

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



**VIABILIDADE E DIMENSIONAMENTO DE UM MINI
GERADOR FOTOVOLTAICO COM POTÊNCIA DE 504,9
kWP.**

ELT 554 - TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

BRUNO FILETI BUSATTO

ORIENTADOR: Prof. Me. JOÃO MARCUS SOARES CALLEGARI

COORDENADOR: Prof. Dr. HEVERTON AUGUSTO PEREIRA

Vicosa, 25 de fevereiro de 2022

Bruno Fileti Busatto

VIABILIDADE E DIMENSIONAMENTO DE UM MINI GERADOR FOTOVOLTAICO COM POTÊNCIA DE 504,9 KWP.

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

Coorientador: Prof. Dr. Heverton Augusto Pereira

Viçosa, 25 de fevereiro de 2022

ATA DE APROVAÇÃO

Bruno Fileti Busatto

Viabilidade e Dimensionamento de um Mini Gerador Fotovoltaico com Potência de 504,9 kWp

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 25 de fevereiro de 2022

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

Coorientador: Prof. Dr. Heverton Augusto Pereira - UFV

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

Membro Titular: Me. Adriano da Silva Antônio

DEDICATÓRIA

Dedico esse trabalho aos professores do curso de engenharia elétrica da Universidade Federal de viçosa (UFV), que buscam sempre o melhor para os seus alunos e se dedicam ao máximo em seus ensinamentos.

Dedico sempre, e nunca em excesso, aos meus pais, Geraldo Busatto, Helen Fileti Busatto e a minha esposa Gabriele P. Caliman, pelo apoio incondicional durante toda essa caminhada até aqui.

AGRADECIMENTOS

*A Deus por tudo que fez e continua fazendo em minha vida.
Agradeço a todos que contribuíram na minha caminhada até a
conclusão desta pós-graduação, amigos, familiares e a todos os
professores e orientadores deste curso.*

RESUMO

Atualmente, os sistemas fotovoltaicos estão cada vez mais sendo instalados como forma de redução de custos em energia elétrica, em residências, comércios ou indústrias de pequeno, médio e grande porte.

Este trabalho tem como objetivos: (i) demonstrar todas as etapas necessárias para o dimensionamento de um minigerador fotovoltaico com potência de 504,9 kWp para atender a uma empresa capixaba de médio porte, consumidora de média tensão trifásica 11,4 kV @ 60 Hz, do Grupo A4 Tarifa Verde; (ii) apresentar todos os requisitos para que este sistema possa ser conectado à rede da concessionária; e (iii) verificar a viabilidade econômica deste investimento.

O empreendimento é enquadrado no âmbito da minigeração distribuída. A demanda contratada é de 400 kW, enquanto o sistema solar fotovoltaico de 400 kW conta com 1.530 módulos de 330 Wp e 08 inversores de 50 kW. A instalação dos módulos é feita em telhado industrial, ocupando uma área aproximada de 3.100 m² e orientados com azimute de 0°, -90°, 90° e 180°. O projeto apresentou viabilidade, com uma taxa interna de retorno de 24,41 % a.a., playback simples de 3,92 anos e playback descontado de 4,42 anos, justificando o elevado investimento inicial com um rápido retorno.

Palavras-chave: Gerador Fotovoltaico, Minigerador Fotovoltaico, Sistema Fotovoltaico, Usina Fotovoltaica,

Lista de Figuras

Figura 1: Localização do mini gerador fotovoltaico.....	16
Figura 2: Localização da cabine primária e subestações de alimentação.....	17
Figura 3: Caminho percorrido pelo sol no endereço da indústria Magnatech.....	18
Figura 4: Orientações das faces do telhado e identificação de pontos de sombreamento.....	19
Figura 5: Perdas geradas por sombreamento no intervalo de tempo de 6:00 às 9:00 horas.....	20
Figura 6: Perdas por orientação: (a) Leste. (b) Oeste. (c) Norte. (d) Sul.....	21
Figura 7: Arranjos FV para os inversores GW50KLV-MT.....	27
Figura 8: Arranjos FV para os inversores GW50K-MT.....	28
Figura 9: Componentes de proteção conforme fabricante Goodwe.....	33
Figura 10: Layout da estrutura de fixação.....	39
Figura 11: Componentes do sistema de fixação.....	40
Figura 12: Topologia de subestação abrigada com potência instalada acima de 300 kVA, 1 a 15 kV.....	42
Figura 13: Grades anteparos do cubículo de Medição e disjuntor 15 kV.....	43
Figura 14: Prateleira/cavalete suporte para TC's e TP's de Medição 15 kV.....	43
Figura 15: Vista lateral e frontal do cubículo de proteção.....	44
Figura 16: Cubículo SE de transformação - Alvenaria - Entrada Subterrânea - Medição MT.....	44
Figura 17: Malha de aterramento tipo quadrado cheio.....	47
Figura 18: Disjuntor MT existente na subestação.....	48
Figura 19: Características elétricas do relé de proteção "Schneider P5F30".....	49
Figura 20: Características elétricas do relé de proteção Schneider.....	49
Figura 22: Correntes de curto-circuito fornecidos pela EDP.....	51
Figura 23: Circuito equivalente da bobina do TC.....	52
Figura 24: Impedância do cabo de 1,5 mm ²	53
Figura 25: Impedância e correntes de curto-circuito fase-fase, fase-terra e trifásica na barra da SE da concessionária EDP.....	59
Figura 26: Resumo das contribuições da concessionária e da usina solar fotovoltaica (UFV) para as correntes de curto-circuito nas diversas barras.....	61
Figura 27: Ajustes de religadores para coordenação, fornecidas pela concessionária.....	70
Figura 28: Coordenograma das proteções: 67(1), 67(2).....	72
Figura 29: Coordenograma das proteções: 67N(1), 67N(2).....	73
Figura 30: Diagrama unifilar da cabine primária.....	78
Figura 31: Diagrama unifilar inversores GW50K-MT.....	79
Figura 32: Diagrama unifilar inversores GW50KLV-MT.....	80

Lista de Tabelas

Tabela 1: Discriminação do consumo de energia e características da UC.....	15
Tabela 2: Informações da unidade consumidora.	16
Tabela 3: Perdas totais média da produção de energia.....	22
Tabela 4: Geração necessária e número de módulos fotovoltaicos necessários.....	23
Tabela 5: Características do módulo fotovoltaico utilizados na instalação.	24
Tabela 6: Características do inversor modelo GW50KLV-MT	25
Tabela 7: Características do inversor modelo GW50K-MT.....	26
Tabela 8: Resumo do dimensionamento para o inversor GW50KLV-MT.....	31
Tabela 9: Resumo do dimensionamento para o inversor GW50K-MT com 158 módulos conectados.....	31
Tabela 10: Resumo do dimensionamento para o inversor GW50K-MT com 159 módulos conectados.....	32
Tabela 11: Premissas para dimensionamento de cabos CC.....	34
Tabela 12: Dados de entrada para dimensionamento dos cabos das séries fotovoltaicas.	35
Tabela 13: Resultado do dimensionamento dos cabos CC.	35
Tabela 14: Premissas para dimensionamento de cabos c.a.	36
Tabela 15: Dimensionamento dos cabos CA entre o inversor e caixa CA.	36
Tabela 16: Dimensionamento dos cabos CA entre caixa CA e QGBT da indústria.....	37
Tabela 17: Dimensionamento dos cabos CA entre o inversor e caixa CA.	37
Tabela 18: Dimensionamento dos cabos CA entre caixa CA e QGBT da indústria.....	38
Tabela 19: Lista de componentes utilizados para a estrutura da UFV.....	40
Tabela 20: Dimensionamento dos condutores de aterramento do lado CC e CA da UFV.	41
Tabela 21: Lista de materiais - Entrada Subterrânea - Medição MT/BT - Único transformador com potência até 300 kVA - 15 kV.	45
Tabela 22: Parâmetros elétricos do disjuntor MT.....	48
Tabela 23: Características das cargas com fator de potência 0,9 para corrente secundária 5A.....	54
Tabela 24: Resumo do dimensionamento do TC.	54
Tabela 25: Resumo do dimensionamento do TP.	55
Tabela 26: Cargas da proteção do relé.	55
Tabela 27: Cargas auxiliares da subestação.....	56
Tabela 28: Resumo do dimensionamento dos TP's auxiliares.....	57
Tabela 29: Dimensionamento de TCs de medição em 13,8 kV.	57
Tabela 30: Dimensionamento de TP de medição em 13,8 kV.....	58
Tabela 31: Valores base utilizados nos estudos de proteção.	58
Tabela 32: Dados de impedância de sequência dos cabos de cobre utilizados na rede interna do acessante. *Valores obtidos para uma temperatura de 90 °C.	60
Tabela 33: Características elétricas do transformador TR1.	60
Tabela 34: Características elétricas do transformador TR2.	60
Tabela 35: impedância, reatância e distância entre as barras.	62
Tabela 36: Curto-circuito trifásico nas barras acessante/concessionária.....	63
Tabela 37: Curto-circuito bifásico nas barras acessante/concessionária.....	64

Tabela 38: Curto-circuito monofásico nas barras acessante/concessionária.....	64
Tabela 39: Impedância, reatância e distância entre as barras.....	65
Tabela 40: Curto-circuito trifásico nas barras acessante/concessionária.....	66
Tabela 41: Curto-circuito bifásico nas barras acessante/concessionária.....	68
Tabela 42: Curto-circuito monofásico nas barras acessante/concessionária.....	68
Tabela 43: Resumo dos ajustes de religadores para coordenação, fornecidas pela concessionária.....	70
Tabela 44: Dados dos transformadores de potência.....	70
Tabela 45: Corrente de magnetização dos transformadores.....	71
Tabela 46: Definição das proteções e suas respectivas parametrizações.....	71
Tabela 47: Despesas com manutenção e limpeza (ano).....	74
Tabela 48: Fluxo de caixa.....	75
Tabela 49: Viabilidade econômica.....	77

Lista de Abreviação

TMA	Taxa Mínima de Atratividade
VPL	Valor Presente Líquido
TP	Transformador de potencial
TC	Transformador de corrente
MT	Média tensão
QGBT	Quadro geral de baixa tensão
TIR	Taxa Interna de Retorno
TE P	Tarifa de energia na ponta (18 as 21 hrs)
TE FP	Tarifa de energia fora ponta
HP	Horário de ponta
HFP	Horário fora ponta
GD	Geração Distribuída
UFV	Usina fotovoltaica
TIR	Taxa interna de investimento

Lista de Símbolos

FC_0	Fluxo de caixa do período zero
FC_n	Fluxo de caixa no período n
β	Ângulo de inclinação dos módulos fotovoltaicos
W_{modulo}	Produção de energia do módulo
γ_c	Ângulo azimute dos módulos fotovoltaicos
P_{mp}	Potência máxima*
V_{mp}	Tensão de máxima potência*
I_{mp}	Corrente de máxima potência*
V_{oc}	Tensão de circuito aberto*
I_{sc}	Corrente de curto-circuito
k_{pmax}	Coeficientes de temperatura
k_{voc}	Coeficientes de temperatura
k_{isc}	Coeficientes de temperatura
N_{cel}	Número de células FV
T_{noct}	Temperatura operação nominal
η_{fv}	Eficiência do módulo
m_{fv}	Massa do módulo
A_m	Área do módulo
D_{fv}	Dimensões do módulo
ΔV_{mppt}	Faixa de operação do MPPT
$V_{cc,min}$	Tensão CC de partida
$I_{serie,max}$	Corrente CC máxima por série FV

$I_{\text{arranjo,max}}$	Corrente CC máxima por arranjo FV
P_{ca}	Potência CA nominal
I_{ca}	Máxima corrente CA (RMS)
V_{ca}	Tensão nominal de saída CA (RMS)
FP_{inv}	Fator de potência
$N_{\text{inv,serie}}$	Número de séries FV por inversor
N_{sfv}	Número de módulos FV por série fotovoltaica
$P_{\text{série}}$	Potência nominal da série fotovoltaica*
$N_{\text{fv,inv}}$	Número de módulos fotovoltaicos por inversor
P_{fv}	Potência nominal CC por inversor*
FSI	Fator de sobre dimensionamento do inversor
N_{inv}	Número de inversores fotovoltaicos
N_{t}	Número de módulos fotovoltaicos
$P_{\text{cc,usina}}$	Potência nominal CC da usina FV*
$P_{\text{ca,usina}}$	Potência nominal CA da usina FV
η	Eficiência
Δv	Faixa de operação
ΔT_{inv}	Faixa de temperatura de operação

Sumário

1-	Análise do Local da Instalação.....	15
1.1	ANÁLISE DO CONSUMO DE ENERGIA E CARACTERÍSTICAS DA UNIDADE CONSUMIDORA	15
1.2	LOCALIZAÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO E SUBESTAÇÕES DE ENERGIA.....	16
1.3	ANÁLISE DO EFEITO DE SOMBREAMENTO E PERDAS	17
1.4	RESUMO DAS PERDAS POR GEOGRAFIA E INCLINAÇÃO	22
2-	Dimensionamento da Cabine Primária e Sistema Fotovoltaico	23
2.1	DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	23
2.1.1	<i>DIMENSIONAMENTO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS</i>	<i>24</i>
2.1.2	<i>DIMENSIONAMENTO DOS INVERSORES.....</i>	<i>24</i>
2.1.3	<i>DIMENSIONAMENTO DA PROTEÇÃO C.C. E C.A.</i>	<i>32</i>
2.1.4	<i>DIMENSIONAMENTO DOS CABOS C.C.</i>	<i>34</i>
2.1.5	<i>DIMENSIONAMENTO DOS CABOS C.A.</i>	<i>36</i>
2.1.6	<i>ESTRUTURAS DE FIXAÇÃO</i>	<i>39</i>
2.1.7	<i>ATERRAMENTO DA UFV</i>	<i>40</i>
2.2	DIMENSIONAMENTO DA CABINE PRIMÁRIA	41
2.2.1	TOPOLOGIA ADOTADA	41
2.2.2	CARACTERÍSTICAS CONSTRUTIVAS E ELÉTRICAS DA SUBESTAÇÃO.....	42
2.2.3	ATERRAMENTO DA SUBESTAÇÃO.....	46
2.2.4	COMPONENTES DO SISTEMA DE PROTEÇÃO: DISJUNTOR, RELÉ DE PROTEÇÃO, TRANSFORMADORES DE CORRENTE E POTENCIAL.....	48
2.2.4.1	DISJUNTOR.....	48
2.2.4.2	RELÉ DE PROTEÇÃO	49
2.2.4.3	TRANSFORMADOR DE CORRENTE	50
2.2.4.4	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL PARA PROTEÇÃO	55
2.2.4.5	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL PARA ALIMENTAÇÃO DA PROTEÇÃO.....	55
2.2.4.5	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL PARA ALIMENTAÇÃO AUXILIAR	56
2.2.5	COMPONENTES DO SISTEMA DE MEDIÇÃO	57
2.2.5.1	TRANSFORMADOR DE CORRENTE DE MEDIÇÃO	57
2.2.5.2	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL PARA MEDIÇÃO	58
2.3	ESTUDOS DE PROTEÇÃO	58
2.3.1	CÁLCULO DAS CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO	58
2.3.2	PARAMETRIZAÇÃO DAS FUNÇÕES DE PROTEÇÃO.....	68
2.3.3	ESTUDO DE SELETIVIDADE E COORDENAÇÃO	72
3-	Análise de Viabilidade Econômica.....	74
3.1	PERCENTUAL DE REDUÇÃO DO CONSUMO	74

3.2	ANÁLISE DE DESPESAS: MANUTENÇÃO PREVENTIVA E LIMPEZA.....	74
3.3	FLUXO DE CAIXA.....	75
3.4	VIABILIDADE ECONÔMICA.....	77
4-	Projeto Elétrico.....	78
4.1	PROJETO ELÉTRICO: DIAGRAMA UNIFILAR.....	78
4.2	MEMORIAL DESCRITIVO.....	80
5-	Conclusão.....	82
6-	Referências Bibliográficas.....	83
7-	Anexos.....	84

1- Análise do Local da Instalação

Este capítulo tem o objetivo de demonstrar a viabilidade da implantação de uma usina solar fotovoltaica no âmbito da minigeração distribuída na indústria de embalagens MAGNATECH, localizada na Serra - ES.

1.1 ANÁLISE DO CONSUMO DE ENERGIA E CARACTERÍSTICAS DA UNIDADE CONSUMIDORA

A indústria MAGNATECH possui diversos equipamentos e máquinas para confecção de embalagens. A Tabela 1 mostra o consumo de energia e os dados de contrato com a concessionária EDP-ES referente a ano de 2020, ano em que este estudo de implantação e viabilidade foi realizado.

Tabela 1: Discriminação do consumo de energia e características da UC.

CARACTERÍSTICAS DA UNIDADE CONSUMIDORA			CONSUMO DE ENERGIA				
Concessionária	EDP-ES	Unidade	Mês	Energia (kWh)		Demanda (kW)	
Cliente	A4			HP	HFP	HP	HFP
Tarifa	VERDE		1	8.809	78.437		196
Tarifa P	1,40	R\$/kWh	2	7.109	65.081		228
Tarifa FP	0,32	R\$/kWh	3	8.323	78.936		216
			4	7.818	69.735		215
Demanda P	0,00	R\$/kW	5	8.463	75.576		260
Demanda FP	25,09	R\$/kW	6	8.508	83.688		248
			7	3.290	41.657		236
TE P (aneel edp-es, 2020)	406,95	R\$/MWh	8	6.791	72.424		272
TE FP (aneel edp-es, 2020)	249,83	R\$/MWh	9	7.137	69.597		261
			10	2.038	31.824		244
Relação P/FP	1,63		11	2.645	40.614		301
			12	2.798	45.980		273
			13	4.786	53.324		308
			Média	6.040	62.067		251
				Demanda Contratada			313

1.2 LOCALIZAÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO E SUBESTAÇÕES DE ENERGIA

A indústria é composta por 3 galpões industriais com telhas de zinco e possui uma área de aproximadamente 3.100 m². A localização é dada de acordo com as informações contidas na Tabela 2. As Figuras 1 e 2 demonstram o local em que o sistema fotovoltaico foi instalado e as localizações das subestações de energia respectivamente.

Tabela 2: Informações da unidade consumidora.

UNIDADE GERADORA	
Nome:	MAGNATECH IND. COM.DE EMBALAGENS LTDA
Endereço:	AV. TALMA RIDRIGUES RIBEIRO, 2423, PORTAL DE JACARAÍPE, 29173-795
Código/Cliente:	160317287
Município:	SERRA-ES
Localização	AV. TALMA RIDRIGUES RIBEIRO, 2423, PORTAL DE JACARAÍPE, 29173-795
Latitude:	20°10'10.2"S
Longitude:	40° 12'27.2"O



Figura 1: Localização do mini gerador fotovoltaico.



Figura 2: Localização da cabine primária e subestações de alimentação.

1.3 ANÁLISE DO EFEITO DE SOMBREAMENTO E PERDAS

Para a Análise de sombreamento foi utilizado o software "PVSYST" em conjunto com o APP "Sun Surveyor". Através do uso deste último, podemos ver as orientações geográficas nos quais os telhados da indústria estão situados. Além disso, pode-se determinar o caminho no qual o sol percorre nas estações do ano, a saber: verão, outono, primavera e inverno. Assim é possível identificar se no caminho do sol há obstrução ou não por algum objeto (árvores, prédios, caixa d'água, etc.)

