Eficiência da instalação	84,8%
Queda na eficiência dos módulos por ano	1%

5- REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] CRESESB, 02 2022. [Online]. Available: www.cresesb.cepel.br.
- [2] S. C. Silva Costa, A. S. Alves Cardoso Diniz, V. Camatta e L. L. Kazmerski, “DETERMINAÇÃO DAS TAXAS DE SUJIDADE PARA MÓDULOS,” em *VIII Congresso Brasileiro de Energia Solar*, Fortaleza, 2020.
- [3] Fronius, 02 2022. [Online]. Available: <https://www.fronius.com/pt-br/brasil/energia-solar/instaladores-e-parceiros/dados-tecnicos/todos-os-produtos/inversor/fronius-tauro/tauro-50-3-d>.
- [4] I. S. Fotovoltaicas, “Instalaciones Solares Fotovoltaicas,” 2010.
- [5] M. Valina, “Instalaciones Solares Fotovoltaicas,” *Paraninfo*, Madrid 2010.
- [6] Longi, 02 2022. [Online]. Available: <https://en.longi-solar.com/uploads/attach/20210512/609b52d379717.pdf>.
- [7] Fronius, 02 2022. [Online]. Available: <https://www.fronius.com/~/downloads/Solar%20Energy/Operating%20Instructions/42,0426,0307,PB.pdf>.
- [8] U. Elétrico, 02 2022. [Online]. Available: <http://www.universoeletrico.com.br/catalogo/pdf/tabelas.pdf>.
- [9] IEEE, *Guide for Solar Power Plant Grounding for Personal Protection*, 2020.
- [10] CEMIG, ND 5.3 - Fornecimento de Energia Elétrica em Média Tensão - Rede de distribuição Área ou Subterrânea, Belo Horizonte: CEMIG, 2020.
- [11] ABNT, NBR 6856:2015 - Transformador de corrente - Especificação e ensaios, 2015 ed., NBR, 2015.
- [12] CEMIG, ND 2.9 - Instalações Básicas de Redes de Distribuição Compactas, 2016 ed., Belo Horizonte, 2016.
- [13] CEMIG, *ND 5.31 - Requisitos para conexão de acessantes produtores de Energia Elétrica ao sistema de distribuição da Cemig D - Média Tensão*, 2018.
- [14] Dimensional, 02 2022. [Online]. Available: https://www.dimensional.com.br/cabo-media-tensao-8-7-15kv-105-graus-celsius-epr-1x25mm2-preto-epdry105-nexans/p?idsku=948266&gclid=EA1aIQobChMI75v15bCd9gIVloKRCh17ygziEAQYASABEgIR7PD_BwE.
- [15] Eletrotrafo, 02 2022. [Online]. Available: <https://www.eletrotrafo.com.br/ponteira-a-t--15kv-20-c-50-25-50mm2-externa-pirelli-prysmian-02180008/p>.
- [16] L. Merlin, 02 2022. [Online]. Available: https://www.leroymerlin.com.br/cabo-flexivel-atossil-25mm-100metros-preto-sil_90003690?term=cabo+25mm%C2%B2&searchTerm=cabo+25mm%C2%B2&searchTyp

e=quickProduct.

- [17] Dimensional, 02 2022. [Online]. Available: https://www.dimensional.com.br/cabo-flexivel-1kv-90g-hepr-240mm2-preto-eprotenaxg7-prysmian/p?idsku=952464&gclid=CjwKCAiAvOeQBhBkEiwAxutUVOCN7_mA-jabWSu7g4TWpraTdbS2K3KD6neB3nPrKoTnqeG8oR4MchoC_VgQAvD_BwE.
- [18] P. Indaial, 02 2022. [Online]. Available: <https://postes.com.br/tabela-precos>.
- [19] Eletrotrafo, 02 2022. [Online]. Available: <https://www.eletrotrafo.com.br/chave-fusivel-tp-matheus-dhc-15kv-300a-95kv-10ka-fuz--100a-s-ferragem--copel--02450002/p>.
- [20] Viewtech, 02 2022. [Online]. Available: https://www.viewtech.ind.br/catalog/product/view/id/2071/s/disjuntor-caixa-moldada-weg-100a-dwp-125l-tripolar/?utm_source=&utm_medium=&utm_campaign=&utm_term=&utm_content=&gclid=CjwKCAiAvOeQBhBkEiwAxutUVIIK6OEmIpDcey9YQQ0n2Qv5syxV55W7zMd755GyHO832rndp2QaX.
- [21] Viewtech, 02 2022. [Online]. Available: https://www.viewtech.ind.br/catalog/product/view/id/5029/s/disjuntor-caixa-moldada-weg-450a-dwp-630l-tripolar/?utm_source=&utm_medium=&utm_campaign=&utm_term=&utm_content=&gclid=CjwKCAiAvOeQBhBkEiwAxutUVP-2blsUmbyV2CRwSonN2BvL-T_2cmYkFPv6WG3_UN1mhkt73K7y.
- [22] Wladimir, “WR| Prates,” 2016. [Online]. Available: https://www.wrprates.com/o-que-e-vpl-valor-presente-liquido/#Formula_do_VPL. [Acesso em 02 09 2018].
- [23] Fronius, 02 2022. [Online]. Available: <https://www.fronius.com/pt-br/brasil/energia-solar/instaladores-e-parceiros/dados-tecnicos/todos-os-produtos/inversor/fronius-tauro/tauro-50-3-d>.
- [24] WEG, 02 2022. [Online]. Available: <https://static.weg.net/medias/downloadcenter/hec/h5f/WEG-solucoes-integradas-para-instalacoes-eletricas-50009824-pt.pdf>.
- [25] L. Merlin, 02 2022. [Online]. Available: https://www.leroymerlin.com.br/cabo-flexivel-flexsil-70mm2-100metros--azul--750v-sil_90002983.
- [26] Dimensional, 02 2022. [Online]. Available: https://www.dimensional.com.br/cabo-media-tensao-8-7-15kv-105-graus-celsius-epr-1x25mm2-preto-epdry105-nexans/p?idsku=948266&gclid=EAIAIQobChMIqfP7haSd9gIViQaRCh1Zyw-gEAQYASABEGKfc_D_BwE.
- [27] CEMIG, 02 2022. [Online]. Available: <https://www.cemig.com.br/manual-de-geracao-distribuida/>.

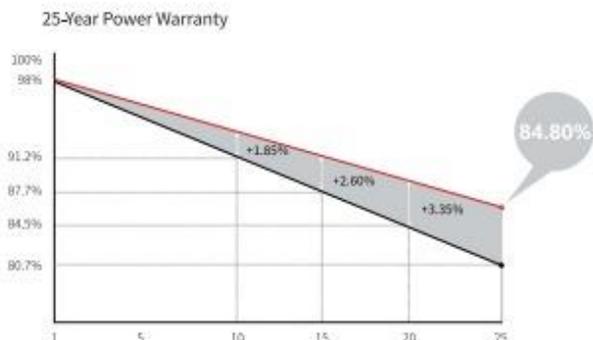
6- ANEXOS

Hi-MO 5m

LR5-72HPH 525~550M

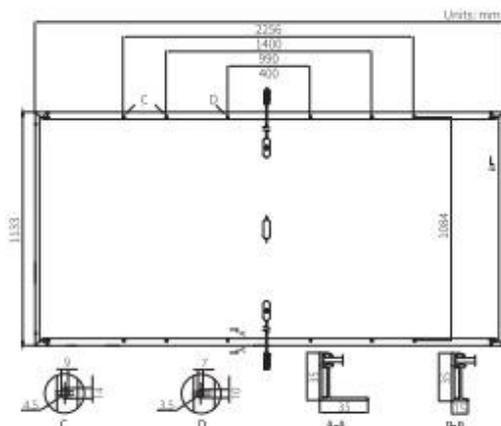
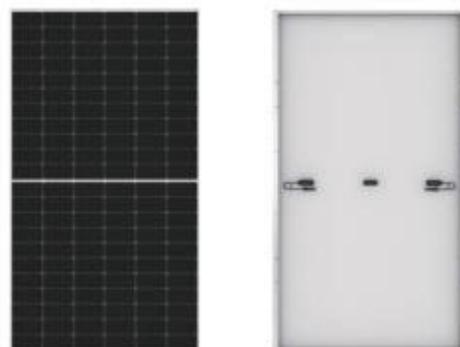
21.5% MAX MODULE EFFICIENCY	0~+5W POWER TOLERANCE	<2% FIRST YEAR POWER DEGRADATION	0.55% YEAR 2-25 POWER DEGRADATION	HALF-CELL Lower operating temperature
--	------------------------------------	--	--	---

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					
	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 53: Folha de dados módulo fotovoltaico LONGI LR5-72HPH 525-550M.

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging



Fronius International GmbH
Guenter Fronius Straße 1
4600 Wels-Thalheim
Austria

DECLARATION

Fronius International hereby confirms that the following PV inverters are conform to the Brazilian Standard **ABNT NBR 16149** and tested according **ABNT NBR 16150**.

TAURO 50-3-D
TAURO 50-3-P


Josef Feichtinger
FRONIUS INTERNATIONAL GMBH
Guenter Fronius Straße 1, 4600 Wels-Thalheim
Tel: +43 / (0) 72 42 / 341-0, Fax: 47 8 25

Josef Feichtinger
Head of Compliance Engineering

Thalheim, October 29th, 2021

Figura 54: Declaração de conformidade do inversor.

Wels, November 02nd 2021**OVERVOLTAGE PROTECTION FRONIUS TAURO****Fronius International GmbH**

hereby confirms that the Fronius inverters

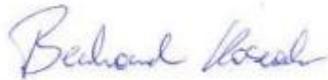
/ Fronius Tauro

are designed according to overvoltage category 2 on the DC side and according to overvoltage category 3 on the AC side as required by IEC/EN 62109-1. The inverters include a passive protection against overvoltage located on the AC and DC terminals, as well as an overvoltage-limiter, which helps to prevent possible damage of the inverter caused by an indirect lightning strike.

From a manufacturer's point of view, assuming the absence of any national or local norms that require an external overvoltage-protection, it is therefore allowed to install the inverters without any additional overvoltage-protection on the DC and AC side.

Fronius International GmbH

Business Unit Solar Energy
Froniusplatz 1
A-4600 Wels



Bernhard Kossak, MSc
Head of Systems Technology

Figura 55: Declaração de conformidade do inversor.

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging



FRONIUS TAURO ECO

Versão D (Direta)



Flexibilidade no projeto



Máx. performance até 50° C.



Instalação sob luz solar direta



Otimização de custos



Isolamento de parede dupla

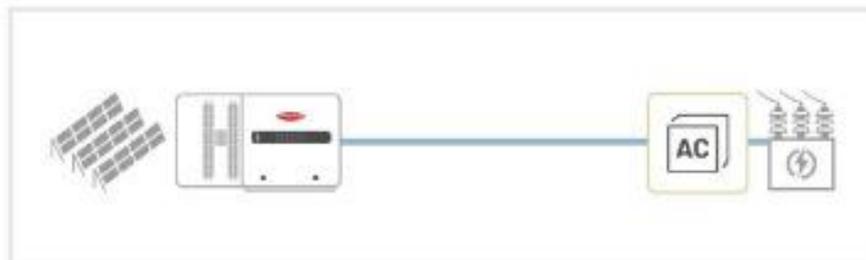


Manutenção facilitada

Os inversores Fronius Tauro, nas classes de potência de 50 e 100kW, garantem máxima performance para sistemas descentralizados mesmo sob as condições ambientes mais adversas.

Com o seu hardware inteligente, este inversor oferece não só a otimização de custos de BOS do seu projeto, mas também proporciona uma flexibilidade sem precedentes.

A fácil instalação e o serviço mais rápido do mercado, garantem a máxima geração de energia.



DADOS TÉCNICOS FRONIUS TAURO ECO – VERSÃO D

DADOS DE ENTRADA	FRONIUS TAURO ECO 50-3-D	FRONIUS TAURO ECO 100-3-D
Número de rastreadores MPPT	1	
Corrente máx. de entrada (I _{sc máx.})	82,5 A	175 A
Corrente máx. de curto-circuito (I _{cc máx.})	178	355
Tensão máxima de entrada CC (U _{oc máx.})	1000 V	
Tensão inicial de alimentação (U _{cc start})	850 V	
Taxa de tensão MPPT	582 000 V	
Número de canais CC	14 ¹	22 ²
Corrente nominal das chaves seccionadoras (PV1, PV2 e PV3)	75 / 75 A	75 / 75 / 75 A
Corrente máx. de curto-circuito das chaves seccionadoras (PV1, PV2 e PV3)	125 / 125 A	125 / 125 / 125 A
Potência máx. dos módulos (P _{01 máx.})	7500p	15000p

- 1) As 14 conexões CC são divididas em duas (2) chaves seccionadoras (PV1 e PV2): PV1= 7 entradas (+) e (-) e PV2= 7 entradas (+) e (-).
- 2) As 22 conexões CC são divididas em três (3) chaves seccionadoras (PV1, PV2 e PV3): PV1= 7 entradas (+) e (-), PV2= 7 entradas (+) e (-) e PV3= 8 entradas (+) e (-).

DADOS DE SAÍDA	FRONIUS TAURO ECO 50-3-D	FRONIUS TAURO ECO 100-3-D
Potência nominal de saída CA (P _{CA,n})	50.000 W	100.000 W
Corrente nominal de saída CA (I _{CA,n})	76 A	152 A
Conexão com a rede (tensão de tensão)	3-NPE 380/220 V	
Frequência nominal (tensão de frequência)	50 Hz (45 - 65 Hz)	
Fator de potência (cos φ _{ac})	0 - 1 ind. / cap.	

Figura 56: Folha de dados do inversor.