A Figura 3 ilustra o mapa de geolocalização da indústria e os caminhos percorridos pelo sol traçados pelo APP "Sun Surveyor".

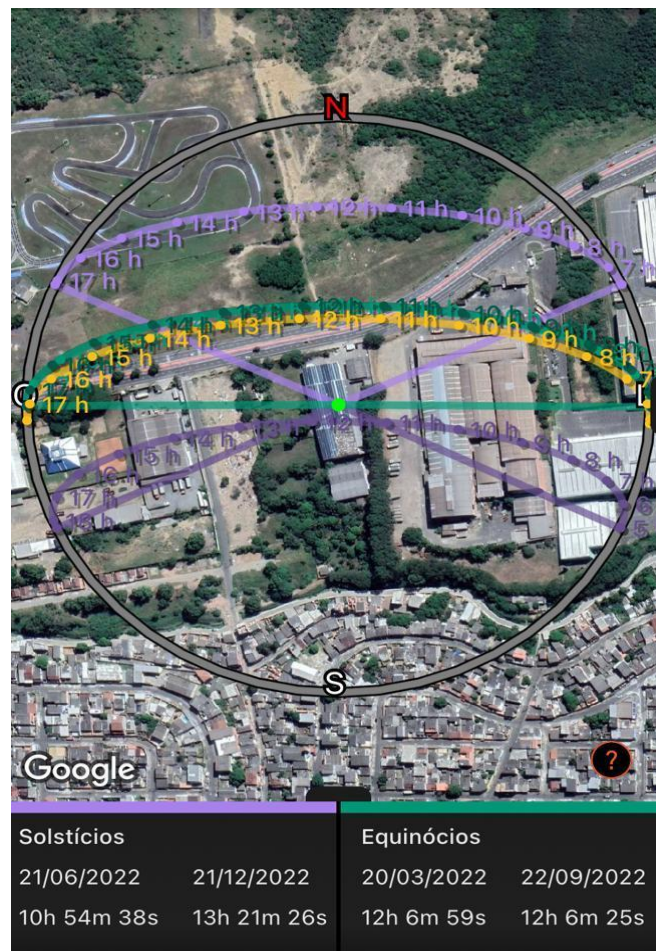


Figura 3: Caminho percorrido pelo sol no endereço da indústria Magnatech.

Na Figura 3, a linha amarela representa o caminho do sol no dia da visita, a linha verde o caminho do sol nos equinócios de outono e primavera e linhas roxas, o caminho do sol nos solstícios de verão e inverno.

Fazendo uma análise das Figuras 2 e 3, nota-se que existem duas faces do telhado da indústria, onde os módulos fotovoltaicos foram instalados, orientadas para o Leste, duas para o Oeste, duas para o Norte e uma para o Sul. Nos telhados orientados ao Leste e Oeste, há presença de árvores do tipo eucalipto demarcando a divisa de lotes, o que provocaria um sombreamento nos painéis solares no intervalo de 6:00 às 9:00 horas. Por se tratar de um complexo industrial em área isolada, não existem outros obstáculos nas demais abas dos telhados além dos supracitados.

Abaixo, a Figura 4 ilustra as faces dos telhados onde os módulos fotovoltaicos foram instalados, suas respectivas orientações e a sinalização da presença de sombreamento.



Figura 4: Orientações das faces do telhado e identificação de pontos de sombreamento.

Durante a implantação desta UFV, todas as árvores foram retiradas, eliminando desta maneira perdas por sombreamentos. Entretanto, para simular o cenário de sombreamento provocado pelas árvores caso estas não fossem retiradas, o APP "Estimate" desenvolvido pela Universidade Federal de Viçosa-MG é utilizado.

Inserindo o intervalo de tempo de 6:00 às 9:00 horas no APP "Estimate", podemos ver a perda de eficiência da geração na Figura 5. Analisando a Figura 5, uma perda de 11,75% é evidenciada caso as árvores permanecessem no local onde os módulos fotovoltaicos foram instalados. Já para analisarmos as perdas por orientação dos módulos, também utilizaremos o APP "Estimate".

Para estes cálculos, utilizaremos a irradiação solar do local sendo 4.956 kWh/m².dia, fator de perda igual a 20% e ângulo de inclinação dos módulos fotovoltaicos $\beta = 7^\circ$ (inclinação dos telhados da indústria).

Para simularmos as perdas nos módulos que foram instalados a leste, veja a Figura 6(a).



Figura 5: Perdas geradas por sombreamento no intervalo de tempo de 6:00 às 9:00 horas.

← Cálculo de Perdas

Perdas por posicionamento do módulo:

Ângulo de inclinação (β): °

Ângulo azimutal (γ_c): °

Latitude:

Longitude:

ENCONTRAR LATITUDE E LONGITUDE

CALCULAR

Ângulo de inclinação ideal: °

Perda: %

(a)

← Cálculo de Perdas

Perdas por posicionamento do módulo:

Ângulo de inclinação (β): °

Ângulo azimutal (γ_c): °

Latitude:

Longitude:

ENCONTRAR LATITUDE E LONGITUDE

CALCULAR

Ângulo de inclinação ideal: °

Perda: %

(b)

← Cálculo de Perdas

Perdas por posicionamento do módulo:

Ângulo de inclinação (β): 7 °

Ângulo azimutal (γ_c): 0 °

Latitude: -20.1694

Longitude: -40.2073

ENCONTRAR LATITUDE E LONGITUDE

CALCULAR

Ângulo de inclinação ideal: 21 °

Perda: 2.13 %

(c)

← Cálculo de Perdas

Perdas por posicionamento do módulo:

Ângulo de inclinação (β): 7 °

Ângulo azimutal (γ_c): 180 °

Latitude: -20.1694

Longitude: -40.2073

ENCONTRAR LATITUDE E LONGITUDE

CALCULAR

Ângulo de inclinação ideal: 21 °

Perda: 6.50 %

(d)

Figura 6: Perdas por orientação: (a) Leste. (b) Oeste. (c) Norte. (d) Sul.

Analisando a Figura 6(a), para os módulos instalados na orientação leste ($\gamma_c = -90^\circ$) temos uma perda igual a 4,32%. Para sabermos as perdas para os módulos instalados a oeste, basta substituímos o ângulo azimutal γ_c para 90° , conforme Figura 6(b). Para sabermos as perdas para a orientação norte, temos o ângulo azimutal igual a 0° , conforme Figura 6(c). Após análise da Figura 6(c), mesmo os módulos estando orientados para a orientação correta (norte) ainda temos uma perda de 2,13% devido a inclinação dos módulos, que são de 7° .

Por fim, para sabermos as perdas para o conjunto de módulos orientados para o sul, utilizaremos o ângulo azimutal, $\gamma_c = 180^\circ$, resultando numa perda de 6,5%, conforme Figura 6(d).

1.4 RESUMO DAS PERDAS POR GEOGRAFIA E INCLINAÇÃO

A Tabela 3 ilustra a perda total média estimada de geração devido a inclinação de 7° dos módulos e as respectivas orientações (ângulos azimutais):

Tabela 3: Perdas totais média da produção de energia.

	TOTAL	PRODUÇÃO POR MÓDULO (KWH/MÊS) (1,3 x 30 dias)	PERDAS POR ORIENTAÇÃO E INCLINAÇÃO (%)	PRODUÇÃO DE ENERGIA TOTAL (KWH/MÊS)
Módulos ao Norte	160	39	2,13	6.107,08
Módulos ao Leste	653	39	4,32	24.366,82
Módulos ao Oeste	653	39	4,32	24.366,82
Módulos ao Sul	64	39	6,5	2.333,76
GERAÇÃO TOTAL				57.174,48
Produção dos módulos ao Norte e com inclinação de 21°	1530	39	0	59.670,00
Perda total:	4,182%			

Após a análise da tabela, concluímos que caso todos os módulos fotovoltaicos deste projeto estivessem com orientação para o Norte e inclinação de 21°, a produção de energia total destes seria de 59.670 kWh/mês, entretanto ao aplicarmos as perdas descritas na seção anterior, a produção estimada é de 57.174,48 kWh/mês, ou seja, temos uma perda total de 4,182% devido à falta de inclinação ideal dos módulos ($\beta = 21^\circ$) e também ausência de orientação ideal ($\alpha_c = 0^\circ$).

2- Dimensionamento da Cabine Primária e Sistema Fotovoltaico

Este capítulo tem objetivo de dimensionar a quantidade de módulos e inversores no sistema fotovoltaico, suas respectivas características elétricas e os cálculos das proteções da cabine primária.

2.1 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

Devido as condições de preços de mercado, tamanho e peso (kg), o módulo do fabricante "ZNSHINE" com potência de 330 W foi escolhido. A Tabela 4 seguir demonstra quantos destes módulos seriam necessários instalarmos para abater todo o consumo da indústria, levando em consideração o fator de ajuste (relação P/FP = 1,63) demonstrada na Tabela 1.

Tabela 4: Geração necessária e número de módulos fotovoltaicos necessários.

Consumo + Demanda de Energia Elétrica		
Consumo Ponta	6039,6	kWh
Consumo Fora Ponta	62067,2	kWh
Demanda Ponta	0	kW
Demanda Fora Ponta	400	kW
Geração necessária	71.905,13	kWh/mês
Consumo médio por dia	2396,8	kWh/dia
Dimensionamento		
Radiação do Local	4,96	kWh/m2.dia
Potência do módulo	330	
Área do módulo	1,96	m2
Eficiência do módulo	16,8%	
Eficiência da instalação	80,0%	
Produção de 1 módulo	1,3	kWh/dia
Número módulos	1.833,73	unidades

Após o dimensionamento demonstrado na tabela 2, seria necessário instalar uma quantidade de 1.834 módulos fotovoltaicos, o que exige uma área de 3.594 m² aproximadamente, porém como a indústria só possui uma área disponível de 3.100 m², a quantidade de módulos instalados neste projeto foi de 1.530, pois atende a seguinte condição:

$$1.530 \times 1,96 = 2.999 \text{ m}^2 < 3.100 \text{ m}^2 \quad (1)$$

2.1.1 DIMENSIONAMENTO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

As características e especificações técnicas dos módulos fotovoltaicos (FV) utilizados neste projeto estão apresentadas na Tabela 5. Mais informações podem ser encontradas nas folhas de dados do módulo fotovoltaico nos Anexos.

Tabela 5: Características do módulo fotovoltaico utilizados na instalação.

Parâmetros	Símbolo	Valor
Modelo	-	ZXP6-LD72
Garantia do produto	-	12 anos
Garantia de perda de produção	-	25 anos
Tecnologia das células	-	Silício policristalino
Potência máxima*	P_{mp}	330 W
Tensão de máxima potência*	V_{mp}	37,4 V
Corrente de máxima potência*	I_{mp}	8,83 A
Tensão de circuito aberto*	V_{oc}	46,7 V
Corrente de curto-circuito	I_{sc}	9,16 A
Coeficientes de temperatura	k_{pmax}	-0,408%/°C
	k_{voc}	-0,31%/°C
	k_{isc}	0,06%/°C
Número de células FV	N_{cel}	72
Temperatura operação nominal	T_{noct}	45±2 °C
Eficiência do módulo	η_{fv}	16,82%
Massa do módulo	m_{fv}	25 kg
Área do módulo	A_m	1,96 m ²
Dimensões do módulo	D_{fv}	1978x992x25mm
Bitolas dos cabos c.c. de saída	-	4 mm ²

*Informações no STC: 25° e 1000°C

Os valores de tensão, corrente e potência apresentados na Tabela 5 são válidos para as condições climáticas no STC (do inglês *Standard test conditions*): 25 °C e 1000 W/m².

2.1.2 DIMENSIONAMENTO DOS INVERSORES

Como apresentado na Figura 2, 50% da planta industrial é alimentada por um transformador trifásico de 225 kVA com saída em 220 V (fase-fase) e a

outra metade da planta é alimentada por outro transformador trifásico de 225 kVA com saída em 380 V (fase-fase). Além disto, a demanda contratada na indústria é de 400 kW. Portanto, só é possível instalar no máximo 400 kW de potência de inversor.

Devido a esta configuração, foi escolhido utilizar 08 inversores do fabricante "GOODWE" com potência nominal de 50 kW, sendo 04 do modelo "GW50KLV-MT" com saída em 220 V e outros 04 do modelo "GW50K-MT" com saída em 380 V, totalizando desta maneira, 400 kW de potência.

O inversor é o equipamento responsável por transformar a energia elétrica gerada nos módulos fotovoltaicos em corrente contínua (CC), na forma de corrente alternada (CA) para entregar à rede.

Em casos de perda ou anormalidades de tensão e frequência na rede AC, o inversor deixa de fornecer energia AC, evitando o funcionamento ilhado, ficando uma garantia de segurança para os trabalhadores de manutenção da rede elétrica da companhia. Voltando os valores de tensão e frequência a sua normalidade, o inversor se conecta à rede automaticamente após 180 s.

O inversor pode continuar injetando energia para a rede em termos de irradiação solar 10% maior do que STC, incluindo 30% maior por apenas 10 segundos, isso ocorre quando a radiação solar supera o valor de 1000 W/m². Quando atinge valores de irradiação maiores que 30% de STC, o inversor sai do ponto de potência máxima, e vai para um ponto de potência mais baixo, garantindo que valores de potência elevada não venham prejudicar o equipamento que é dimensionado em função de STC.

Os inversores utilizados neste projeto estão devidamente homologados junto ao INMETRO e contam com a certificação na ANATEL dos sistemas de monitoramento Wi-Fi. Além disso, atendem as normas ABNT-NBR-16149, ABNT NBR-16150 e ABNT-NBR-IEC-62116.

A seguir as características e especificações técnicas principais do inversor GW50KLV-MT e GW50K-MT estão apresentadas nas Tabelas 6 e 7, respectivamente.

Tabela 6: Características do inversor modelo GW50KLV-MT

Parâmetros	Símbolo	Valor
Modelo	-	GW50KLV-MT
Garantia do produto	-	5 anos
Potência máxima de entrada	-	90.000 W
Máxima tensão CC por série FV	-	800 V
Faixa de operação do MPPT	ΔV_{mppt}	200~650 V
Tensão CC de partida	$V_{cc,min}$	200 V
Corrente CC máxima por série FV	$I_{serie,max}$	44 A
Corrente CC máxima por arranjo FV	$I_{arranjo,max}$	11 A

Número de séries FV permitidas	$N_{inv,serie}$	16
String box integrada	–	Seccionadora e DPS c. II
Potência CA nominal	P_{ca}	50 kW
Máxima corrente CA (RMS)	I_{ca}	133 A
Tensão nominal de saída CA (RMS)	V_{ca}	220/127 V ~ 60 Hz
Fator de potência	FP_{inv}	Unitário (0,8 cap. ou ind.)
Conexão CA	–	Trifásico (3F+PE)
Eficiência	η	98,7%
Faixa de operação	Δv	150~300v
Ambiente de operação	-	Externo ou interno (IP 65)
Faixa de temperatura de operação	ΔT_{inv}	-30~60 °C

Tabela 7: Características do inversor modelo GW50K-MT.

Parâmetros	Símbolo	Valor
Modelo	-	GW50K-MT
Garantia do produto	-	5 anos
Potência máxima de entrada	-	65.000 w
Máxima tensão c.c. por série FV	-	1.000 V
Faixa de operação do MPPT	ΔV_{mppt}	520~850 V
Tensão c.c. de partida	$V_{cc,min}$	200 V
Corrente c.c. máxima por série FV	$I_{serie,max}$	30 A
Corrente c.c. máxima por arranjo FV	$I_{arranjo,max}$	11 A
Número de séries FV permitidas	$N_{inv,serie}$	10
String box integrada	–	Seccionadora e DPS c. II
Potência c.a. nominal	P_{ca}	50 kW
Máxima corrente c.a. (RMS)	I_{ca}	80 A
Tensão nominal de saída c.a. (RMS)	V_{ca}	380/220 V ~ 60 Hz
Fator de potência	FP_{inv}	Unitário (0,8 cap. ou ind.)
Conexão c.a.	–	Trifásico (3F+PE)
Eficiência	η	98,7%
Faixa de operação	Δv	340~400v
Ambiente de operação	-	Externo ou interno (IP 65)
Faixa de temperatura de operação	ΔT_{inv}	-30~60 °C

Serão conectados 224 módulos FV ZXP6-LD72 na entrada CC de cada inversor GW50KLV-MT, totalizando 896 módulos fotovoltaicos para os 04 inversores com saída 220 V.

Para o modelo acima, para cada inversor, serão formados 14 arranjos FV com 16 módulos em série.

A Figura 7 apresenta o diagrama unifilar discriminando os arranjos FV para os inversores GW50KLV-MT.

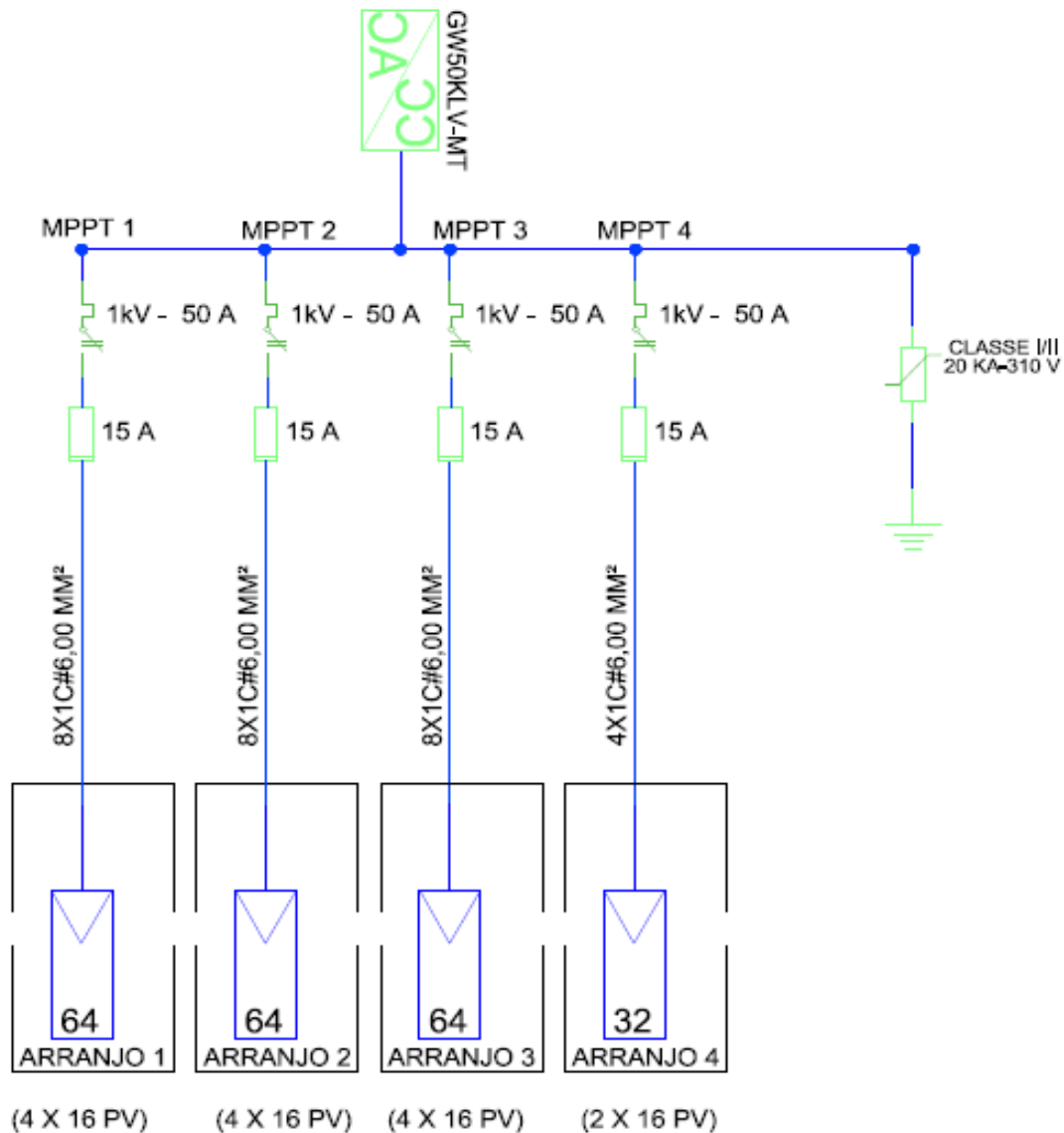


Figura 7: Arranjos FV para os inversores GW50KLV-MT.