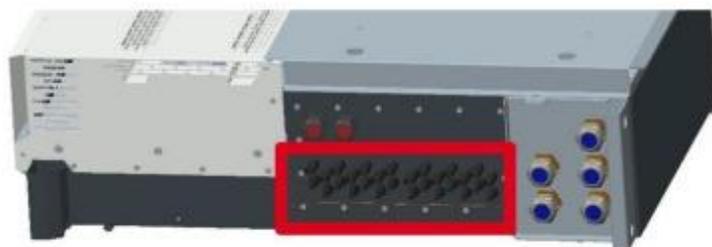
DADOS GERAIS	FRONIUS TAURO ECO 50-3-D	FRONIUS TAURO ECO 100-3-D
Dimensões (altura x largura x profundidade)	755 mm x 1109 mm x 346 mm (sem fixador de parede)	
Peso	74 kg	103 kg
Grau de Proteção	IP65	
Classe de Proteção	1	
Refrigeração	Ventilação ativa e isolamento de parede dupla	
Instalação	Instalação em ambientes internos e externos*	
Faixa de temperatura ambiente	-40 a +65 °C	
Consumo noturno	< 16 W	
Certificados e conformidade com padrões	AS/NZS 4777.2:2020, IEC62109-1/-2, VDE-AR-N 4105:2018, IEC62116, EN50549-1:2019 & EN50549-2:2019, VDE-AR-N 4110:2018, CEI 0-16:2019, CEI 0-21:2019	

1) A instalação sob luz solar direta é permitida.

EFICIÊNCIA	FRONIUS TAURO ECO 50-3-D	FRONIUS TAURO ECO 100-3-D
Eficiência máx.	98,6 %	98,5 %
Eficiência europeia (ηEU)	98,1%	98,2%
Eficiência MPPT	> 99,9 %	

CONEXÃO CA	FRONIUS TAURO ECO 50-3-D	FRONIUS TAURO ECO 100-3-D
Seção transversal	35 a 240 mm ²	70 a 240 mm ²
Material condutor	Alumínio ou Cobre (Al ou Cu)	
Conexão dos terminais	Terminal olhal ou V Clamps	
Cabos unipolares	Prensa-cabos: 5 x M40	

CONEXÃO CC	FRONIUS TAURO ECO 50-3-D	FRONIUS TAURO ECO 100-3-D
Seção transversal	4 a 6 mm ²	
Material condutor	Cobre (Cu)	
Conexão dos terminais	Conexão direta via MC4 (Stäubli Multi Contact MC4)	



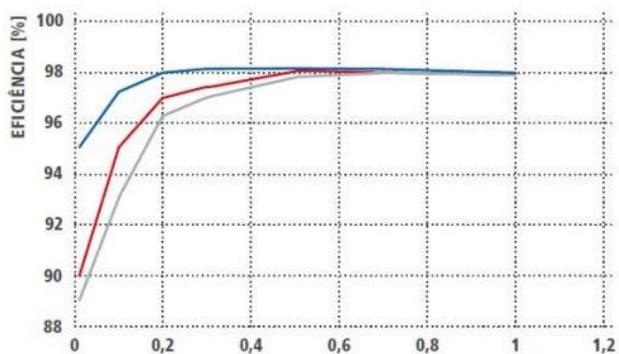
Área de Conexão CC do Inversor Tauro versão D – Entradas diretas de cabos via MC4. Na imagem, Fronius Tauro ECO 50kW.

DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO	FRONIUS TAURO ECO 50-3-D	FRONIUS TAURO ECO 100-3-D
Chave seccionadora CC	Integrado	
Comportamento em sobrecarga	Alteração do ponto de operação, limitação de potência	
Proteção de polaridade inversa	Integrado	
RCMU (Monitoramento de corrente residual)	Integrado	
Medição de isolamento CC	Integrado	
Proteção contra surtos (Lados CC e CA)	Tipo 1+2 para lado CC e CA	
Fusível CC para proteção da string	Integrado, 20 A	

INTERFACES	FRONIUS TAURO ECO 50-3-D	FRONIUS TAURO ECO 100-3-D
Wi-Fi	Fronius Solar.Web, Modbus TCP SunSpec, Fronius API (JSON)	
2x Ethernet LAN RJ45	10/100Mbit; máx. 100m Fronius Solar.Web, Modbus TCP SunSpec, Fronius API (JSON)	
USB	1A @ 5V máx. ¹	
Wired Shutdown (WSD) - Desligamento do sistema	Parada de emergência	
2x RS485	Modbus RTU SunSpec	
6 entradas digitais / 6 I/Os digitais	Interface programável para receptor de controle de ripple, gerenciamento de energia, controle de carga	
Datalogger e Webserver	Integrado	

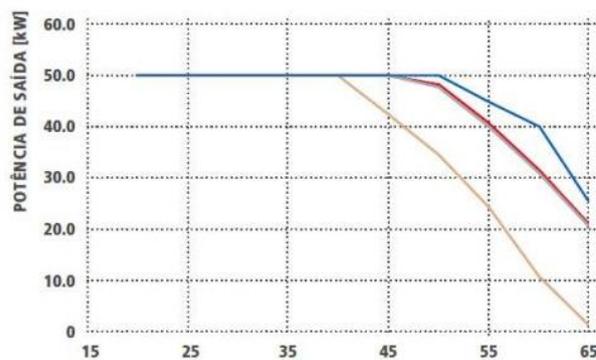
Figura 57: Folha de dados do inversor.

FRONIUS TAURO ECO 50-3-D
CURVA DE EFICIÊNCIA



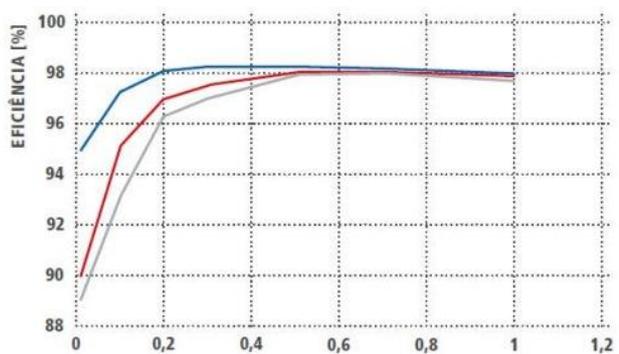
POTÊNCIA DE SAÍDA NORMALIZADA $P_{CA}/P_{CA,NOM}$ ■ 580 V_{DC} ■ 800 V_{DC} ■ 930 V_{DC}

FRONIUS TAURO ECO 50-3-D
DESCCLASSIFICAÇÃO POR TEMPERATURA



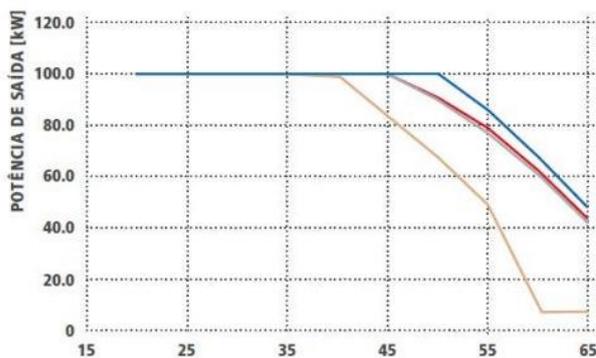
TEMPERATURA AMBIENTE [°C] ■ 580 V_{DC} ■ 800 V_{DC} ■ 850 V_{DC} ■ 930 V_{DC}

FRONIUS TAURO ECO 100-3-D
CURVA DE EFICIÊNCIA



POTÊNCIA DE SAÍDA NORMALIZADA $P_{CA}/P_{CA,NOM}$ ■ 580 V_{DC} ■ 800 V_{DC} ■ 930 V_{DC}

FRONIUS TAURO ECO 100-3-D
DESCCLASSIFICAÇÃO POR TEMPERATURA



TEMPERATURA AMBIENTE [°C] ■ 580 V_{DC} ■ 800 V_{DC} ■ 850 V_{DC} ■ 930 V_{DC}

Figura 58: Folha de dados inversor – Curvas de eficiência.

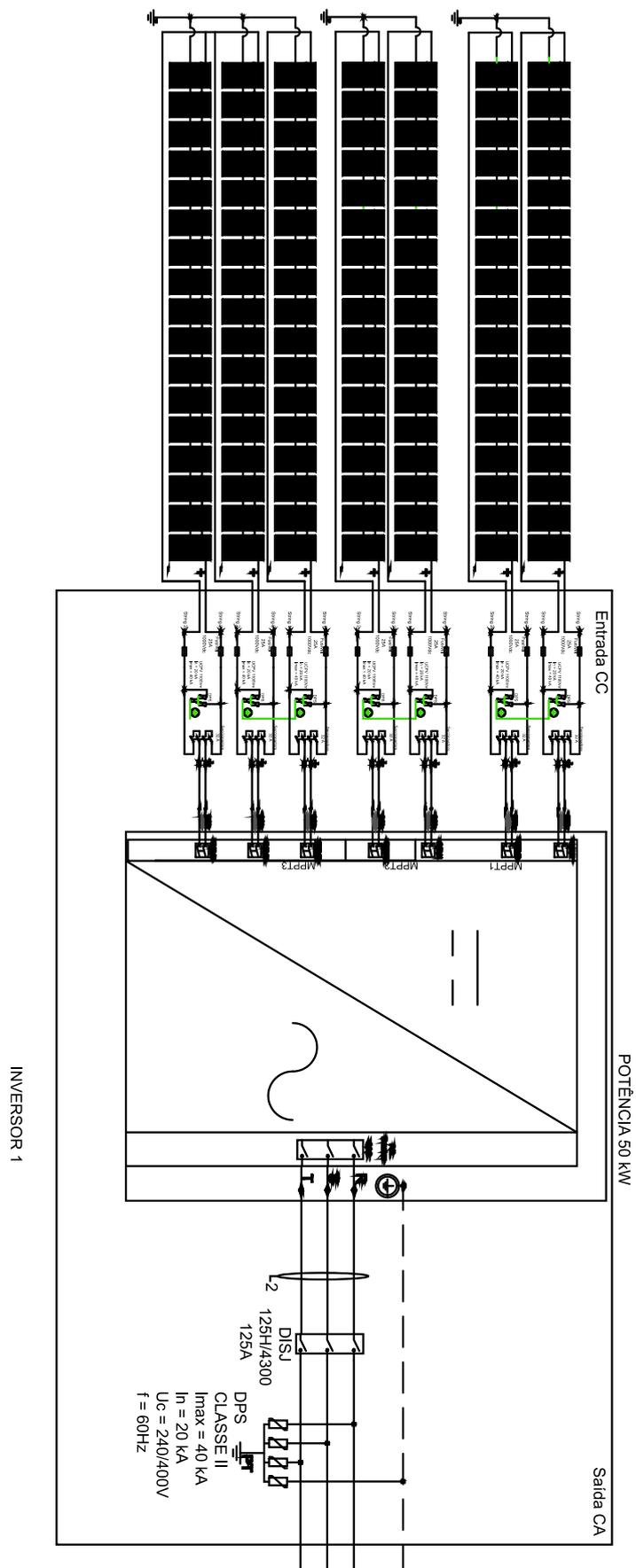


Figura 59: Configuração das séries e arranjo FV conectados ao inversor FV.

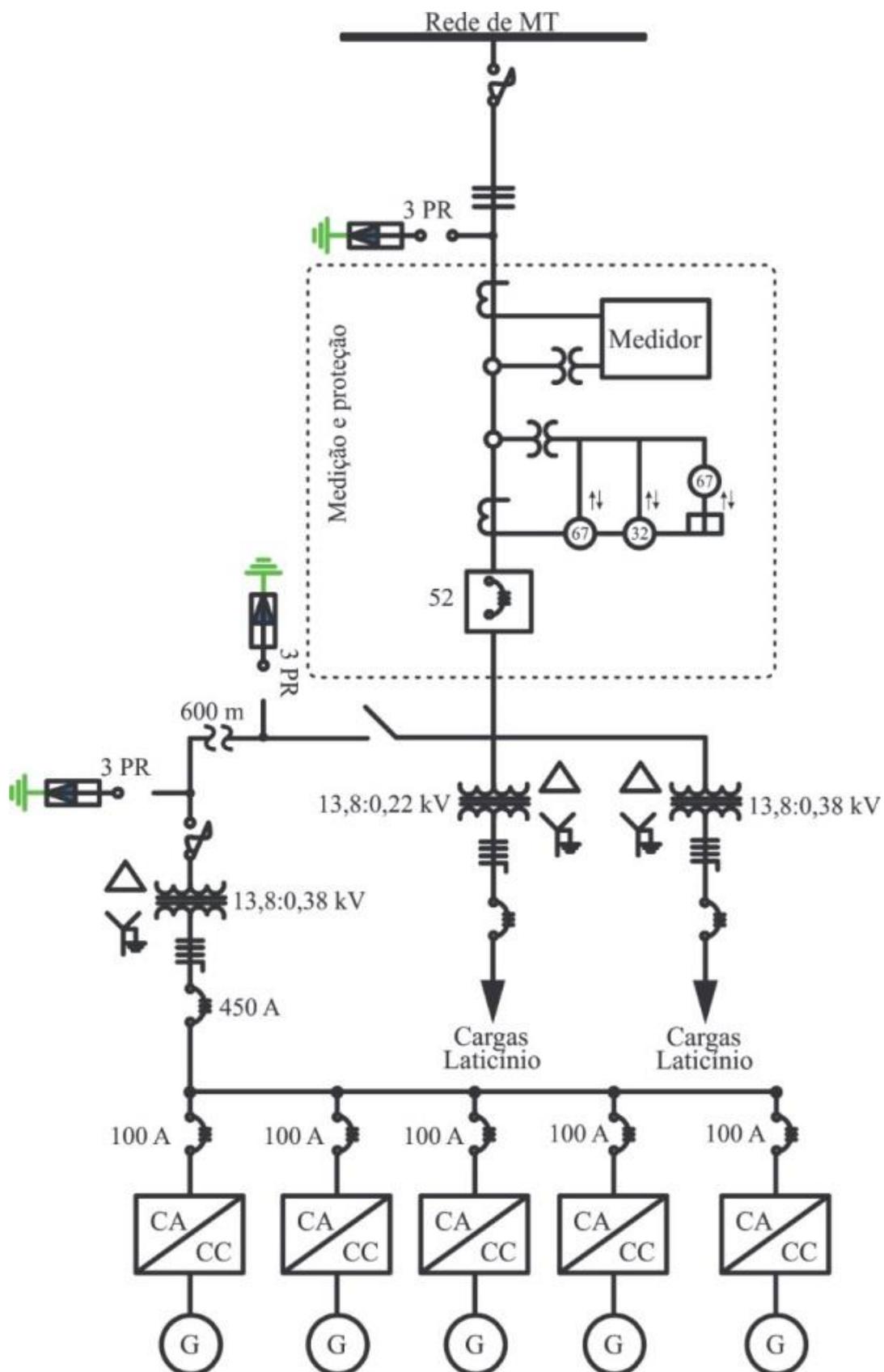


Figura 60: Topologia de subestação abrigada com potência instalada até 300 kVA.