Para os inversores GW50K-MT, serão conectados 158 módulos FV ZXP6-LD72 em cada 02 inversores e 159 módulos FV em cada, para os outros 02 restantes, totalizando 634 módulos para os 04 inversores com saída 380 V.

Para os inversores GW50K-MT com 158 módulos FV conectados, serão formadas as configurações abaixo:

- 07 Arranjos FV com 20 módulos em série.
- 01 arranjo FV com 18 módulos em série.

Já nos inversores GW50K-MT com 159 módulos FV conectados, serão formadas as seguintes configurações:

- 07 Arranjos FV com 20 módulos em série.
- 01 arranjo FV com 19 módulos em série.

A Figura 8 apresenta o diagrama unifilar dos arranjos fotovoltaicos para o inversor "GW50K-MT com 158 módulos FV conectados.

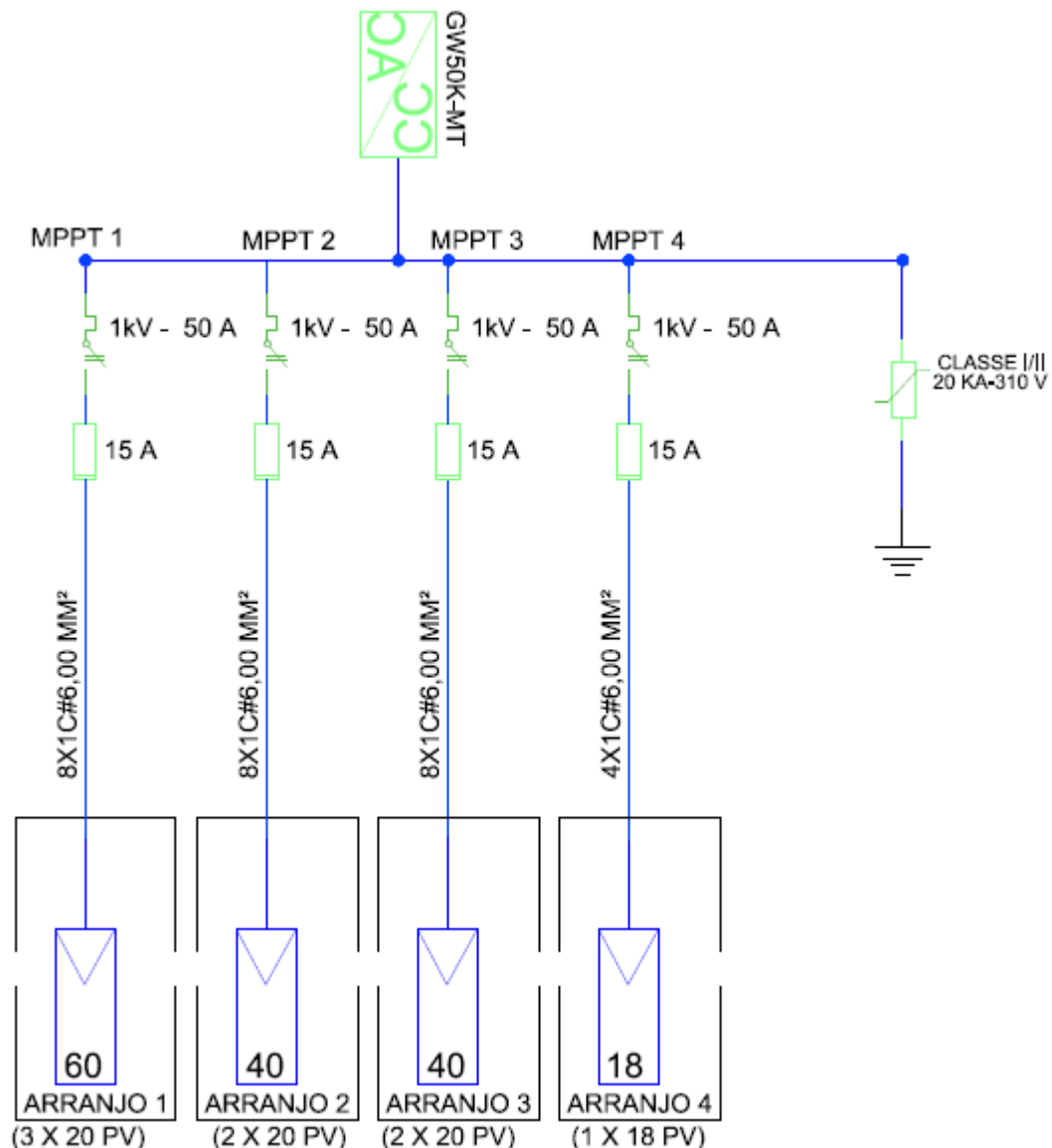


Figura 8: Arranjos FV para os inversores GW50K-MT.

Abaixo será demonstrado que o dimensionamento obedece às condições de operação do inversor, não extrapolando suas características elétricas.

1) Cálculo da máxima potência de entrada (inversor GW50KLV-MT):

$$224 \text{ módulos} \times 330\text{W} = 73.920 \text{ w} < 90.000 \text{ W} (P_{\text{max entrada inversor}})$$

Notamos que o inversor possui uma sobrecarga de 80% em relação a sua potência nominal e o dimensionamento está ultrapassando em 47,84% esta potência, estando abaixo dos 50% recomendados pelo fabricante "GOODWE" para prolongar a vida útil do inversor.

2) Cálculo da máxima tensão de circuito aberto v_{oc} (inversor GW50KLV-MT):

Para este cálculo, vamos considerar o pior caso, onde a temperatura ambiente no endereço da indústria possa atingir os 5 °C. (Valor sem histórico nos últimos 20 anos). Para este caso:

$$k_{v_{oc}} = -0,31\% \times (5 - 25) = 6,20\%. \quad (2)$$

Se a temperatura ambiente onde os módulos estão instalados atingir 5 °C, a tensão de circuito aberto v_{oc} aumenta em 6,20%.

Utilizando os dados do fabricante dos módulos FV ZXP6-LD72, temos:

$$v_{oc} = 46,7 + 6,20\% = 49,6 \text{ V}. \quad (3)$$

Logo,

$$16 \text{ módulos} \times 49,6 \text{ V} = 793,6 \text{ V} < 800 \text{ V} \text{ (} v_{oc} \text{ máxima do inversor)}. \quad (4)$$

3) Cálculo da máxima corrente de curto-circuito (inversor GW50KLV-MT):

Utilizando os dados fornecidos pelo fabricante dos módulos FV ZXP6-LD72, temos:

$$k_{i_{sc}} = 0,06\% \times (50 - 25) = 1,5\%. \quad (5)$$

Se a temperatura ambiente onde os módulos estão instalados atingir 50 °C, a corrente de curto circuito I_{sc} aumenta em 1,50%.

Utilizando os dados do fabricante dos módulos FV ZXP6-LD72, temos:

$$i_{sc} = 9,16 + 1,50\% = 9,297 \text{ A} \quad (6)$$

Logo,

$$04 \text{ arranjos conectados em paralelo com } 16 \text{ módulos em série} = 4 \times 9,297 \text{ A} = 37,18 \text{ A} < 38,0 \text{ A} \text{ (} i_{sc} \text{ máxima do inversor por MPPT)}.$$

Sendo assim, o dimensionamento para os inversores GW50KLV-MT foram todas satisfeitas.

4) Cálculo da máxima potência de entrada (inversor GW50K-MT):

A verificação feita é expressa abaixo:

$$158 \text{ módulos} \times 330 \text{ W} = 52.140 \text{ W} < 65.000 \text{ W} (P_{\text{max entrada inversor}}) \quad (7)$$

Nota-se que o inversor possui um carregamento de 30% em relação a sua potência nominal e o dimensionamento está ultrapassando em 4,28% esta potência, estando abaixo dos 30% recomendados pelo fabricante "GOODWE".

Para os 02 inversores que possuem 159 módulos conectados, de forma análoga, o cálculo é apresentado abaixo:

$$159 \text{ módulos} \times 330 \text{ W} = 52.470 \text{ W} < 65.000 \text{ W} (P_{\text{max entrada inversor}}) \quad (8)$$

Nota-se que o inversor possui um sobrecarregamento de 30% em relação a sua potência nominal e o dimensionamento está ultrapassando em 4,94% esta potência, estando abaixo dos 30% recomendados pelo fabricante "GOODWE".

5) Cálculo da máxima tensão de circuito aberto v_{oc} (inversor GW50K-MT):

Levando em consideração a mesma hipótese de que a temperatura ambiente possa atingir 5 °C, temos:

$$k_{v_{oc}} = -0,31\% \times (5 - 25) = 6,20\%. \quad (9)$$

Portanto, se a temperatura ambiente onde os módulos estão instalados atingir 5 °C, a tensão de circuito aberto v_{oc} aumenta em 6,20%.

Utilizando os dados do fabricante dos módulos FV ZXP6-LD72, temos:

$$v_{oc} = 46,7 + 6,20\% = 49,6 \text{ V}. \quad (10)$$

Logo,

$$20 \text{ módulos} \times 49,6 \text{ v} = 992 \text{ v} < 1.000 \text{ v} (v_{oc \text{ máxima do inv.}}) \quad (11)$$

6) Cálculo da máxima corrente de curto-circuito (inversor GW50K-MT):

Utilizando os dados fornecidos pelo fabricante dos módulos FV ZXP6-LD72, temos:

$$k_{isc} = 0,06\% \times (50 - 25) = 1,5\%. \quad (12)$$

Se a temperatura ambiente onde os módulos estão instalados atingir 50 °C, a corrente de curto circuito I_{sc} aumenta em 1,50%.

Utilizando os dados do fabricante dos módulos FV ZXP6-LD72, temos:

$$i_{sc} = 9,16 + 1,50\% = 9,297 \text{ A} \quad (13)$$

Logo,

03 arranjos conectados em paralelo com 20 módulos em série = $3 \times 9,297 \text{ A} = 27,89 \text{ A} < 30,0 \text{ A}$ (*isc máxima do inversor por MPPT*).

Sendo assim, dimensionamento para os inversores GW50K-MT teve suas condições todas satisfeitas.

Por conseguinte, como as condições já foram satisfeitas para a série de 20 módulos, consequentemente as séries fotovoltaicas com 19 e 18 módulos e MPPT's com 02 séries em paralelo, também serão satisfeitas. Por esta razão, os cálculos não serão demonstrados nesta seção.

As Tabelas 8, 9 e 10 apresentam resumo do dimensionamento dos inversores GW50KLV-MT, GW50K-MT com 158 módulos conectados e GW50K-MT com 159 módulos conectados, respectivamente.

Tabela 8: Resumo do dimensionamento para o inversor GW50KLV-MT.

GW50KLV-MT		
Parâmetro	Símbolo	Valor
Número de séries FV por inversor	$N_{série}$	14
Número de módulos FV por série fotovoltaica	N_{sfv}	16
Potência nominal da série fotovoltaica*	$P_{série}$	5.280 W
Número de módulos fotovoltaicos por inversor	$N_{fv,inv}$	264
Potência nominal CC por inversor*	P_{fv}	73,92 kW
Fator de sobre dimensionamento do inversor	FSI	1,478
Número de inversores fotovoltaicos	N_{inv}	4
Número de módulos fotovoltaicos	N_t	896
Potência nominal CC da usina FV*	$P_{cc,usina}$	295,68 kWp
Potência nominal CA da usina FV	$P_{ca,usina}$	200 kW

Tabela 9: Resumo do dimensionamento para o inversor GW50K-MT com 158 módulos conectados.

GW50K-MT – 158 MÓDULOS FV CONECTADOS		
Parâmetro	Símbolo	Valor
Número de séries FV por inversor	$N_{série}$	8
Número de módulos FV por série fotovoltaica	N_{sfv}	20/18
Potência nominal da série fotovoltaica*	$P_{série}$	6.600/5.940 W

Número de módulos fotovoltaicos por inversor	$N_{fv,inv}$	158
Potência nominal CC por inversor*	P_{fv}	52,14 kW
Fator de sobre dimensionamento do inversor	FSI	1,042
Número de inversores fotovoltaicos	N_{inv}	2
Número de módulos fotovoltaicos	N_t	316
Potência nominal CC da usina FV*	$P_{cc,usina}$	104,28 kW
Potência nominal CA da usina FV	$P_{ca,usina}$	100 kW

Tabela 10: Resumo do dimensionamento para o inversor GW50K-MT com 159 módulos conectados.

GW50K-MT – 159 MÓDULOS FV CONECTADOS		
Parâmetro	Símbolo	Valor
Número de séries FV por inversor	$N_{série}$	8
Número de módulos FV por série fotovoltaica	N_{sfv}	20/19
Potência nominal da série fotovoltaica*	$P_{série}$	6.600/6.270 W
Número de módulos fotovoltaicos por inversor	$N_{fv,inv}$	159
Potência nominal CC por inversor*	P_{fv}	52,47 kW
Fator de sobre dimensionamento do inversor	FSI	1,049
Número de inversores fotovoltaicos	N_{inv}	2
Número de módulos fotovoltaicos	N_t	318
Potência nominal CC da usina FV*	$P_{cc,usina}$	104,94 kW
Potência nominal CA da usina FV	$P_{ca,usina}$	100 kW

2.1.3 DIMENSIONAMENTO DA PROTEÇÃO C.C. E C.A.

Para a proteção no lado CC da UFV, tanto os inversores “GW50KLV-MT e GW50K-MT” possuem quadros de junção CC (ou *string box*) integrados ao seu interior. A Figura 9 apresenta os componentes de proteção conforme fabricante Goodwe.

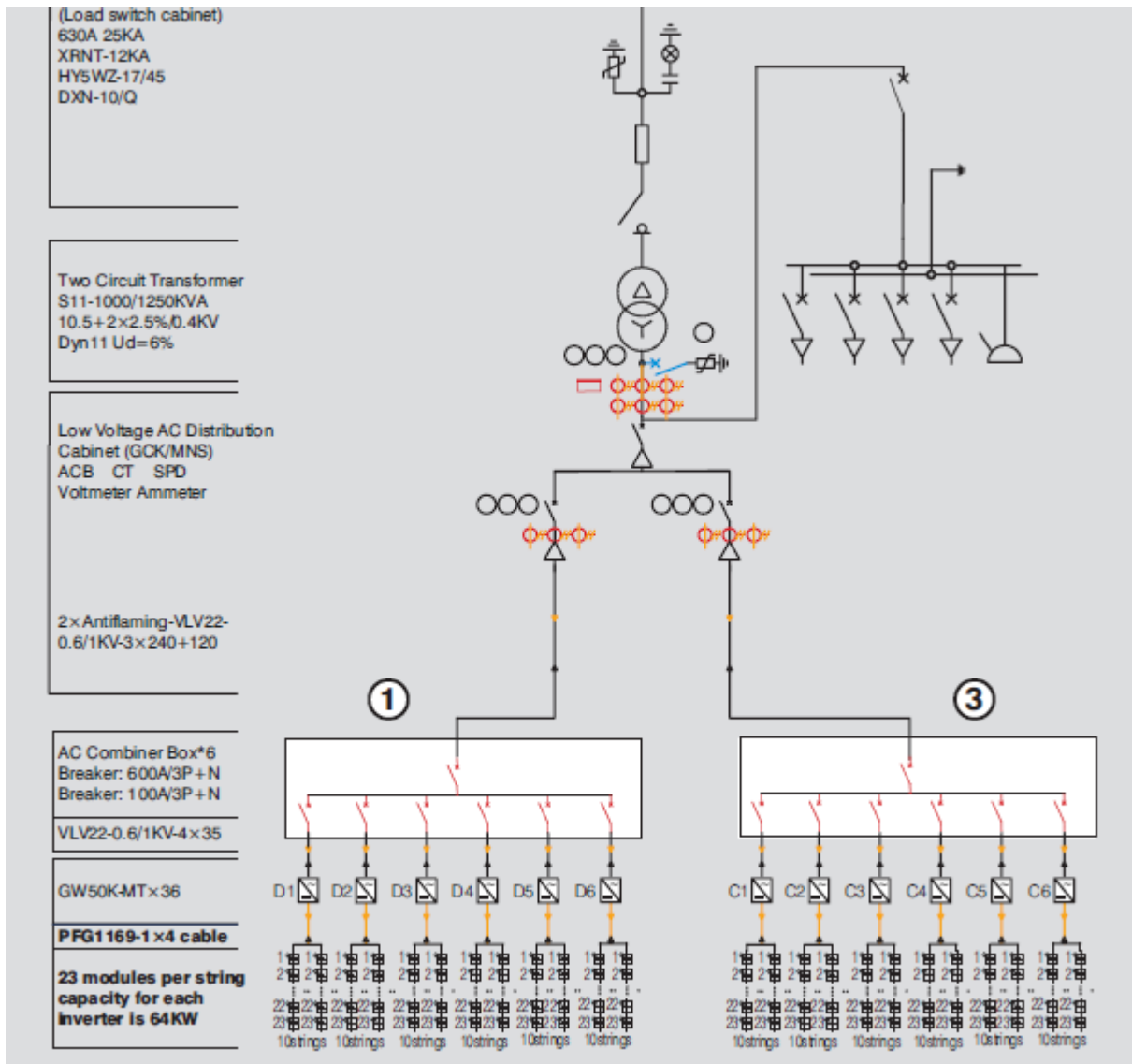


Figura 9: Componentes de proteção conforme fabricante Goodwe.

Para a proteção no lado CA da UFV, são previstos quadros de junção CA cada quatro inversores são conectados a um quadro de junção CA, sendo necessário um total de 02 quadros CA compondo a UFV.

Abaixo os cálculos da capacidade dos disjuntores são demonstrados:

1) Para o inversor "GW50KLV-MT":

$$I_{rms} = \frac{P}{V \cdot \sqrt{3}} = \frac{50.000}{220 \cdot \sqrt{3}} = 131,21 A \quad (14)$$

Para esta corrente, serão utilizados disjuntores do tipo caixa moldada. Ao usar esse modelo, é recomendado utilizar disjuntores com capacidade de corrente 15% superior a corrente RMS calculada acima, para que a injeção

contínua de corrente do inversor não aqueça o disjuntor e faça com que o mesmo acione sua proteção termomagnética. Com isto, os disjuntores utilizados serão:

- 04 Disjuntores tripolar caixa moldada 150 A, proteção termomagnética 150A, 20 kA/200-400 V / WEG DWP250L-150-3);

2) Para o inversor "GW50K-MT":

$$I_{\text{rms}} = \frac{P}{V \cdot \sqrt{3}} = \frac{50.000}{380 \cdot \sqrt{3}} = 75,96 \text{ A} \quad (15)$$

Para esta corrente, serão utilizados disjuntores do tipo DIN e ao usar esse modelo, é recomendado utilizar disjuntores com capacidade de corrente 30% superior a corrente RMS calculada acima, para que a injeção contínua de corrente do inversor não aqueça o disjuntor e faça com que o mesmo acione sua proteção termomagnética. Com isto, os disjuntores utilizados serão:

- 04 Disjuntores tripolar DIN 100 A, proteção termomagnética 100 A, 20 kA/200-400 V / WEG-C100-3);

Além dos disjuntores, para cada quadro CA, serão utilizados 03 dispositivos de proteção contra surto (DPS) conforme abaixo:

- 06 Dispositivos de proteção contra surtos elétricos CA (um para cada fase do circuito):
 - Corrente de descarga nominal 20 kA;
 - Corrente de descarga máxima 40 kA;
 - Tensão máxima de operação contínua 240/400 V;
 - Classe II;
 - Frequência de operação 60 Hz.

2.1.4 DIMENSIONAMENTO DOS CABOS C.C.

As premissas para o dimensionamento dos cabos CC da série e arranjo fotovoltaico são destacadas na Tabela 11 seguir:

Tabela 11: Premissas para dimensionamento de cabos CC.

Premissas e considerações
Cabos satisfazem os requisitos estabelecidos nas NBR 16612 e 16690
Temperatura ambiente: 30°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: 120m
Condutividade do cobre em 90° C: 44 m/Ωmm ²
Queda de tensão máxima (relação ao ponto de máxima potência): 4%

A partir das premissas da Tabela 11, o dimensionamento dos cabos CC é desenvolvido de acordo com as diretrizes da ABNT NBR 16690, satisfazendo os critérios de seção transversal mínima, máxima condução de corrente e queda de tensão, simultaneamente. A Tabela 12 exhibe os dados de entrada para dimensionamento e a Tabela 13 os resultados de acordo com as informações da instalação da UFV.

Tabela 12: Dados de entrada para dimensionamento dos cabos das séries fotovoltaicas.

Dados de entrada para dimensionamento cabo c.c.	Valor	
Método de referência	mp1	
Isolação	XLPE/EPR	
Temperatura ambiente	30	
Dados c.c. da usina FV	Valor	Unidade
Potência nominal do módulo fotovoltaico	330	W
Tensão no ponto de máxima potência do módulo fotovoltaico	37,4	V
Corrente de curto-circuito do módulo fotovoltaico	9,16	A
Número de módulos fotovoltaicos em série	16	unid.
Número de séries fotovoltaicas	1	unid.
Número de arranjos fotovoltaicos	14	unid.
Uso de dispositivos de proteção contra sobrecorrente	Sim	-
Potência c.c. do sistema FV	73920	W
Corrente de projeto da série fotovoltaica	15	A
Corrente de projeto do arranjo fotovoltaico	25	A
Distância máxima de cabo da série fotovoltaica	120	m
Distância máxima de cabo do arranjo fotovoltaico	120	m
Queda de tensão admissível no MPP	4	%
Condutividade do cobre em 90° C	44	m/Ohm.mm ²

Tabela 13: Resultado do dimensionamento dos cabos CC.

Dimensionamento do cabo da série fotovoltaica		
Critério seção mínima	2,5	mm ²
Critério da capacidade de condução de corrente	1,5	mm ²
Critério da queda de tensão	4	mm ²
Seção final	4	mm²
Dimensionamento do cabo do arranjo fotovoltaico		
Critério seção mínima	2,5	mm ²
Critério da capacidade de condução de corrente	2,5	mm ²
Critério da queda de tensão	6	mm ²
Seção final	6	mm²

2.1.5 DIMENSIONAMENTO DOS CABOS C.A.

As premissas para dimensionamento dos cabos CA são destacadas na Tabela 14. Os dimensionamentos levam em consideração as distâncias: (i) dos inversores ao quadro junção CA; e (ii) dos quadros de junção CA ao quadro geral de baixa tensão (QGBT) da indústria.

Como a UFV conta com dois modelos de inversores já descritos nas seções anteriores, teremos dois dimensionamentos de cabos CA, ambos 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.

As premissas descritas abaixo, são válidas para o dimensionamento dos cabos CA para os dois modelos de inversores.

Tabela 14: 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)
Método de instalação com cabos unipolares ou cabo multipolar em bandeja perfurada, horizontal ou vertical
Distância máxima do inversor ao quadro de junção CA: 10 m
Distância máxima do quadro de junção CA ao QGBT da usina FV: 5 m
Distância máxima do QGBT da usina ao transformador: 30 m
Queda de tensão máxima inferior a 4%
Temperatura ambiente: 30°C
Proteções de sobrecorrente e curto-circuito devidamente dimensionadas

Os resultados para o inversor "GW50KLV-MT" são apresentados nas tabelas abaixo:

1) Distância do inversor a caixa CA (Tabela 15):

Tabela 15: Dimensionamento dos cabos CA entre o inversor e caixa CA.

Dados de entrada para dimensionamento cabo c.a.	Valor	
Método de referência	m_F (unipolar)	
Isolação	Isolação PVC	
Temperatura ambiente	30	
Número de condutores carregados	3	
Número de circuitos na linha elétrica	1	
Dados c.a. da usina FV	Valor	Unidade

Potência c.a.	50000	W
Tensão RMS de linha	220	V
Tipo de sistema	Trifásico	-
Corrente RMS nominal	131,2159703	A
Corrente de projeto	131,2159703	A
Distância do inversor à caixa CA	10	m
Queda de tensão admissível do ponto de entrega	4	%
Impedância mínima nestas condições	6,706500727	V/Akm

Critério seção mínima	2,5	mm ²
Critério da capacidade de condução de corrente	50	mm ²
Critério da queda de tensão	4	mm ²
Seção final para cada inversor	50	mm²

2) Cabo de sustentação principal, distância entre a caixa CA e o QGBT da indústria (Tabela 16):

Tabela 16: Dimensionamento dos cabos CA entre caixa CA e QGBT da indústria.

Dados c.a. da usina FV	Valor	Unidade
Potência c.a. – 04 inversores	200000	W
Tensão RMS de linha	220	V
Tipo de sistema	Trifásico	-
Corrente RMS nominal	524,8638811	A
Corrente de projeto	524,8638811	A
Distância da caixa c.a ao QGBT	10	m
Queda de tensão admissível do ponto de entrega	4	%
Impedância mínima nestas condições	1,676625182	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 – cabo sustentação principal	400	mm²

Comercialmente, serão utilizados dois cabos de 240 mm² por condutor (fase).

Já os resultados para o inversor “GW50K-MT” são apresentados nas tabelas abaixo:

1) Distância do inversor à caixa CA (Tabela 17):

Tabela 17: Dimensionamento dos cabos CA entre o inversor e caixa CA.

Dados de entrada para dimensionamento cabo c.a.	Valor
---	-------

Método de referência	m_F (unipolar)	
Isolação	Isolação PVC	
Temperatura ambiente	35	
Número de condutores carregados	3	
Número de circuitos na linha elétrica	1	
Dados c.a. da usina FV	Valor	Unidade
Potência c.a.	50000	W
Tensão RMS de linha	380	V
Tipo de sistema	Trifásico	-
Corrente RMS nominal	75,96714068	A
Corrente de projeto	80,81610711	A
Distância do inversor à caixa c.a	10	m
Queda de tensão admissível do ponto de entrega	4	%
Impedância mínima nestas condições	18,80813187	V/Akm

Critério seção mínima	2,5	mm ²
Critério da capacidade de condução de corrente	25	mm ²
Critério da queda de tensão	4	mm ²
Seção final	25	mm²

2) Cabo de sustentação principal, distância entre a caixa CA e o QGBT da indústria (Tabela 18):

Tabela 18: Dimensionamento dos cabos CA entre caixa CA e QGBT da indústria.

Dados c.a. da usina FV	Valor	Unidade
Potência c.a. – 04 inversores	200000	W
Tensão RMS de linha	380	V
Tipo de sistema	Trifásico	-
Corrente RMS nominal	303,8685627	A
Corrente de projeto	303,8685627	A
Distância da caixa c.a ao QGBT	10	m
Queda de tensão admissível do ponto de entrega	4	%
Impedância mínima nestas condições	4,702032968	V/Akm

Critério seção mínima	2,5	mm ²
Critério da capacidade de condução de corrente	185	mm ²
Critério da queda de tensão	6	mm ²
Seção final – condutor principal	185	mm²

2.1.6 ESTRUTURAS DE FIXAÇÃO

A instalação será equipada com uma estrutura baseada em perfis de alumínio liga 6063-T5 e periféricos em aço Inox 304 para evitar corrosão por conta de intempéries. Estas estruturas de apoio para módulos fotovoltaicos são calculadas tendo em conta o peso da carga de vento para a área em questão e a altitude da instalação. Com isto, os sistemas de fixação da estrutura resistem a rajadas de vento, com velocidade de até 120 km/h.

Os pontos de fixação para o módulo fotovoltaico são calculados para uma perfeita distribuição de peso na estrutura, cerca de 18 kg/m², seguindo todas as recomendações do fabricante.

O desenho da estrutura deve basear-se no ângulo de orientação e declive especificada para o módulo fotovoltaico, dada a facilidade de montagem e desmontagem, e a eventual necessidade de substituição de elementos.

Os módulos serão prestados fora das sombras das paredes e fixados a própria estrutura. O modelo adotado para esta instalação será conforme as Figuras 10 e 11.

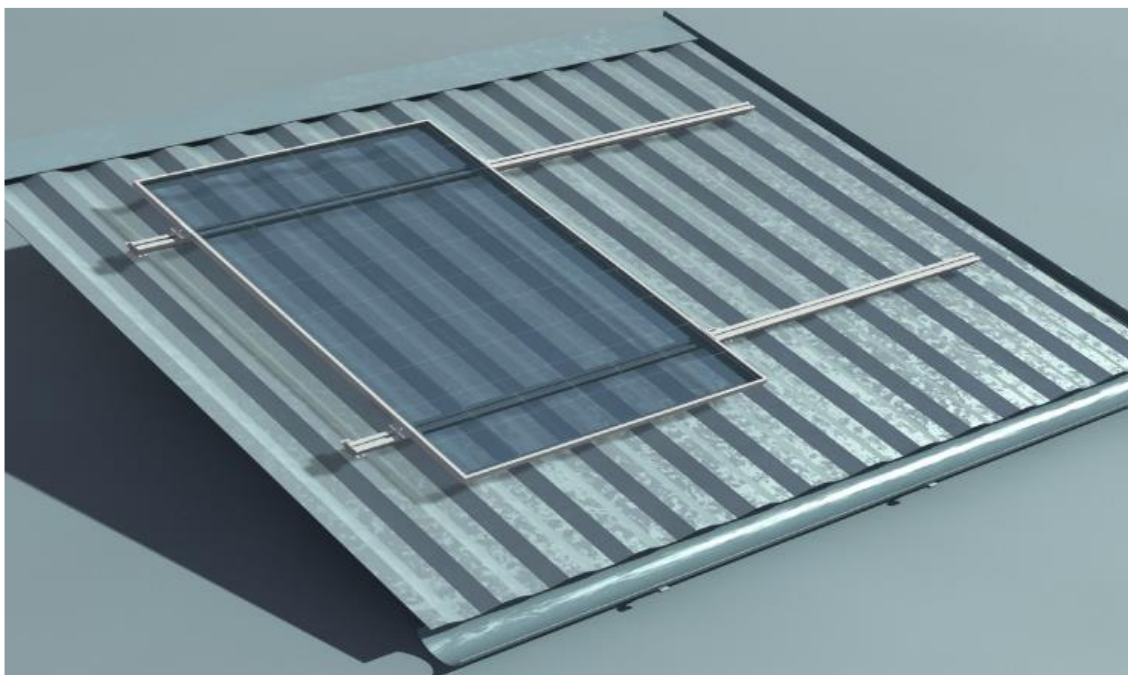


Figura 10: Layout da estrutura de fixação.

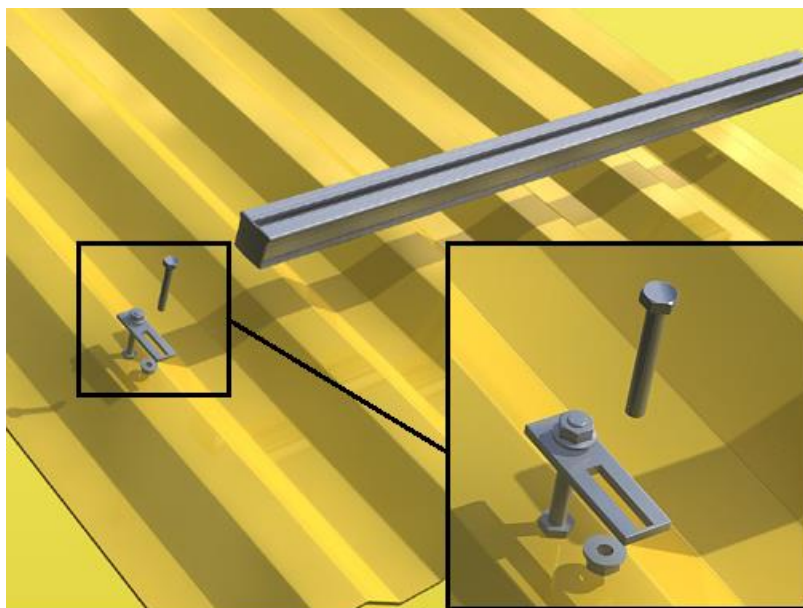


Figura 11: Componentes do sistema de fixação.

A Tabela 19 mostra a estimativa dos materiais necessários para a instalação desta UFV:

Tabela 19: Lista de componentes utilizados para a estrutura da UFV.

Materiais	Qtd. estimada
Cabo solar preto com proteção UV 6 mm ²	5.000 m
Cabo solar vermelho com proteção UV 6 mm ²	5.000 m
Cabo solar Verde/Amarelo com proteção UV x mm ²	1.000 m
Cabo CA 185 mm ² isolação PVC 500V preto	20 m
Cabo CA 185 mm ² isolação PVC 500V azul	5 m
Cabo CA 240 mm ² isolação PVC 500V azul	10 m
Cabo CA 240 mm ² isolação PVC 500V preto	30 m
Conectores MC4 Macho+Fêmea	300 un.
Grampo intermediário 40 mm em alumínio	2.800 un.
Grampo de aterramento	250 un.
Grampo terminador 40 mm em alumínio	300 un.
Clip de aço para aterramento estrutura e módulos	1.530 un.
Perfil de alumínio 6,3 m anodizado para módulos	146 un.
Jumper de aterramento para perfil de alumínio	200 un.
PVduto corrugado 3"	200 m

2.1.7 ATERRAMENTO DA UFV

A instalação de aterramento cumpre com a norma ABNT NBR 5419 e 16690 - proteções de estruturas contra descargas atmosféricas. Toda peça condutora da instalação elétrica que não faça parte dos circuitos elétricos, mas que, eventualmente ou acidentalmente, possa ficar sob tensão, deve ser aterrada, desde que esteja em local acessível a contatos. A este aterramento se

conectará a estrutura de fixação dos módulos fotovoltaicos e o borne de aterramento do inversor. O sistema de aterramento da instalação fotovoltaica deve ser interligado ao sistema de aterramento principal da instalação.

O aterramento atua para proteção contra choques, contra descargas atmosféricas, contra sobtensões, proteção de linhas de sinais, equipamentos eletrônicos e proteções contra descargas eletrostáticas.

O valor da resistência de aterramento será tal que qualquer massa não possa dar tensões de contato superiores a 25 V (situação 2 - tabela C.2 ABNT NBR 5410:2004).

A norma brasileira de proteção contra descargas atmosféricas (NBR 5419) recomenda uma resistência de terra com valor máximo de 10 Ω , para isto é necessário conhecer o tipo e a resistividade do solo e as opções de aterramento. A Tabela 20 mostra o resumo do dimensionamento dos condutores para esta UFV.

Tabela 20: Dimensionamento dos condutores de aterramento do lado CC e CA da UFV.

Seção transversal dos condutores de aterramento	Valor
Aterramento de estruturas e carcaças metálicas no lado CC	6 mm ²
Aterramento de estruturas e carcaças metálicas no lado CA	10 mm ²
Condutor de cobre nu, constituindo eletrodo de aterramento	50 mm ²

2.2 DIMENSIONAMENTO DA CABINE PRIMÁRIA

2.2.1 TOPOLOGIA ADOTADA

A Figura 12 mostra a topologia de cabine primária abrigada para geração distribuída solar fotovoltaica deste projeto. Como características principais, nota-se proteção e medição em média tensão. O emprego de religador trifásico no ponto de derivação da rede de MT da concessionária é demandado pela EDP, para esta faixa de potência. O disjuntor de proteção MT é passivo à óleo, cujos comandos de *trip* são provenientes de um relé de proteção.

Os sinais de tensão e corrente lidos pelo relé são condicionados por meios de transformadores de corrente (TCs) e potencial (TPs). Exige-se três transformadores de corrente (um por fase) e três transformadores de potencial para implementação das proteções direcionais e de sincronismo. Dois transformadores de potencial exclusivos para o relé de proteção e para alimentação das cargas da subestação também são previstos. Por fim, exige-se somente proteções direcionais de corrente e potência. Proteções de sincronismo estão embarcadas nos inversores.