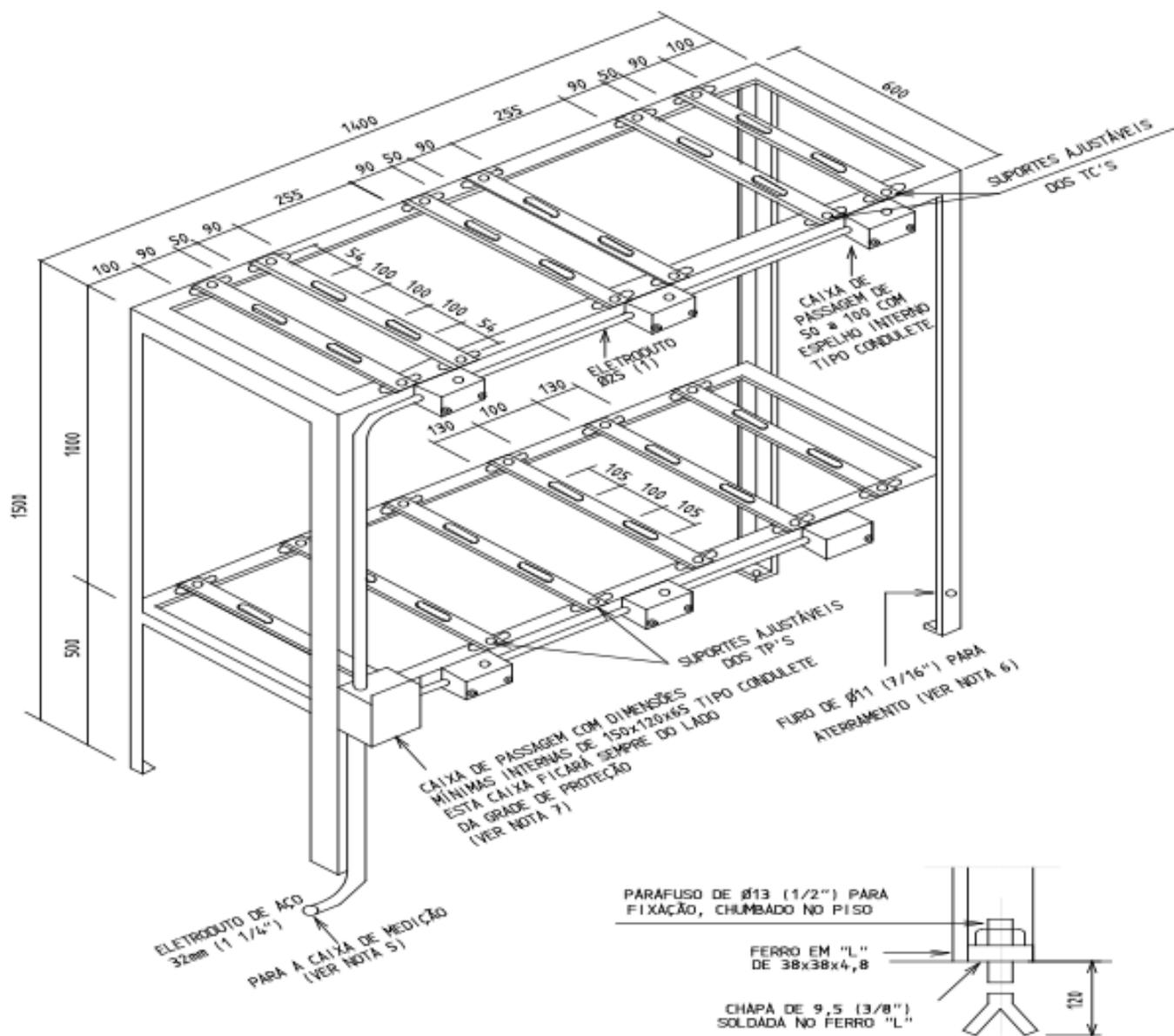


Figura 61: Cavalete para instalação dos TC's e TP's.

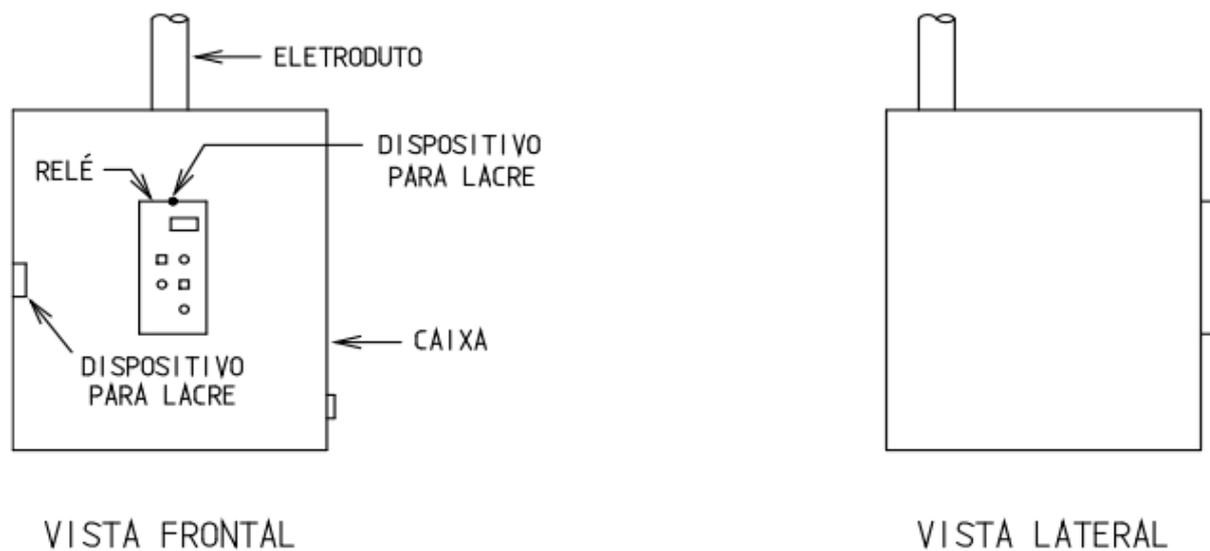


Figura 62: Detalhe da instalação do relé de proteção.



Figura 63: Relé de proteção atual.