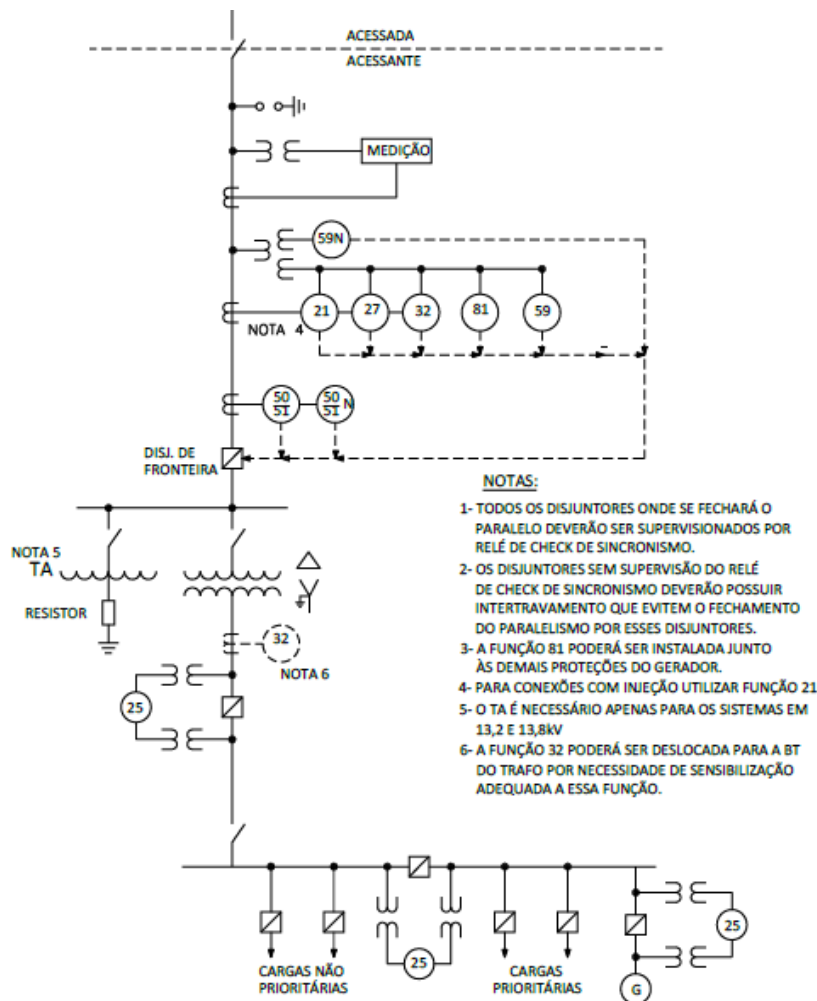


Figura 12: Topologia de subestação abrigada com potência instalada acima de 300 kVA, 1 a 15 kV.

2.2.2 CARACTERÍSTICAS CONSTRUTIVAS E ELÉTRICAS DA SUBESTAÇÃO

A indústria conta com uma cabine primária de entrada de energia onde está localizado as proteções (TC's e TP's) e o disjuntor geral, além desta existem outras duas subestações com um transformador de 225 kVA cada. A entrada de fornecimento subterrânea é em 11,4 kV. A largura do cubículo de medição é de mínimo 2,0 m 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.

O cubículo de proteção possui largura de 2,0 m e o comprimento de 2 metros. Por outro lado, o tamanho do transformador define o tamanho do cubículo de transformação. O comprimento de 2 metros do cubículo de transformação, acomoda perfeitamente o transformador de 225 kVA de potência. Por fim, um vão livre de 2 m para boa circulação de pessoal é projetado.

As imagens a seguir são retiradas da norma EDP PT.DT.PDN.03.14.001 – FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA PARA TENSÃO PRIMÁRIA, na qual são ilustradas as dimensões e características construtivas das cabines. A lista de materiais para este empreendimento é mostrada na Tabela 21.

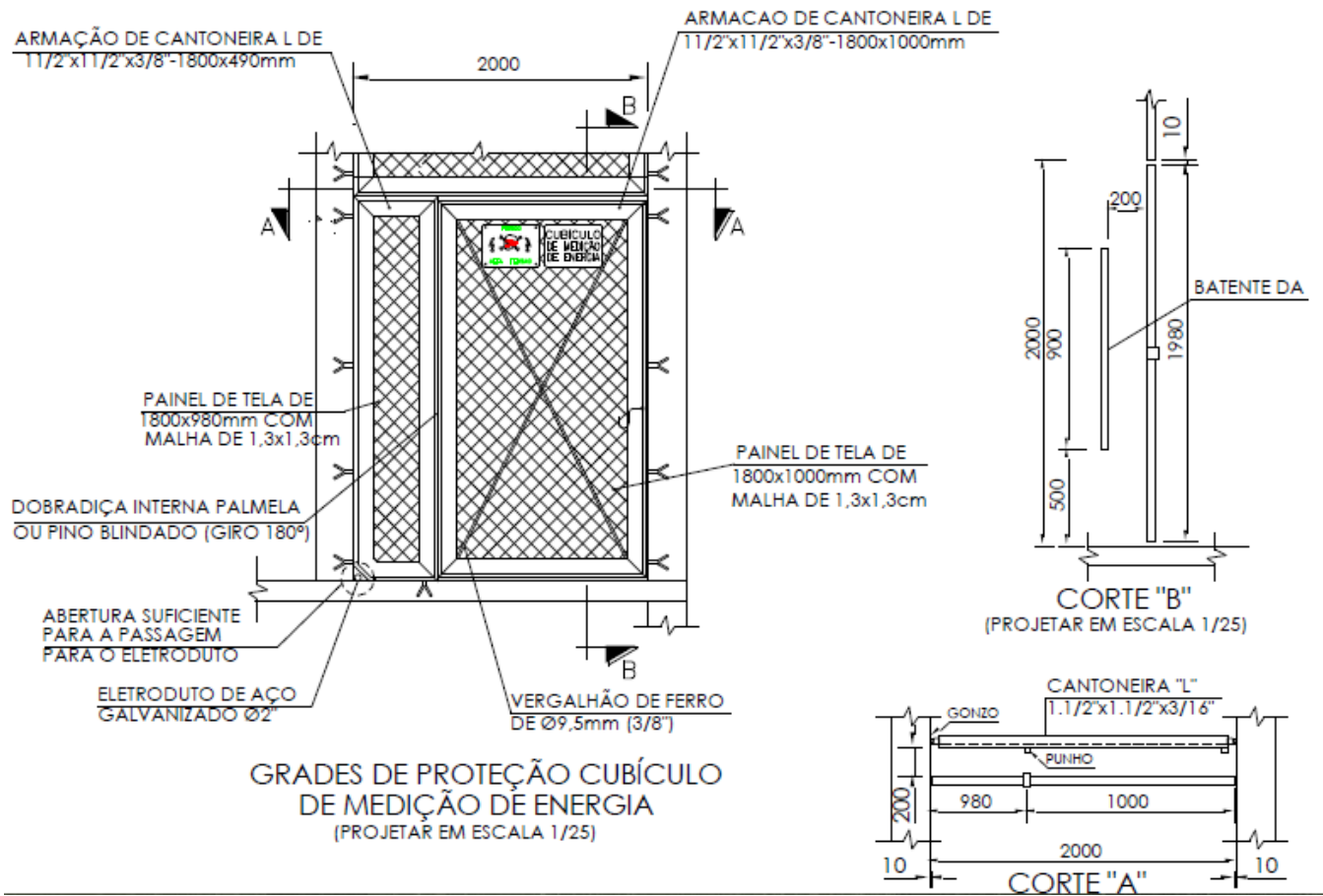


Figura 13: Grades anteparos do cubículo de Medição e disjuntor 15 kV.

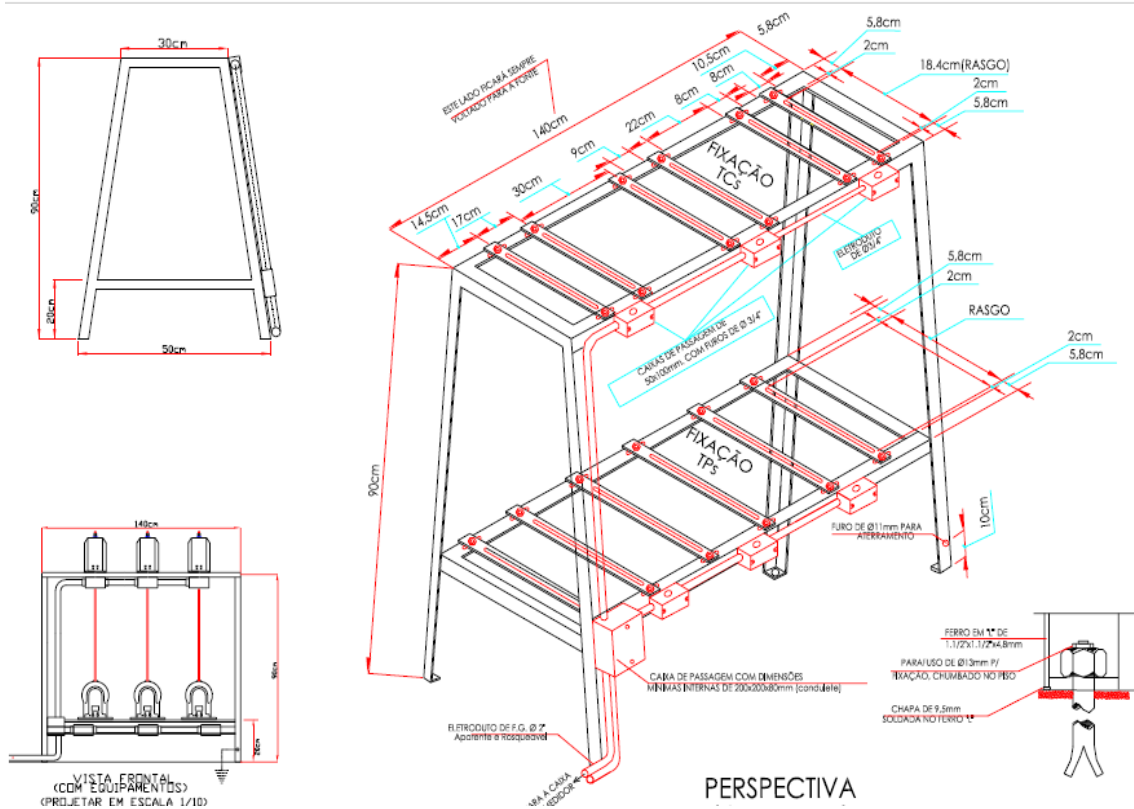


Figura 14: Prateleira/cavelete suporte para TC's e TP's de Medição 15 kV.

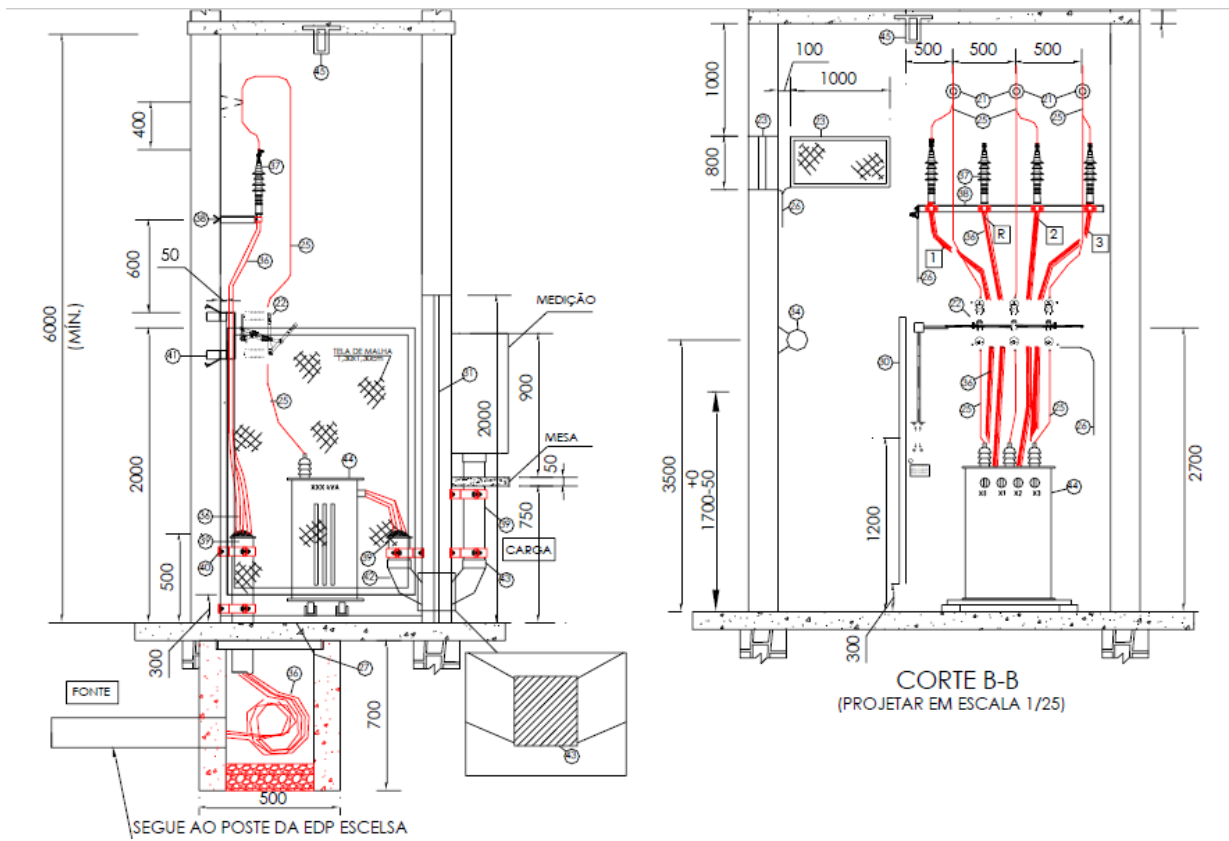


Figura 15: Vista lateral e frontal do cubículo de proteção.

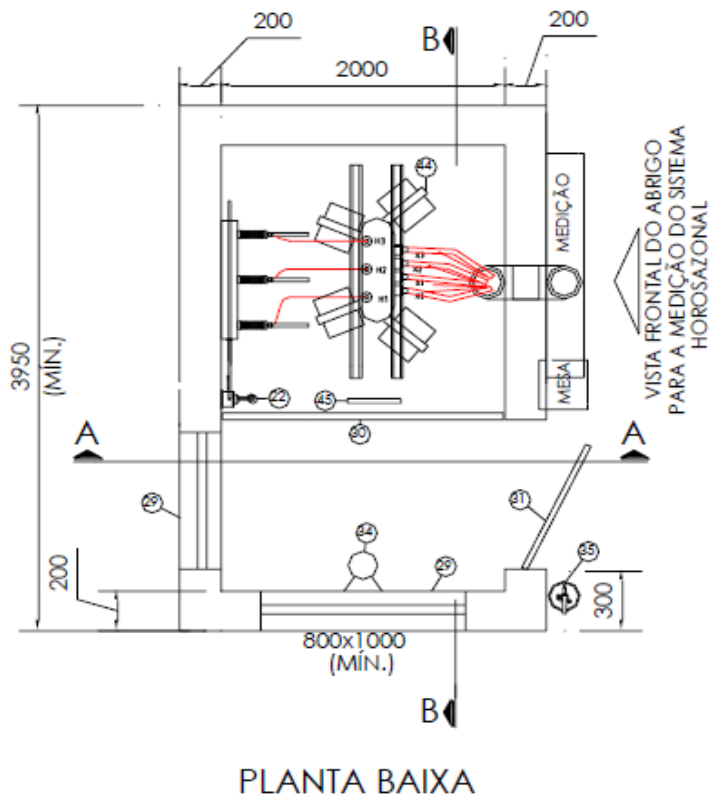


Figura 16: Cubículo SE de transformação - Alvenaria - Entrada Subterrânea - Medição MT.

Tabela 21: Lista de materiais - Entrada Subterrânea - Medição MT/BT - Único transformador com potência até 300 kVA - 15 kV.

ITEM	DESCRIÇÃO DE MATERIAL – Cubículo Subestação Trifásica – único transformador com potência até 225 kVA - entrada subterrânea – 15 kV	Un	Observações	
			CSC	C/E
01	Alça pré-formada de distribuição	pç	-	-
02	Isolador de suspensão de distribuição para 15 kV	pç	-	-
03	Gancho olhal	pç	-	-
04	Olhal para parafuso	pç	-	-
05	Parafuso cabeça quadrada de 16 x 250 mm	pç	-	-
06	Bucha de passagem 15 kV, uso ext./ interno, fixação em chapa de aço	pç	-	-
07	Armação secundária de 1 estribo com haste de $\phi 16 \times 150$ mm	pç	-	-
08	Isolador roldana para baixa tensão	pç	-	-
09	Para-raios de distribuição – 12 kV	pç	-	-
10	Cantoneira para fixação e instalação do para-raios	pç	-	-
11	Passagem de parede para o condutor neutro	pç	-	-
12	Transformador de corrente isolamento 15 kV	pç	-	-
13	Transformador de potencial isolamento 15 kV	pç	-	-
14	Eletroduto aço galvanizado de diâmetro 2"	m	-	-
15	Bucha para eletroduto de diâmetro 2"	pç	-	-
16	Arruela para eletroduto de diâmetro 2"	pç	-	-
17	Prateleira suporte para instalação de TCs e TPs de medição	pç	-	-
18	Caixa para medidor HORO-SAZONAL padrão EDP	pç	-	-
19	Curva de aço galvanizado de 90° diâmetro 2"	pç	-	-
20	Bucha de passagem 15 kV, uso interno/interno, fixação em chapa de aço	pç	-	-
21	Isolador de pedestal 15 kV, uso interno	pç	V	C
22	Chave faca tripolar seca, 15 kV - 200A, comando simultâneo	pç	1	C
23	Eletroduto de PVC $\phi 30$ mm	m	V	C
24	Disjuntor automático 350A 250MVA, classe tensão 15 kV	pç	-	-
25	Barramento de cobre conforme padrão EDP	m	V	C

26	Condutor de cobre nu, bitola 25 mm ²	kg	V	C
27	Condutor de cobre nu, bitola 35 mm ²	kg	V	C
28	Haste de terra cobreada diâmetro 5/8" comprimento 2400 mm	pç	9	C
29	Janela de ventilação tipo chicana e painel de tela	pç	V	C
30	Armação de cantoneira de 1 1/2" x 1 1/2" x 3/16" com painel de tela de arame galvanizado no 12 BWG com malha de 1,3 x 1,3cm	pç	4	C
31	Porta metálica de 1,20 x 2,00m min. chapa de 14USG com dispositivo para cadeado	pç	1	C
32	Chapa de aço para fixação e instalação de buchas de passagem	pç	-	C
33	Terminal concêntrico tipo T, para seção de barramento de cobre conforme item 25 acima	pç	-	C
34	Luminárias conforme esse padrão técnico e NBR específica	pç	V	C
35	Extintor de incêndio CO ₂ 6kg conforme esse padrão técnico e NBR específica	pç	1	C
36	Cabo unipolar subterrâneo com isolamento classe 15 kV – (mínimo 25 mm ²)	m	V	C
37	Mufla interna unipolar 15 kV	pç	4	C
38	Suporte de Muflas em cantoneira	pç	1	C
39	Tubo de aço galvanizado ou PVC- rígido, diâmetro conforme projeto	m	V	C
40	Abraçadeira de aço galvanizado "meia lua", diâmetro conforme projeto	pç	2	C
41	Suporte da chave seccionadora em cantoneira	pç	1	C
42	Curva de aço galvanizado rígido, diâmetro conforme projeto	pç	2	C
43	Luva de aço galvanizado rígido, diâmetro conforme projeto	pç	2	C
44	Transformador trifásico máximo 300kVA conforme projeto e padrão técnico da Concessionária	pç	1	C
45	Gancho suporte para içamento de equipamentos - carga de 2500 kg	pç	1	C

V = Quantidade variável

CSC = Postes de concreto seção circular

C = Material fornecido pelo consumidor

E = Material fornecido pela EDP ESPÍRITO SANTO

2.2.3 ATERRAMENTO DA SUBESTAÇÃO

Para este tipo de subestação é utilizado malha do tipo quadrado cheio (conforme Figura 17), incluindo no mínimo todo o seu pátio onde todos os equipamentos que pertencem à esta área. A malha de aterramento da subestação é composta por 12 eletrodos (hastes de aterramento+condutor), interligados por condutor de cobre nu, rígido, seção 70 mm².

A distância l entre as hastes é igual ao comprimento dos eletrodos utilizados (2,4m). As partes metálicas da subestação, tais como carcaças de transformadores, 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.

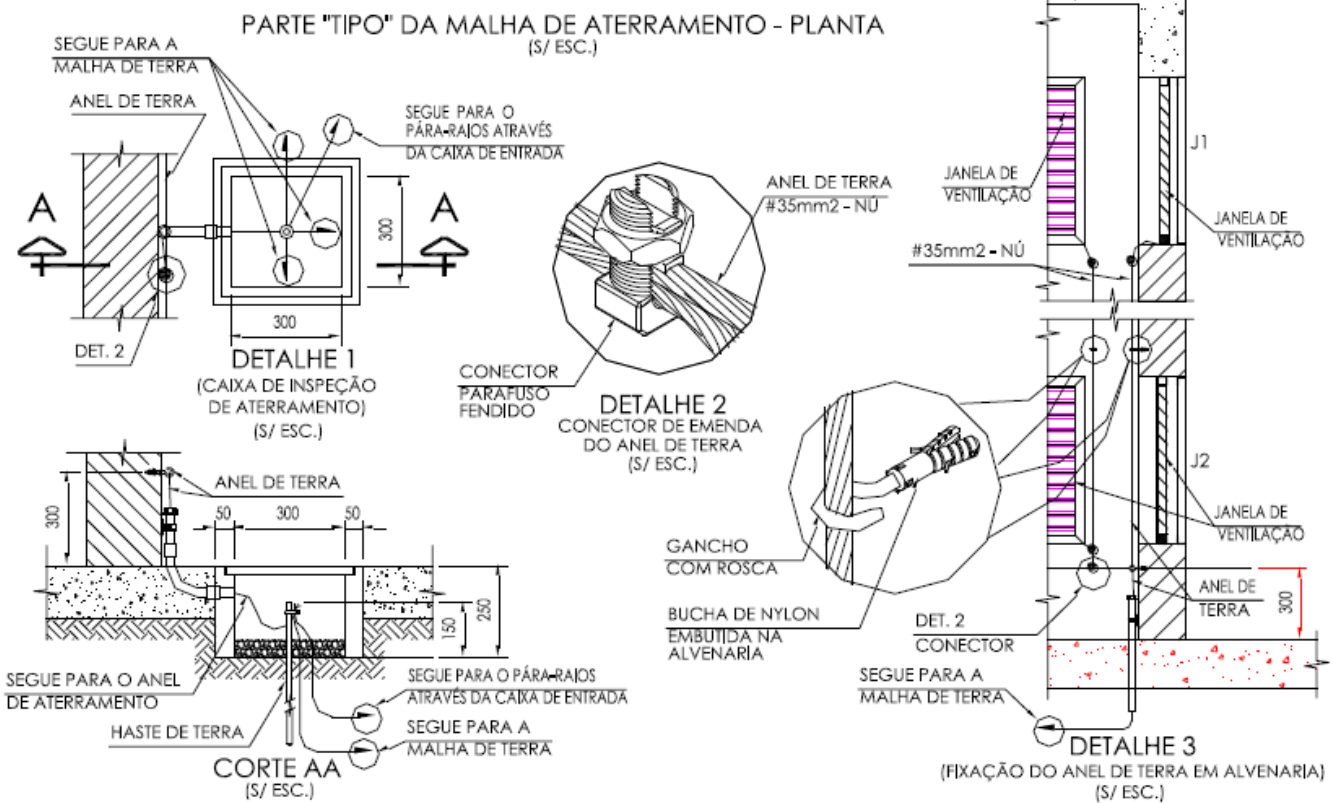
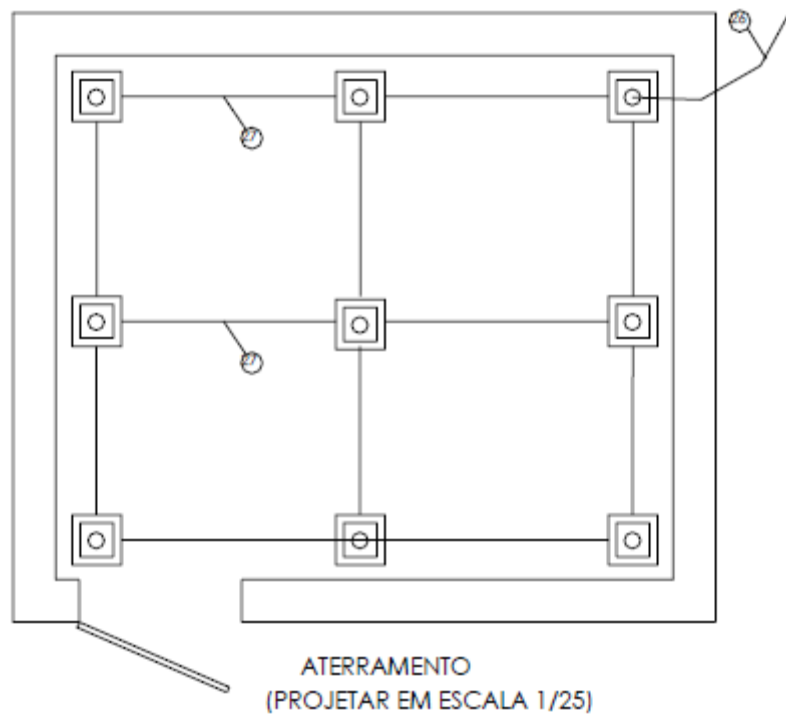


Figura 17: Malha de aterramento tipo quadrado cheio e detalhes do anel, aterramentos e da malha de Aterramento.

2.2.4 COMPONENTES DO SISTEMA DE PROTEÇÃO: DISJUNTOR, RELÉ DE PROTEÇÃO, TRANSFORMADORES DE CORRENTE E POTENCIAL

2.2.4.1 DISJUNTOR

O disjuntor de média tensão está presente na cabine primária com a finalidade de seccionar circuitos elétricos e são capazes de interromper correntes elevadas sem que seus contatos sejam danificados.

O disjuntor presente na cabine primária da indústria Magnatech é um modelo à vácuo da fabricante "Schneider" e obedece a norma IEC 62271-100. A Figura 18 ilustra o modelo existente, enquanto a Tabela 12 mostra suas respectivas características elétricas.



Figura 18: Disjuntor MT existente na subestação.

Tabela 22: Parâmetros elétricos do disjuntor MT.

MODELO: EASYPACT EXE 1250/25KA	
CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS	VALOR
TENSÃO DE TESTE DIELÉTRICA	17,7 kV
CORRENTE NOMINAL	1250 A
TEMPO DE INTERUPÇÃO	3 s
CORRENTE NOMINAL DE CURTA DURAÇÃO	25 KA
TENSÃO NOMINAL DE IMPULSO (U _{imp})	38 kV

2.2.4.2 RELÉ DE PROTEÇÃO SECUNDÁRIO

O relé de proteção se faz necessário na cabine primária para proteger e controlar a instalação elétrica diante de distúrbios nos circuitos. Ele opera fornecendo um comando de *trip* para o disjuntor, possibilitando desta forma seu desarme imediato.

O relé secundário existente na cabine primária onde a UVF foi instalada, é o modelo EASERGY P5F30 da fabricante “Schneider” e é classificado como multifunção, pois possui diversas proteções, entre elas estão as proteções direcionais de corrente e potência: funções 32(1) e 32(2), 67(1) e 67(2) respectivamente, exigidas pela concessionária EDP para subestações de acessantes que possuem geração distribuída (GD). A Figura 19 abaixo ilustra o modelo existente do relé secundário e a Figura 20 apresenta as suas características elétricas.



Figura 19: Características elétricas do relé de proteção “Schneider P5F30”.

Easergy P5 contém dois dispositivos principais, cada um com funções específicas para atender às suas necessidades em um design de caixa, independentemente da aplicação.		Easergy P5x20		Easergy P5x30	
		 P5V20	 P5U20	 P5F30 com direcional	
		-	-	-	
		com proteção direcional na versão LPCT/LPVT		-	
		1/5 TC (x3) ou LPCT (x3) ⁽¹⁾		1/5 TC (x3) ou LPCT (x3)	
		1/5 TC & 1A TC ou TC de núcleo balanceado CSH		1/5 TC & 1A TC ou TC de núcleo balanceado CSH	
		VT (x4)	LPVT (x4) ⁽¹⁾	TP (x4) ou LPVT (x4)	
		-		Sensores de 0 a 6 pontos	
		4 a 16		4 a 40	
		3 a 8 + Watchdog (WD)		3 a 18 + Watchdog (WD)	
		0 a 16 (módulos externos)		0 a 16 (módulos externos)	
		1 USB para configuração 1 USB para pen drive		1 USB para configuração 1 USB para pen drive	
		24-250 VDC: 100 – 230 VAC		24-48 VDC ou 48-250 VDC: 100-230 VAC	
		- 40 a 70°C		- 40 a 70°C	

Figura 20: Características elétricas do relé de proteção Schneider.

2.2.4.3 TRANSFORMADOR DE CORRENTE

Os transformadores de corrente são utilizados para proteção de circuitos em média tensão e, sob hipótese alguma, pode saturar caso ocorra um curto-circuito para que não impeça o relé de proteção atuar.

Para o dimensionamento do TC, é preciso satisfazer a dois critérios:

1) Critério da sensibilidade:

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.

$$I_{p,tc} \leq \frac{I_{pick-up,neutro}}{0,1} \quad (16)$$

Para atender a este critério, deve-se utilizar o $I_{pick-up,neutro}$ sendo o menor valor da corrente das funções de proteção de neutro. Neste caso, o menor valor da corrente de neutro é encontrado na função 67N (1), onde:

$$I_{pick-up,neutro} = 0,3 \times I_{pick-up,faze} \quad (17)$$

O valor de $I_{pick-up,faze}$ é determinado através da equação abaixo:

$$I_{pick-up,faze} = 1,05 \times I_{dem} \quad (18)$$

O valor da corrente de demanda primária I_{dem} é determinado através da equação abaixo:

$$I_{dem} = \frac{D}{\sqrt{3} \times V_p \times F_p} = \frac{400}{\sqrt{3} \times 11,4 \times 0,92} = 22,02 \text{ A} \quad (19)$$

Substituindo o valor encontrado na equação 18 temos:

$$I_{pick-up,faze} = 1,05 \times 22,02 = 23,13 \text{ A}$$

De forma análoga, substituindo o valor encontrado acima na equação (17), temos a corrente de pick-up de neutro:

$$I_{pick-up,neutro} = 0,3 \times 23,13 = 6,94 \text{ A}$$

Substituindo o resultado anterior na equação 16, o valor da corrente primária do TC é dado por:

$$I_{p,tc} \leq \frac{I_{pick-up,neutro}}{0,1} = \frac{6,94}{0,1} = 69,4 \text{ A}$$

2) Critério da saturação:

O critério da saturação exige que o TC não sature sob a pior condição de curto-circuito primária vista pelo relé de proteção. 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. Portanto:

$$\frac{I_{cc,3f}}{20} \leq I_{p,tc} \leq \frac{I_{pick-up, neutro}}{0,1} \quad (20)$$

A corrente de curto-circuito trifásica ($I_{cc,3f}$) também é fornecida pela concessionária EDP, conforme imagem abaixo:

fase-terra: 1467 A;
 fase-terra com impedância (40 ohms) : 155 A;
 fase-fase: 2495 A;
 trifásico: 2881 A;
 trifásico assimétrico: 3126 A;

Figura 21: Correntes de curto-circuito fornecidos pela EDP.

Com posse destas informações, se tem:

$$144,05 \leq I_{p,tc} \leq 69,4 \text{ (A)} \quad (21)$$

Após o cálculo do intervalo da corrente primária, para a escolha do TC, é preciso determinar a relação de transformação RTC através da equação abaixo:

$$\frac{144,05}{I_s} \leq RTC \leq \frac{69,4}{I_s}$$

Considerando a corrente no secundário do TC padronizada em 5A, obtém-se:

$$28,81 \leq RTC \leq 13,88 \quad (22)$$

Como visto na equação 22, o critério da saturação não foi atendido, pois inicialmente foi utilizada uma sensibilidade de 10%. Para satisfazer essa condição, vamos utilizar uma sensibilidade de 3%, ou seja, vamos considerar que a corrente no primário do TC, seja apenas 3 vezes maior que a corrente de pick-up de neutro, o cálculo é apresentado o cálculo abaixo:

$$I_{p,tc} \leq \frac{I_{pick-up,neutro}}{0,03} = \frac{6,94}{0,03} = 231,4 \text{ A}$$

Com a nova sensibilidade e substituindo o valor na equação (21), tem-se:

$$\frac{144,05}{5} \leq RTC \leq \frac{231,4}{5}$$

$$28,81 \leq RTC \leq 46,28$$

Logo, para satisfazer esta condição, escolhe-se um TC com uma relação de transformação (RTC) de 40.

A partir desta escolha, é preciso testar se o TC com este RTC não irá saturar, para isto, é preciso montar circuito equivalente da Figura 22 abaixo:

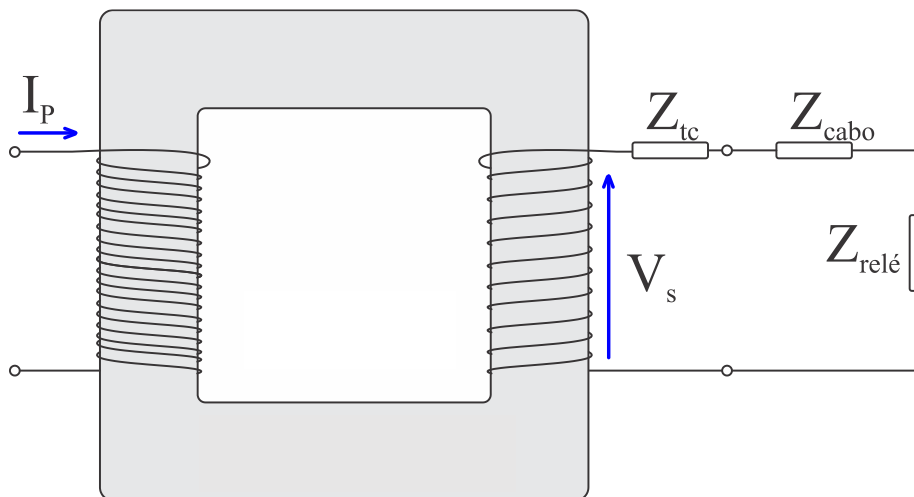


Figura 22: Circuito equivalente da bobina do TC.

Note que precisaremos calcular a impedância do cabo (Z_{cabo}), a impedância do relé ($Z_{relé}$) e a impedância do TC (Z_{tc}).

Para o cálculo de Z_{cabo} , vamos considerar o comprimento do cabo do secundário do TC até o relé sendo igual a $L = 30$ cm, além disto a bitola deste cabo é de $1,5 \text{ mm}^2$. Com base nestas informações, temos a equação:

$$Z_{cabo} = 2 \times L \times r = 2 \times 0,03 \times 13,30 = 0,798 \, \Omega, \quad (23)$$

onde $r = 13,30 \, \Omega/km$ a resistência por km do cabo de $1,5 \, mm^2$. Esta informação pode ser obtida em tabelas de fabricantes de cabos, conforme Figura 23.

SEÇÃO NOMINAL mm ²	REFERÊNCIA	CLASSE ENCORD.	DIÂMETRO DO CONDUTOR mm	ESPESSURA DA ISOLAÇÃO mm	DIÂMETRO EXTERNO mm	PESO LÍQUIDO kg/100m	RESISTÊNCIA ELÉTRICA MAX. Ω/km a 20 °C	COR DA ISOLAÇÃO	ACOND.
0,5	115.01	C4 / C5	0,9	0,6	2,1	0,90	39,00		
0,75	115.02	C4 / C5	1,1	0,6	2,3	1,15	26,00		
1	115.03	C4 / C5	1,3	0,6	2,5	1,41	19,50		
1,5	115.04	C4 / C5	1,5	0,7	2,9	1,96	13,30		

Figura 23: Impedância do cabo de $1,5 \, mm^2$.

Para o cálculo de $Z_{relé}$, temos:

$$Z_{relé} = \frac{S_{relé}}{I_s^2}, \quad (24)$$

sendo $S_{relé}$ a potência do relé "Schneider" igual a 5 VA, temos:

$$Z_{relé} = \frac{5}{25} = 0,2 \, \Omega, \quad (25)$$

O cálculo de Z_{tc} é iterativo, já que depende do dimensionamento do mesmo. Um bom ponto de partida é considerar Z_{tc} dado por:

$$Z_{tc} = 2 \times (Z_{cabo} + Z_{relé}) = 2 \times (0,798 + 0,2) = 1,996 \, \Omega, \quad (26)$$

Para uma corrente no secundário igual a 5 A, a ABNT NBR 6856/15 demonstra a características de impedância conectadas ao TC, conforme Tabela 23. Baseado na tabela 23, vimos que uma carga de 90 VA atende as especificações, calculando novamente a impedância Z_{tc} para esta carga temos:

$$Z_{tc} = 0,2R_b + j0,2X_b = (0,2 \times 3,24) + (j0,2 \times 1,569) = 0,648 + j0,313 \, \Omega. \quad (27)$$

Após todos os cálculos das impedâncias, podemos calcular a tensão induzida no secundário do TC sob condições de falta trifásica através da equação abaixo:

$$\begin{aligned} V_{s,tc} &= (Z_{tc} + Z_{relé} + Z_{cabo}) \times \frac{I_{cc,3f}}{RTC} \times FP \\ &= (0,648 + j0,313 + 0,2 + 0,798) \times \frac{2.881}{100} \times 0,9 \\ &= 43,44 \angle 10,76^\circ \, V \end{aligned} \quad (28)$$

Tabela 23: Características das cargas com fator de potência 0,9 para corrente secundária 5A.

Potência aparente (VA)	Resistência (Ω)	Reatância indutiva (Ω)	Impedância (Ω)
2,5	0,09	0,044	0,1
5	0,18	0,087	0,2
12,5	0,45	0,218	0,5
22,5	0,81	0,392	0,9
45	1,62	0,785	1,8
90	3,24	1,569	3,6

O resultado da equação (28) indica que uma tensão de 43,44 V será induzida no secundário do TC, caso ocorra um curto-circuito trifásico, ou seja, a tensão de saturação do TC dimensionado deve ser maior que 43,44 V. Para verificarmos se a tensão de saturação será maior que a tensão no secundário, temos o cálculo:

$$V_{s,max} = I_s \times M \times Z_b = 5 \times 20 \times 1,996 = 199,6 \text{ V.} \quad (29)$$

Sendo M o fator de multiplicidade de corrente que assume o valor igual a 20. Portanto a condição inicial $V_{s,tc} \leq V_{s,max}$ é satisfeita e segundo a nomenclatura da ABNT NBR 6856, o TC dimensionado é o **90VA 10P20**. A Tabela 24 seguir, mostra o resumo do dimensionamento.