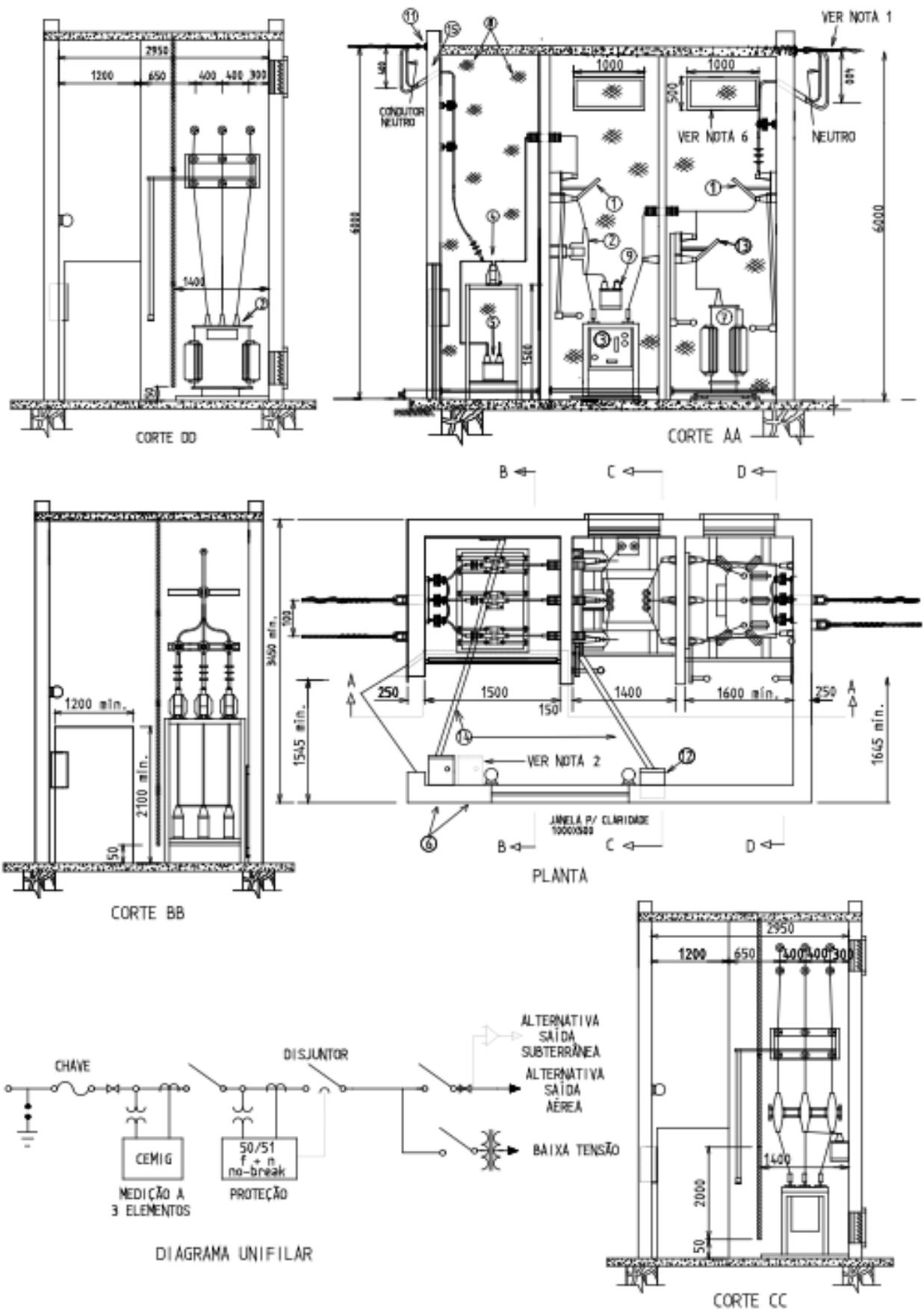
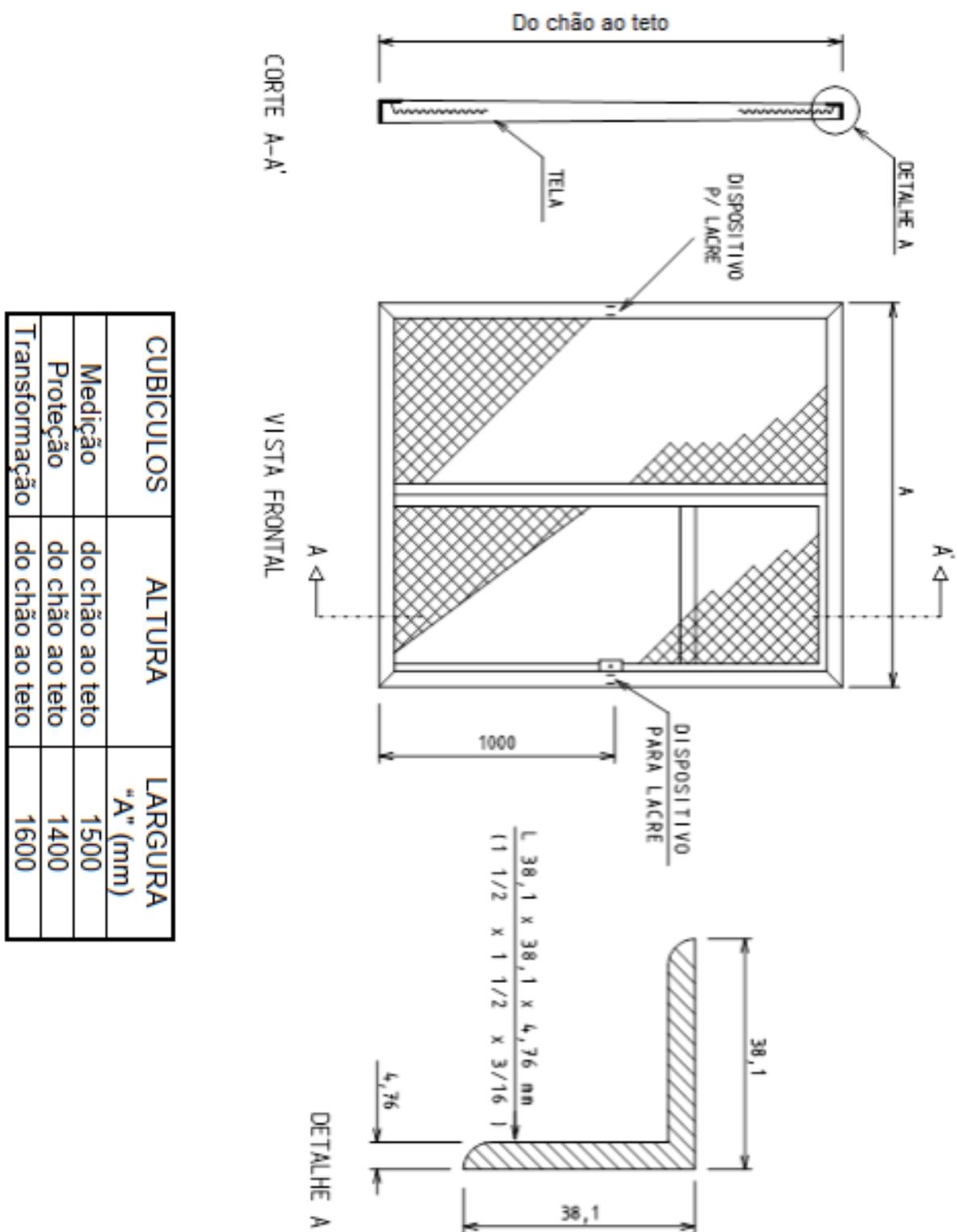


Figura 64: Detalhes da topologia da subestação adotados neste projeto.



CUBICULOS	ALTURA	LARGURA "A" (mm)
Medição	do chão ao teto	1500
Proteção	do chão ao teto	1400
Transformação	do chão ao teto	1600

Figura 65: Dimensões da grade proteção.



Figura 66: Vista frontal do disjuntor PVO.



Figura 67: Detalhe do disjuntor PVO.

Cabos EP-DRY 105 MT - 15/25 kV

Contact

Departamento de Comunicação
nexans.brazil@nexans.com

Condutor de cobre isolado em EPR 105, com cobertura de PVC (ST2) - 105°C 15/25 kV; classe 2 de encordoamento. Seções: 1x35mm² a 1x500mm² e 3x35mm² a 3x240mm².

DESCRIPTION

APLICAÇÃO

Os cabos EP-DRY 105 MT são utilizados em circuitos isolados de alimentação e distribuição de energia em subestações, instalações industriais e comerciais, podendo ser instalados ao ar livre, em eletrodutos, canaletas, diretamente enterrados no solo, banco de dutos ou bandejas. Enquanto os cabos convencionais isolados em EPR, HEPR ou XLPE possuem uma temperatura máxima do condutor de 90 °C, os cabos EP-DRY 105 podem trabalhar com uma temperatura do condutor em regime contínuo de até 105 °C, resultando em uma maior capacidade de condução de corrente. Além disso, possuem espessura coordenada de isolamento, conforme NBR 6251, apresentando dimensões externas reduzidas em relação aos cabos convencionais isolados em EPR, HEPR ou XLPE.

CARACTERÍSTICAS CONSTRUTIVAS

1. **Condutor de cobre:** Classe 2.
2. **Blindagem do condutor:** Composto termofixo semiconductor.
3. **Isolação:** Composto termofixo de borracha etileno propileno (EPR 105) para temperatura de operação no condutor de 105 °C, atendendo aos requisitos físicos prescritos pela NBR 6251.
4. **Blindagem da isolação:** Blindagem não metálica à base de composto termofixo semiconductor e blindagem metálica em fios de cobre nu, têmpera mole, aplicados helicoidalmente, com seção nominal de 6 mm².
5. **Blindagem metálica:** constituída por fios de cobre, aplicados helicoidalmente sobre a blindagem da isolação, com seção mínima de 6 mm² conforme NBR 6251.
6. **Cobertura:** Composto termoplástico de Policloreto de Vinila (PVC) na cor preta, atendendo aos requisitos físicos prescritos pela NBR 6251, tipo ST2.

Notas

- **Identificação dos condutores:** nos cabos triplexados a identificação das fases pode ser por meio de fitilho branco, preto e vermelho, aplicado sobre as veias ou marcando Fase A, Fase B e Fase C sobre a cobertura.
- **Seção da blindagem metálica:** para cabos com seção de blindagem superior a 6 mm² devido a condições particulares de curto circuito Fase x Terra ou no caso de fios de cobre estanhado, deve ser solicitado projeto específico do cabo.
- **Instalação em eletrodutos:** recomenda-se um prévio estudo da taxa de ocupação e do material do duto, incluindo efeitos de indução quando for metálico.



Livre de halogênio



Resistência mecânica a impactos
 Bom



Raio mín. de curvatura
 12 (xD)



Resistência química
 Bom



Resistência à chama
 IEC 60332-1



Ambient installation
 T°C range
 -5 - 60 °C



Resistência à intermitentes
 Bom



Max. conductor temp. in service
 105 °C

All drawings, designs, specifications, plans and particulars of weights, size and dimensions contained in the technical or commercial documentation of Nexans are indicative only and shall not be binding on Nexans or be treated as constituting a representation on the part of Nexans.

Generated 24/11/21 www.nexans.com.br Page 1 / 5

Nexans

Figura 68: Cabo de MT.

Cabos EP-DRY 105 MT - 15/25 kV

Contact
Departamento de Comunicação
nexans.brazil@nexans.com

CHARACTERISTICS

Características construtivas	
Cor	Preto
Formato do condutor	-
Isolação	-
Livre de halogênio	-
Material da capa externa	-
Material do condutor	Cobre
Tipo de condutor	-
Características dimensionais	
Diâmetro externo nominal	- mm
Número de fios circulares	-
Seção dos condutores de terra	- mm ²
Características mecânicas	
Resistência mecânica a impactos	Bom
Características de utilização	
Raio min. de curvatura	12 (xD)
Resistência química	Bom
Resistência à chama	IEC 60332-1
Temperatura ambiente (mín .. máx)	-5 - 60 °C
Resistência à intempéries	Bom
Temperatura máxima do condutor em serviço contínuo	105 °C
Temperatura máxima em regime de sobrecarga	140 °C
Temperatura máxima do condutor em curto-circuito	250 °C
Acondicionamento	Bobina
Retardante de chama	-



Livre de halogênio
-



Resistência
mecânica a
impactos
Bom



Raio min. de
curvatura
12 (xD)



Resistência química
Bom



Resistência à
chama
IEC 60332-1



Ambient installation
T°C range
-5 - 60 °C



Resistência à
intempéries
Bom



Max. conductor
temp. in service
105 °C

All drawings, designs, specifications, plans and particulars of weights, size and dimensions contained in the technical or commercial documentation of Nexans is indicative only and shall not be binding on Nexans or be treated as constituting a representation on the part of Nexans.
Generated 24/11/21 www.nexans.com.br Page 2 / 5

Figura 69: Cabo de MT.

Composição básica do kit.

LISTA DE MATERIAIS

ITEM	UNIDADE	QUANTIDADE
1 - 6016007006 - MODULO 545WP - MONO - HC; (LR5-72HPH-545M) LONGI	PC	600
2 - 6000012609 - PHB125K-HT, INVERSOR FV TRI 380V/12MPPT/DPS II	PC	2
3 - 6006023601 - QDCA/106,CJ.QUADRO DE PROT.CA-SOLAR(250A DJ. AC)TRIFÁSICO 380V	PC	2
4 - 2021039407 - TAMPA DE PROTEÇÃO PERFIL VIGA	PC	80
5 - 2021039902 - TAMPA DE PROTEÇÃO PERFIL TRAVESSA	PC	200
6 - 2034001103 - GRAMPO TERMINADOR 35MM EM ALUMÍNIO	PC	80
7 - 2034002003 - GRAMPO DE ATERRAMENTO	PC	40
8 - 2034002102 - ABRAÇADEIRAS DE AÇO PARA CABOS	PC	600
9 - 2034002508 - CLIP DE AÇO P/ ATERRAMENTO ESTRUTURA - MÓDULOS	PC	1160
10 - 2034005307 - GRAMPO INTERMEDIÁRIO 35MM EM ALUMÍNIO	PC	1160
11 - 2034014202 - SUPORTE DE ALUMINIO TIPO H 100MM	PC	200
12 - 2034014301 - KIT SUPORTE DE ALUMINIO TIPO AG4	PC	100
13 - 2034016200 - GRAMPO DE ALUMINIO P/ TRILHO TIPO K5	PC	800
14 - 2034014608 - BASE FRONTAL DE ALUMINIO 120MM	PC	100
15 - 2034014707 - BASE TRASEIRA DE ALUMINIO 160MM	PC	100
16 - 2034020605 - PERFIL DE ALUMINIO SOLO-VIGA ANODIZADO P/ MODULOS FV (3,70)	PC	280
17 - 2034030004 - PERFIL DE ALUMINIO SOLO-VIGA ANODIZADO P/ MODULOS FV (4,40)	PC	80
18 - 2034031409 - EMENDA DE PERFIL DE ALUMINIO SOLO-VIGA ANODIZADO P/ MODULOS FV (0,4M)	PC	320
19 - 2034067600 - PERFIL DE ALUMINIO SOLO-TRAVESSA ANODIZADO P/ MODULOS FV (3,80M)	PC	100

Figura 70: Orçamento componentes da usina solar – PHB Solar.