Tabela 24: Resumo do dimensionamento do TC.

Descrição	Equação	Valores calculados
Corrente mínima para sensibilização do relé	$I_{pick-up,n}$	69,4 A
Corrente máxima para sensibilização do relé sem causar saturação	$I_{cc,3f}$	2.881 A
Critério de sensibilidade: Corrente primária do TC deve ser menor ou igual a $10 \times I_{pick-up,n}$	$I_{p,tc} \leq 10 \times I_{pick-up,n}$	$I_{p,tc} = 231,4 \text{ A}$
Critério de saturação: tensão induzida no secundário do TC $V_{s,tc}$ não deve saturar, isto é, deve ser menor que a máxima tensão secundária induzida do relé escolhido $V_{s,max}$. Escolha do TC 90VA 10P20 .	$V_{s,tc} \leq V_{s,max}$	$Z_{cabo} = 0,798 \Omega$ $Z_{relé} = 0,2 \Omega$ $Z_{tc} = 0,648 + j0,313 \Omega$ RTC = 40 $V_{s,max} = 199,6 \text{ V}$ $V_{s,tc} = 43,44 \text{ V}$

2.2.4.4 TRANSFORMADOR DE POTENCIAL PARA PROTEÇÃO

Como a cabine primária do acessante possui GD, é necessário utilizar TP's para proteção de sobrecorrente direcional (67) e potência direcional (32).

A Tabela 25, resume as principais especificações do equipamento projetado:

Tabela 25: Resumo do dimensionamento do TP.

Transformador de potencial - Uso interno	
Frequência	60 Hz
Tensão máxima	15 kv
Nível de isolamento	34/95 kv
Grupo de ligação	2
Fator térmico contínuo / 30 s	1,2/1,5
Tensão primária máxima	$1.400/\sqrt{3}$ V
Tensão secundária máxima	115 V
Potência térmica	500 VA
Classe de exatidão	0,3P75
Descargas parciais	< 50 pC
Classe de temperatura	B
Peso	18 kg
Normas técnicas	NBR 6855/09 e NBR 10020/10

2.2.4.5 TRANSFORMADOR DE POTENCIAL PARA ALIMENTAÇÃO DA PROTEÇÃO

Para TP's de alimentação da proteção, pode-se projetá-lo atendendo os critérios da potência térmica do transformador. A Tabela 26 mostra as demandas da carga da proteção.

Tabela 26: Cargas da proteção do relé.

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	0,0015
Lâmpada disjuntor OFF	1	0,003	0,85	0,003	0,003	0,003	0,5	0,001	0,0015
Lâmpada mola carregada	1	0,003	0,85	0,003	0,003	0,003	1	0,003	0,003
Motor carregamento mola	1	0,3	0,85	0,35	0,35	0,35	1	0,3	0,35
Bobinas de fechamento e abertura	2	0,085	0,85	0,1	0,17	0,2	1	0,2	0,2

Cargas no no-break	1	0,085	0,85	0,1	0,085	0,1	1	0,1	0,1
Carga relé	1	0,005	0,85	0,006	0,005	0,006	1	0,06	0,006
Demanda total em kVA									0,662

Sendo a demanda total das cargas da proteção do relé igual a 662 VA, temos que satisfazer a condição abaixo:

$$S_{t\acute{e}rmica} > S_{carga_prote\c{c}ao} \quad (30)$$

Portanto, o TP escolhido deverá possuir uma proteção térmica de 1000 VA (valor mais encontrado comercialmente).

2.2.4.5 TRANSFORMADOR DE POTENCIAL PARA ALIMENTAÇÃO AUXILIAR

De forma análoga ao item da seção anterior, o dimensionamento do TP de alimentação dos circuitos auxiliares também é feito atendendo aos critérios da proteção térmica. A Tabela 27 informa as cargas dos circuitos de alimentação auxiliar da subestação.

Tabela 27: Cargas auxiliares da subestação.

Carga	Qtde.	Potência individual			Potência total		FD	Demanda	
		kW	FP	kVA	kW	kVA		kW	kVA
Lâmpada fluorescente 2x40W	3	0,08	0,85	0,09	0,32	0,38	1	0,24	0,27
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									0,83

Sendo a demanda total das cargas da proteção do relé igual a 830 VA, temos que satisfazer a condição abaixo:

$$S_{t\acute{e}rmica} > S_{carga_prote\c{c}ao} \quad (31)$$

Portanto, o TP escolhido deverá possuir uma proteção térmica de 1000 VA (valor mais encontrado comercialmente). A Tabela 28 resume o dimensionamento feito acima.

Tabela 28: Resumo do dimensionamento dos TP's auxiliares.

	NOMENCLATURA	POTÊNCIA TÉRMICA	QUANTIDADE
TP DE ALIMENTAÇÃO DA PROTEÇÃO	0,3P75	1000 VA	01
TP DE ALIMENTAÇÃO AUXILIAR	0,3P75	1000 VA	01

2.2.5 COMPONENTES DO SISTEMA DE MEDIÇÃO

2.2.5.1 TRANSFORMADOR DE CORRENTE DE MEDIÇÃO

Os transformadores de corrente de medição são utilizados para fins de medição das correntes em um sistema de média tensão. Estes equipamentos são fornecidos pela concessionária EDP. O dimensionamento do TC de medição pode ser feito em função do fator térmico e demanda da instalação conforme Tabela 29.

Tabela 29: 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		

Como a indústria Magnatech possui uma demanda contratada de 400 kW, e considerando o fator térmico sendo igual a 1, o transformador de corrente com fator térmico unitário de RTC igual a 25-5 atende as especificações de projeto.

2.2.5.2 TRANSFORMADOR DE POTENCIAL PARA MEDIÇÃO

No dimensionamento de TPs para medição sob fornecimento de 13,8kV, considera-se a Tabela 30.

Tabela 30: Dimensionamento de TP de medição em 13,8 kV.

Relação de transformação	Medição
70:1	A três elementos

2.3 ESTUDOS DE PROTEÇÃO

2.3.1 CÁLCULO DAS CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO

Os cálculos de curto circuito são de extrema importância para aprovações de um projeto na concessionária, e também para a correta parametrização do relé de proteção da cabine primária.

Para a realização dos estudos de proteção, é preciso calcular três níveis de curto circuito, são eles:

- Curto-circuito trifásico: considerado equilibrado, assim, precisamos representar apenas a componentes de sequência positiva.
- Curto-circuito bifásico, que acontece entre duas fases: considerado desequilibrado, e são necessárias as representações das componentes de sequência positiva e negativa.
- Curto-circuito monofásico, que acontece entre fase e terra: é um curto desequilibrado, e envolve a representação das componentes de sequência positiva, negativa e zero.

Para os cálculos das correntes de curto circuito é preciso determinar a corrente de base (I_b) do circuito. A Tabela 31 apresenta os dados fornecidos pela concessionária EDP na carta do parecer de acesso.

Tabela 31: Valores base utilizados nos estudos de proteção.

Grandezas	Símbolo	Valor
Potência aparente de base	S_b	100 MVA
Tensão primária de base	V_b	11,4 kV

Baseado na Tabela 31, a corrente de base (sistema pu) é definida como:

$$I_b = \frac{S_b}{\sqrt{3}V_b} = \frac{100 \text{ MVA}}{\sqrt{3} 11,4 \text{ kV}} = 5.064,47 \text{ A.} \quad (32)$$

Além desta informação, para o cálculo das correntes de curto-circuito trifásico, bifásico e monofásico, precisaremos dos dados de nível de curto-circuito e impedância de sequência equivalente da subestação fornecidos pela EDP, através do parecer de acesso, conforme mostrado na Tabela 24.

a) Instalação 160317287 (EP 272339) alim. MAN13

1- Impedância equivalente no ponto de entrega:

SEQUÊNCIA POSITIVA		SEQUÊNCIA ZERO	
R1 (pu)	X1 (pu)	R0 (pu)	X0 (pu)
0,7225	1,6027	3,6580	5,8056

2- Corrente de curto circuito:

fase-terra: 1467 A;

fase-terra com impedância (40 ohms) : 155 A;

fase-fase: 2495 A;

trifásico: 2881 A;

trifásico assimétrico: 3126 A;

3- Potência de Base = 100 MVA e Tensão de Base = 11,4 kV

Figura 24: Impedância e correntes de curto-circuito fase-fase, fase-terra e trifásica na barra da SE da concessionária EDP.

Note que a resistência e reatância de sequência positiva e negativa equivalente no ponto de derivação da rede da concessionária foram informadas conforme Figura 24.

Já as impedâncias de sequência positiva e negativa dos cabos de cobre da instalação do acessante, utilizadas no cálculo de curto-circuito, são mostradas na Tabela 32.

Tabela 32: Dados de impedância de sequência dos cabos de cobre utilizados na rede interna do acessante. *Valores obtidos para uma temperatura de 90 °C.

Parâmetros elétricos dos cabos unipolares de energia isolados 0,6/1 kV - PVC

Seção do condutor (mm ²)	Resistência e reatâncias em Ohm/km					
	R+	X+	R-	X-	R0	X0
25	0,8891	0,164	0,8891	0,164	2,6891	2,6692
35	0,6353	0,1128	0,6353	0,1128	2,4353	2,6382
50	0,445	0,1127	0,445	0,1127	2,245	2,5991
70	0,3184	0,1076	0,3184	0,1076	2,1184	2,5681
95	0,2352	0,109	0,2352	0,109	2,0352	2,5325
120	0,1868	0,1076	0,1868	0,1076	1,9868	2,5104
150	0,1502	0,1074	0,1502	0,1074	1,9502	2,4843
185	0,1226	0,1073	0,1226	0,1073	1,9226	2,4594
240	0,0958	0,107	0,0958	0,107	1,8958	2,4312
300	0,0781	0,1086	0,0781	0,1086	1,8781	2,4067
400	0,0608	0,1058	0,0608	0,1058	1,8608	2,3757
500	0,0507	0,1051	0,0507	0,1051	1,855	2,3491

Sabendo que a indústria possui dois transformadores em suas subestações, para definição de alguns parâmetros da proteção, é necessário definir as características dos transformadores de potência instalados, cujas informações estão apresentadas nas Tabelas 33 e 34.

Tabela 33: Características elétricas do transformador TR1.

Característica do transformador TR1	Valor
Potência aparente [kVA]	225
Tensão primária [V]	11.400
Tensão secundária [V]	380
Impedância [%]	4,5 %
Classe material isolante	ONAN
Grupo de ligação	Dyn1
Frequência [Hz]	60
X/R	4,1

Tabela 34: Características elétricas do transformador TR2.

Característica do transformador TR2	Valor
Potência aparente [kVA]	225
Tensão primária [V]	11.400
Tensão secundária [V]	220
Impedância [%]	4,5 %
Classe material isolante	ONAN
Grupo de ligação	Dyn1

Frequência [Hz]	60
X/R	4,1

Para um melhor entendimento, a Figura 25 o diagrama esquemático das barras modeladas para os cálculos de curto-circuito. Os valores de impedância entre barras e do próprio transformador são mostrados na Tabela 35.

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

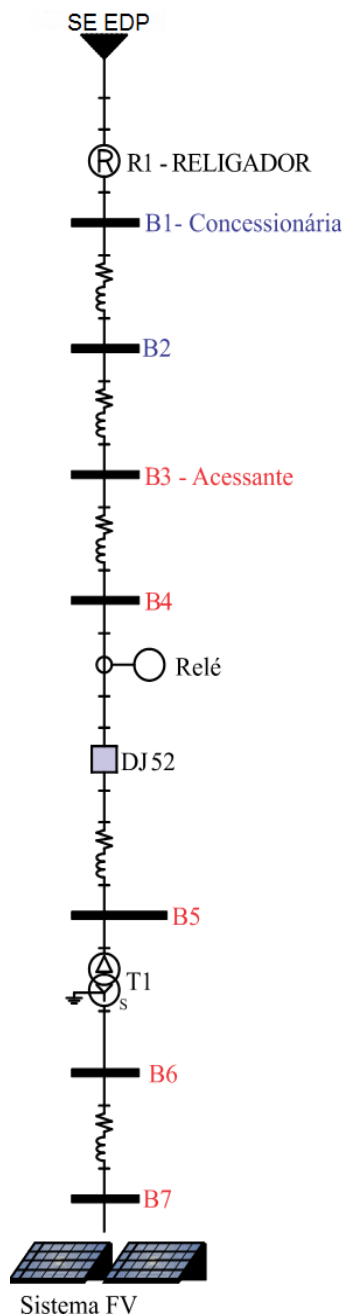


Figura 25: Resumo das contribuições da concessionária e da usina solar fotovoltaica (UFV) para as correntes de curto-circuito nas diversas barras.

1) Para o transformador TR1, é apresentado os cálculos na Tabela 35:

Tabela 35: impedância, reatância e distância entre as barras.

Impedância entre barra B1 e B3 (parecer de acesso)			
Sequência +	R+	0,7225	Ω
	X+	1,6027	Ω
Sequência -	R-	0,7225	Ω
	X-	1,6027	Ω
Sequência 0	R0	3,658	Ω
	X0	5,8056	Ω
Impedância entre barra B3 e B4 (cabos acessante até cabine primária)			
Bitola do cabo		25	mm ²
Distância		0,03	km
Sequência +	R+	0,02845	Ω
	X+	0,00577	Ω
Sequência -	R-	0,02845	Ω
	X-	0,00577	Ω
Sequência 0	R0	0,08466	Ω
	X0	0,05467	Ω
Impedância entre barra B4 e B5 (cabos até transformação – TR1)			
Bitola do cabo		25	mm ²
Distância		0,05	km
Sequência +	R+	0,04741	Ω
	X+	0,00962	Ω
Sequência -	R-	0,04741	Ω
	X-	0,00962	Ω
Sequência 0	R0	0,1411	Ω
	X0	0,09111	Ω
Impedância do transformador entre as barras B5 e B6			
Impedância de placa		4,5	%
Potência nominal de placa		225	kVA
Tensão MT nominal de placa		11,4	kV
Tensão BT nominal de placa		0,38	kV
X/R		4,1000	adm
Impedância corrigida		20	pu
Resistência corrigida		4,73912	pu
Reatância corrigida		19,4304	pu
Impedância entre barra B6 e B7 (cabos BT até usina)			
Bitola do cabo		185	mm ²
Distância		0,01	km
Sequência +	R+	0,00123	Ω

	X+	0,00107	Ω
Sequência -	R-	0,00123	Ω
	X-	0,00107	Ω
Sequência 0	R0	0,01923	Ω
	X0	0,02459	Ω
Número de condutores por fase		1	adm

Com base nestes valores apresentados na Tabela 35, as correntes de curto-circuito trifásica, bifásica e monofásica contribuídas pela concessionária e acessante são apresentados nas Tabelas 36, 37 e 38, respectivamente.

Tabela 36: Curto-circuito trifásico nas barras acessante/concessionária.

Simulações de curto-circuito na barra B2						
Trifásico	R1+	0,555940289	pu	X1+	1,233225608	pu
	R2+	4,554000926	pu	X2+	61,70598552	pu
	Req+	0,535849755	pu	Xeq+	1,212341373	pu
	Zeq+	1,325483521	pu	Fase+	66,15477424	°
	icc+	0,754441669	pu	Fase+	-66,15477424	°
	lcc3f	3820,85176	A	Fase	-66,15477424	°
	lcc_acessante	81,85170056	A	Fase	-85,7791315	°
	lcc_concessionária	3743,855362	A	Fase	-65,73406394	°
Simulações de curto-circuito na barra B3						
Trifásico	R1+	0,555940289	pu	X1+	1,233225608	pu
	R2+	4,554000926	pu	X2+	61,70598552	pu
	Req+	0,535849755	pu	Xeq+	1,212341373	pu
	Zeq+	1,325483521	pu	Fase+	66,15477424	°
	icc+	0,754441669	pu	Fase+	-66,15477424	°
	lcc3f	3820,85176	A	Fase	-66,15477424	°
	lcc_acessante	81,85170056	A	Fase	-85,7791315	°
	lcc_concessionária	3743,855362	A	Fase	-65,73406394	°
Simulações de curto-circuito na barra B4						
Trifásico	R1+	0,577828563	pu	X1+	1,237666974	pu
	R2+	4,532112653	pu	X2+	61,70154415	pu
	Req+	0,556787136	pu	Xeq+	1,216925467	pu
	Zeq+	1,338252408	pu	Fase+	65,41420256	°
	icc+	0,747243191	pu	Fase+	-65,41420256	°
	lcc3f	3784,395243	A	Fase	-65,41420256	°
	lcc_acessante	81,85968704	A	Fase	-85,79904453	°
	lcc_concessionária	3707,771727	A	Fase	-64,97357923	°
Simulações de curto-circuito na barra B5						
Trifásico	R1+	0,614309018	pu	X1+	1,245069252	pu
	R2+	4,495632197	pu	X2+	61,69414187	pu
	Req+	0,591666516	pu	Xeq+	1,224596741	pu
	Zeq+	1,360039133	pu	Fase+	64,21239047	°
	icc+	0,735272961	pu	Fase+	-64,21239047	°

	lcc3f	3723,772296	A	Fase	-64,21239047	°
	lcc_acesante	81,87297931	A	Fase	-85,83224155	°
	lcc_concessionária	3647,783905	A	Fase	-63,73857013	°
Simulações de curto-circuito na barra B6						
Trifásico	R1+	4,260910745	pu	X1+	16,19613633	pu
	R2+	0,849030471	pu	X2+	46,74307479	pu
	Req+	2,395243406	pu	Xeq+	12,16537526	pu
	Zeq+	12,39893327	pu	Fase+	78,86149385	°
	icc+	0,0806521	pu	Fase+	-78,86149385	°
	lcc3f	12253,81878	A	Fase	-78,86149385	°
	lcc_acesante	3249,876585	A	Fase	-88,95940705	°
	lcc_concessionária	9072,195905	A	Fase	-75,260508	°
Simulações de curto-circuito na barra B7						
Trifásico	R1+	5,109941216	pu	X1+	16,93921112	pu
	R2+	0	pu	X2+	46	pu
	Req+	2,711662816	pu	Xeq+	12,60041451	pu
	Zeq+	12,88889294	pu	Fase+	77,85493443	°
	icc+	0,077586183	pu	Fase+	-77,85493443	°
	lcc3f	11788,00089	A	Fase	-77,85493443	°
	lcc_acesante	3302,91916	A	Fase	-90	°
	lcc_concessionária	8587,169803	A	Fase	-73,21335563	°

Tabela 37: Curto-circuito bifásico nas barras acessante/concessionária.

Simulações de curto-circuito na barra B2						
Bifásico	lcc2f_acesante	70,88565203	A	Fase	-175,7791315	°
	lcc2f_concessionária	3242,273852	A	Fase	-155,7340639	°
Simulações de curto-circuito na barra B3						
Bifásico	lcc2f_acesante	70,88565203	A	Fase	-175,7791315	°
	lcc2f_concessionária	3242,273852	A	Fase	-155,7340639	°
Simulações de curto-circuito na barra B4						
Bifásico	lcc2f_acesante	70,89256852	A	Fase	-175,7990445	°
	lcc2f_concessionária	3211,024507	A	Fase	-154,9735792	°
Simulações de curto-circuito na barra B5						
Bifásico	lcc2f_acesante	70,90407996	A	Fase	-175,8322415	°
	lcc2f_concessionária	3159,073529	A	Fase	-153,7385701	°
Simulações de curto-circuito na barra B6						
Bifásico	lcc2f_acesante	2814,475682	A	Fase	-178,9594071	°
	lcc2f_concessionária	7856,752122	A	Fase	-165,260508	°
Simulações de curto-circuito na barra B7						
Bifásico	lcc2f_acesante	2860,411899	A	Fase	-180	°
	lcc2f_concessionária	7436,707196	A	Fase	-163,2133556	°

Tabela 38: Curto-circuito monofásico nas barras acessante/concessionária.