20 - 2405000173 - PARAFUSO AUTOBROCANTE 1/4	PC	1920
21 - 2450003305 - CHUMBADOR M10X100MM DE ACO INOX TIPO AF COM PRISIONEIRO	PC	800
22 - 5207000202 - PASTA ANTIGRIANTE C/ ALTO TEOR DE GRAFITE 30G	PC	13
23 - 6407031906 - CAVALETE P/ ESTRUTURA SOLO 20°	CJ	100
24 - 0835000107 - CABO SOLAR PRETO COM PROTEÇÃO UV 4,0MM2	M	1200
25 - 0835000305 - CABO SOLAR VERMELHO COM PROTEÇÃO UV 4,0MM2	M	1200
26 - 0835000503 - CABO SOLAR VD/AM COM PROTEÇÃO UV 6,00MM2	M	120
27 - 1011050909 - CONECTOR MC4 MACHO+FEMEA P/ MODULO LONGI	PC	60

Figura 71: Orçamento componentes da usina solar – PHB Solar.

Data: 21/02/2022
 Validade: 28/02/2022
 Integrador: Heverton Augusto Pereira
 Cliente: Heverton Augusto Pereira
 Proposta: 220221801224

PHB SOLAR

Orçamento de Sistema Fotovoltaico

Pagamento.

PAGAMENTO À VISTA

Valor do kit	R\$ 984.109,82
Frete	R\$ 0,00
Total	R\$ 984.109,82
Dados bancários	
Banco	Bradesco (237)
Agência	1998-4
C/C	606-8
PHB ELETRÔNICA LTDA	
Rua São Bernardino, 12 - Pq. Anhanguera	
São Paulo - SP - Brasil - CEP 05120-050	
Tel: (11) 3835-8300	
CNPJ: 53.977.021/0001-28	
CNPJ Filial 03 - Barueri: 53.977.021/0005-51	
Inscr. Est: 111.173.296.110	

PHB Eletrônica Ltda Rua São Bernardino 12
 São Paulo - SP - 05120-050 Fone: (11) 3835-8300

6



Figura 72: Formas de pagamento – orçamento.



Figura 73: Transformador a seco, base fusível e seccionadora.



Figura 74: Transformador a seco.

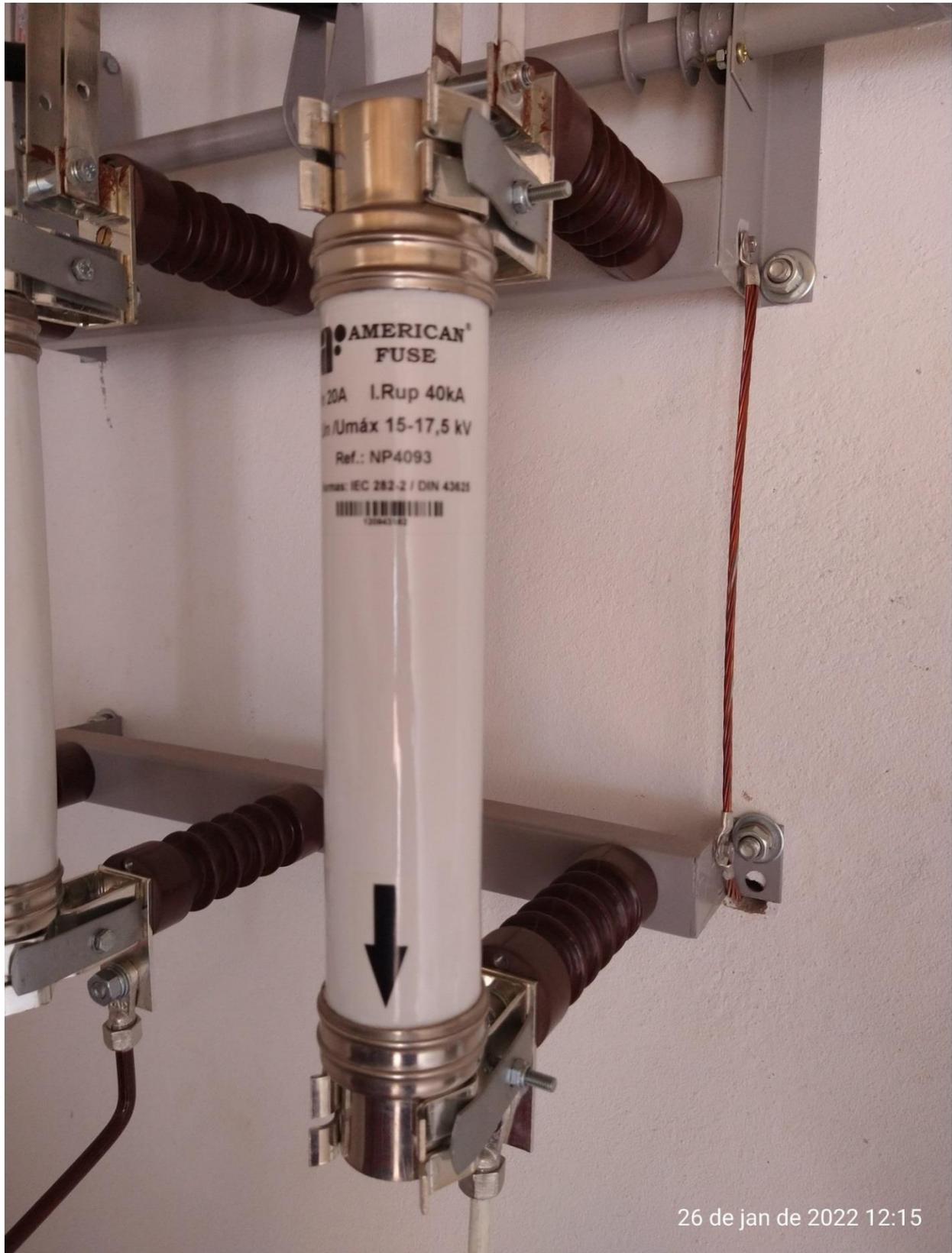


Figura 75: Chave seccionadora a base fusível.



Coordenadoria de
Educação Aberta e a Distância