Simulações de curto-circuito na barra B2

Monofásico	lccft_ acessante	41,13650164	A	Fase	-80,20528098	°
	lccft_ concessionária	1881,562767	A	Fase	-60,16021342	°
Simulações de curto-circuito na barra B3						
Monofásico	lccft_ acessante	41,13650164	A	Fase	-80,20528098	°
	lccft_ concessionária	1881,562767	A	Fase	-60,16021342	°
Simulações de curto-circuito na barra B4						
Monofásico	lccft_ acessante	41,03131534	A	Fase	-80,47895255	°
	lccft_ concessionária	1858,481952	A	Fase	-59,65348724	°
Simulações de curto-circuito na barra B5						
Monofásico	lccft_ acessante	40,8705181	A	Fase	-80,92893814	°
	lccft_ concessionária	1820,952644	A	Fase	-58,83526672	°
Simulações de curto-circuito na barra B6						
Monofásico	lccft_ acessante	3248,327761	A	Fase	-88,21670881	°
	lccft_ concessionária	9067,872283	A	Fase	-74,51780975	°
Simulações de curto-circuito na barra B7						
Monofásico	lccft_ acessante	2739,285264	A	Fase	-88,42444015	°
	lccft_ concessionária	7121,793348	A	Fase	-71,63779577	°

Nos cálculos de curto-circuito apresentados nas Tabelas 36, 37 e 38 acima, as seguintes premissas foram adotadas:

- Assume-se que a corrente de curto-circuito dos geradores conectados via inversor é de 2 vezes o valor da corrente nominal do inversor;
- Testes em inversores trifásicos comerciais mostraram que a corrente pode atingir até duas vezes a corrente nominal por até 10 ciclos.

2) Para o transformador TR2, é apresentado os cálculos na Tabela 39:

Tabela 39: Impedância, reatância e distância entre as barras.

Impedância entre barra B1 e B3 (parecer de acesso)			
Sequência +	R+	0,7225	Ω
	X+	1,6027	Ω
Sequência -	R-	0,7225	Ω
	X-	1,6027	Ω
Sequência 0	R0	3,658	Ω
	X0	5,8056	Ω
Impedância entre barra B3 e B4 (cabos acessante até subestação)			
Bitola do cabo		25	mm ²
Distância		0,03	km
Sequência +	R+	0,02845	Ω
	X+	0,00577	Ω
Sequência -	R-	0,02845	Ω
	X-	0,00577	Ω
Sequência 0	R0	0,08466	Ω

	X0	0,05467	Ω
Impedância entre barra B4 e B5 (cabos até transformação)			
Bitola do cabo		25	mm ²
Distância		0,07	km
Sequência +	R+	0,06637	Ω
	X+	0,01347	Ω
Sequência -	R-	0,06637	Ω
	X-	0,01347	Ω
Sequência 0	R0	0,19754	Ω
	X0	0,12755	Ω
Impedância do transformador entre as barras B5 e B6			
Impedância de placa		4,5	%
Potência nominal de placa		225	kVA
Tensão MT nominal de placa		11,4	kV
Tensão BT nominal de placa		0,22	kV
X/R		4,1000	adm
Impedância corrigida		20	pu
Resistência corrigida		4,73912	pu
Reatância corrigida		19,4304	pu

Impedância entre barra B6 e B7 (cabos BT até usina)			
Bitola do cabo		240	mm ²
Distância		0,03	km
Sequência +	R+	0,00144	Ω
	X+	0,00161	Ω
Sequência -	R-	0,00144	Ω
	X-	0,00161	Ω
Sequência 0	R0	0,02844	Ω
	X0	0,03647	Ω
Número de condutores por fase		2	adm

De forma análoga à seção anterior, com base nestes valores apresentados na Tabela 39, as correntes de curto-circuito contribuídas pela concessionária e acessante são apresentados nas Tabelas 40, 41 e 42:

Tabela 40: Curto-circuito trifásico nas barras acessante/concessionária.

Simulações de curto-circuito na barra B2						
Trifásico	R1+	0,555940289	pu	X1+	1,233225608	pu
	R2+	4,714714992	pu	X2+	62,07736748	pu
	Req+	0,536013533	pu	Xeq+	1,212426516	pu
	Zeq+	1,325627611	pu	Fase+	66,14978742	°
	icc+	0,754359664	pu	Fase+	-66,14978742	°
	icc3f	3820,43645	A	Fase	-66,14978742	°
	icc_acessante	81,3490093	A	Fase	-85,65678003	°
	icc_concessionária	3743,855362	A	Fase	-65,73406394	°

Simulações de curto-circuito na barra B3

Trifásico	R1+	0,555940289	pu	X1+	1,233225608	pu
	R2+	4,714714992	pu	X2+	62,07736748	pu
	Req+	0,536013533	pu	Xeq+	1,212426516	pu
	Zeq+	1,325627611	pu	Fase+	66,14978742	°
	icc+	0,754359664	pu	Fase+	-66,14978742	°
	lcc3f	3820,43645	A	Fase	-66,14978742	°
	lcc_acesante	81,3490093	A	Fase	-85,65678003	°
	lcc_concessionária	3743,855362	A	Fase	-65,73406394	°

Simulações de curto-circuito na barra B4

Trifásico	R1+	0,577828563	pu	X1+	1,237666974	pu
	R2+	4,692826719	pu	X2+	62,07292611	pu
	Req+	0,556956363	pu	Xeq+	1,217007811	pu
	Zeq+	1,3383977	pu	Fase+	65,40908153	°
	icc+	0,747162073	pu	Fase+	-65,40908153	°
	lcc3f	3783,98442	A	Fase	-65,40908153	°
	lcc_acesante	81,356958	A	Fase	-85,67655885	°
	lcc_concessionária	3707,771727	A	Fase	-64,97357923	°

Simulações de curto-circuito na barra B5

Trifásico	R1+	0,6289012	pu	X1+	1,248030163	pu
	R2+	4,641754081	pu	X2+	62,06256292	pu
	Req+	0,605794579	pu	Xeq+	1,227751572	pu
	Zeq+	1,369073043	pu	Fase+	63,73744455	°
	icc+	0,730421218	pu	Fase+	-63,73744455	°
	lcc3f	3699,200764	A	Fase	-63,73744455	°
	lcc_acesante	81,37547328	A	Fase	-85,72272445	°
	lcc_concessionária	3623,870963	A	Fase	-63,25577665	°

Simulações de curto-circuito na barra B6

Trifásico	R1+	4,275502927	pu	X1+	16,19909724	pu
	R2+	0,995152355	pu	X2+	47,11149584	pu
	Req+	2,421453539	pu	Xeq+	12,18866441	pu
	Zeq+	12,42686514	pu	Fase+	78,76366812	°
	icc+	0,080470818	pu	Fase+	-78,76366812	°
	lcc3f	12226,27587	A	Fase	-78,76366812	°
	lcc_acesante	3224,274538	A	Fase	-88,78990147	°
	lcc_concessionária	9068,632071	A	Fase	-75,21482321	°

Simulações de curto-circuito na barra B7

Trifásico	R1+	5,270655281	pu	X1+	17,31059309	pu
	R2+	0	pu	X2+	46	pu
	Req+	2,763299348	pu	Xeq+	12,80751989	pu
	Zeq+	13,1022284	pu	Fase+	77,82472409	°
	icc+	0,076322895	pu	Fase+	-77,82472409	°
	lcc3f	11596,06417	A	Fase	-77,82472409	°
	lcc_acesante	3302,91916	A	Fase	-90	°
	lcc_concessionária	8396,383587	A	Fase	-73,06578064	°

Tabela 41: Curto-circuito bifásico nas barras acessante/concessionária.

Simulações de curto-circuito na barra B2						
Bifásico	lcc2f_acessante	70,45030863	A	Fase	-175,65678	°
	lcc2f_concessionária	3242,273852	A	Fase	-155,7340639	°
Simulações de curto-circuito na barra B3						
Bifásico	lcc2f_acessante	70,45030863	A	Fase	-175,65678	°
	lcc2f_concessionária	3242,273852	A	Fase	-155,7340639	°
Simulações de curto-circuito na barra B4						
Bifásico	lcc2f_acessante	70,4571924	A	Fase	-175,6765589	°
	lcc2f_concessionária	3211,024507	A	Fase	-154,9735792	°
Simulações de curto-circuito na barra B5						
Bifásico	lcc2f_acessante	70,47322711	A	Fase	-175,7227245	°
	lcc2f_concessionária	3138,364314	A	Fase	-153,2557767	°
Simulações de curto-circuito na barra B6						
Bifásico	lcc2f_acessante	2792,303659	A	Fase	-178,7899015	°
	lcc2f_concessionária	7853,665751	A	Fase	-165,2148232	°
Simulações de curto-circuito na barra B7						
Bifásico	lcc2f_acessante	2860,411899	A	Fase	-180	°
	lcc2f_concessionária	7271,481486	A	Fase	-163,0657806	°

Tabela 42: Curto-circuito monofásico nas barras acessante/concessionária.

Simulações de curto-circuito na barra B2						
Monofásico	lccft_acessante	40,88670874	A	Fase	-80,08645597	°
	lccft_concessionária	1881,693767	A	Fase	-60,16373987	°
Simulações de curto-circuito na barra B3						
Monofásico	lccft_acessante	40,88670874	A	Fase	-80,08645597	°
	lccft_concessionária	1881,693767	A	Fase	-60,16373987	°
Simulações de curto-circuito na barra B4						
Monofásico	lccft_acessante	40,78216892	A	Fase	-80,36007663	°
	lccft_concessionária	1858,61144	A	Fase	-59,657097	°
Simulações de curto-circuito na barra B5						
Monofásico	lccft_acessante	40,56322144	A	Fase	-80,9876349	°
	lccft_concessionária	1806,390481	A	Fase	-58,5206871	°
Simulações de curto-circuito na barra B6						
Monofásico	lccft_acessante	3198,37882	A	Fase	-87,85104215	°
	lccft_concessionária	8995,797473	A	Fase	-74,27596389	°
Simulações de curto-circuito na barra B7						
Monofásico	lccft_acessante	2589,579352	A	Fase	-88,6579155	°
	lccft_concessionária	6582,995378	A	Fase	-71,72369614	°

2.3.2 PARAMETRIZAÇÃO DAS FUNÇÕES DE PROTEÇÃO

A norma EDP PT.DT.PDN.03.05.026, apresenta as proteções mínimas necessária que uma unidade consumidora atendida através de subestação de

entrada abrigada deve ter, para a conexão do um gerador fotovoltaico com potência nominal de 400 kW.

As funções de proteção exigidas pela PT.DT.PDN.03.05.026 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.

Para a parametrização destas funções no relé de proteção da cabine primária, é preciso saber as características das curvas de proteção de fase e neutro do religador para coordenação com a proteção do acessante. Estas informações são fornecidas pela concessionária EDP através da Figura 26 abaixo:

PROTEÇÃO DO GRUPO A	
AJUSTE DE FASE	
UNIDADE TEMPORIZADA	
CORRENTE DE PICKUP	450 A
TAP	0,2250
DIAL / CURVA	0,150 IEC NORMAL INVERSA
TEMPO MINIMO DE RESPOSTA	0 s
UNIDADE INSTANTÂNEA	
CORRENTE DE PICKUP	BLOQUEADO
TAP	BLOQUEADO
TEMPO DEFINIDO	BLOQUEADO
AJUSTE DE NEUTRO	
UNIDADE TEMPORIZADA	
CORRENTE DE PICKUP	55 A
TAP	0,0275
DIAL / CURVA	0,250 IEC NORMAL INVERSA
TEMPO MINIMO DE RESPOSTA	0,700 s
UNIDADE INSTANTÂNEA	

CORRENTE DE PICKUP	BLOQUEADO
TAP	BLOQUEADO
TEMPO DEFINIDO	BLOQUEADO
AJUSTES DE RELIGAMENTO	
1º RELIGAMENTO	10 s / 10 s
2º RELIGAMENTO	10 s / 10 s
3º RELIGAMENTO	BLOQUEADO
Nº DE OPERAÇÕES PARA BLOQUEIO	3
TEMPO DE REARME	60 s

Figura 26: Ajustes de religadores para coordenação, fornecidas pela concessionária.

A Tabela 43 apresenta o resumo das características das curvas de proteção de fase e neutro do religador para coordenação com a proteção do acessante.

Ajuste de fase		Ajuste de neutro	
Pick-up	450 A	Pick-up	55 A
Curva	IEC normal inversa	Curva	IEC normal inversa
Dial	0,150	Tempo	0,25 s
T. adicional	-	T. adicional	-

Tabela 43: Resumo dos ajustes de religadores para coordenação, fornecidas pela concessionária.

Com posse das informações fornecidas pela concessionária e com os dados dos transformadores de potência TR1 e TR2 conforme Tabela 44 abaixo, os resultados dos cálculos dos ajustes das proteções são demonstrados na Tabela 45 (corrente de magnetização para definição da corrente instantânea) e Tabela 46 (resumo da parametrização das proteções).

Tabela 44: Dados dos transformadores de potência.

Transformadores de potência		Valor	Unidade
Transformador 1 OK	Tensão linha primária	11,4	kV
	Tensão linha secundária	0,38	kV
	Potência aparente nominal	225	kVA
	Corrente nominal primária	11,39507	A
	Corrente de magnetização	91,16057	A
	Impedância percentual	4,5	%
	Corrente ANSI	253,2238	A
	Corrente NANSI	146,8698	A
	Tempo máximo	3	s
Transformador 2	Tensão linha primária	11,4	kV
	Tensão linha secundária	0,22	kV

OK	Potência aparente nominal	225	kVA
	Corrente nominal primária	11,39507	A
	Corrente de magnetização	91,16057	A
	Impedância percentual	4,5	%
	Corrente ANSI	253,2238	A
	Corrente NANSI	146,8698	A
	Tempo máximo	3	s

Tabela 45: Corrente de magnetização dos transformadores.

Número de transformadores	2	unid.
Corrente de magnetização total	102,5556399	A

Tabela 46: Definição das proteções e suas respectivas parametrizações.

Código ANSI	Descrição	Parâmetro	Ajuste
32 (1)	Direcional de Potência (Sentido EDP)	Potência Ativa	420 kW
		Tempo	15 s
32 (2)	Direcional de potência (sentido acessante)	Potência Ativa	420 kW
		Tempo	15 s
67 (1)	Direcional de sobrecorrente de fase (sentido conc.)	Pickup (A)	24 A
		Curva	EI
		Dial	0,2 s
		Tempo Adicional	-
		Instantâneo	DESATIVADO
		Ângulo	45°
67 (2)	Direcional de sobrecorrente de fase (sentido acessante)	Pickup (A)	22 A
		Curva	EI
		Dial	0,1 s
		Instantâneo	108 A
		Tempo Adicional	-
		Ângulo	45°
67N (1)	Sobrecorrente de neutro	Pickup (A)	8 A
		Curva	Tempo definido
		Dial	6 s
		Tempo Adicional	-
		Instantâneo	DESATIVADO
		Ângulo	110°
67N (2)	Direcional de Sobrecorrente de neutro	Pickup (A)	7 A
		Curva	Tempo definido
		Dial	0,3 s
		Tempo Adicional	-
		Instantâneo	32,4
		Ângulo	110°

2.3.3 ESTUDO DE SELETIVIDADE E COORDENAÇÃO

Para podermos visualizar a atuação da proteção é necessário que se faça, em papel formatado bi-log, um gráfico de tempo x corrente, onde se pode verificar a coordenação e seletividade para qualquer valor de corrente. Neste gráfico devem ser plotados os seguintes pontos e curvas:

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

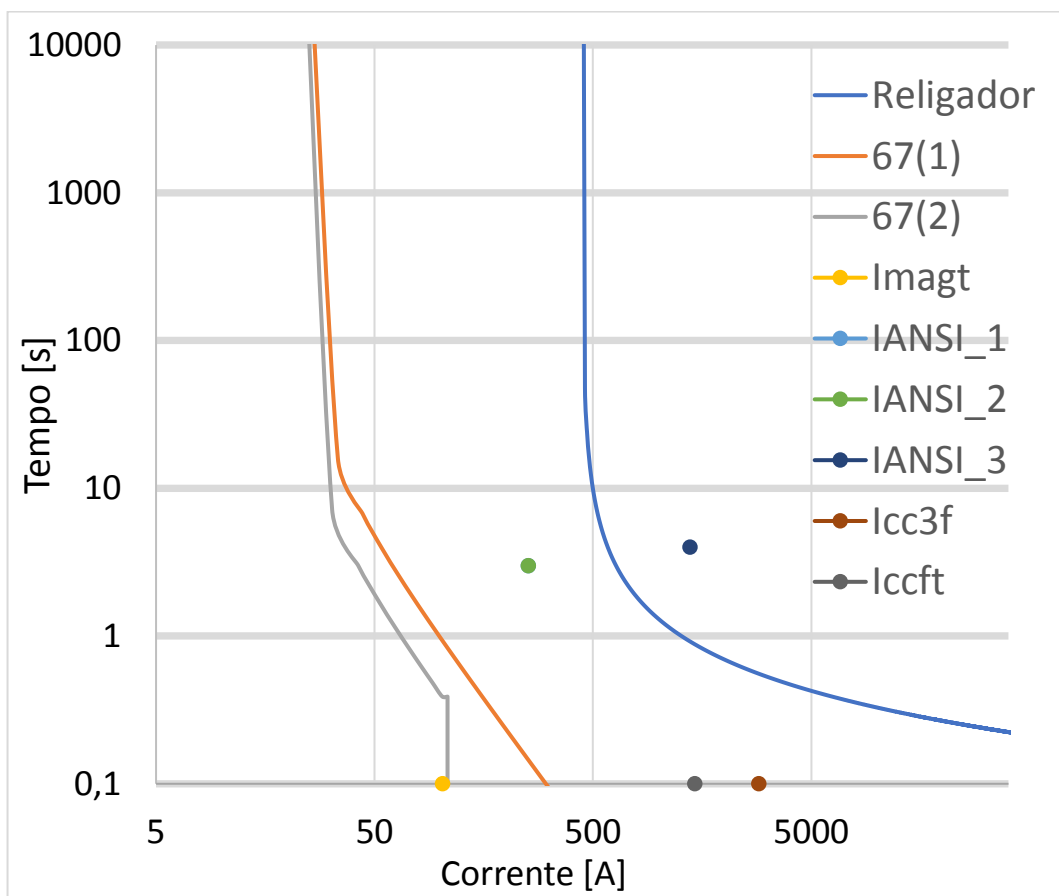


Figura 27: Coordenograma das proteções: 67(1), 67(2).

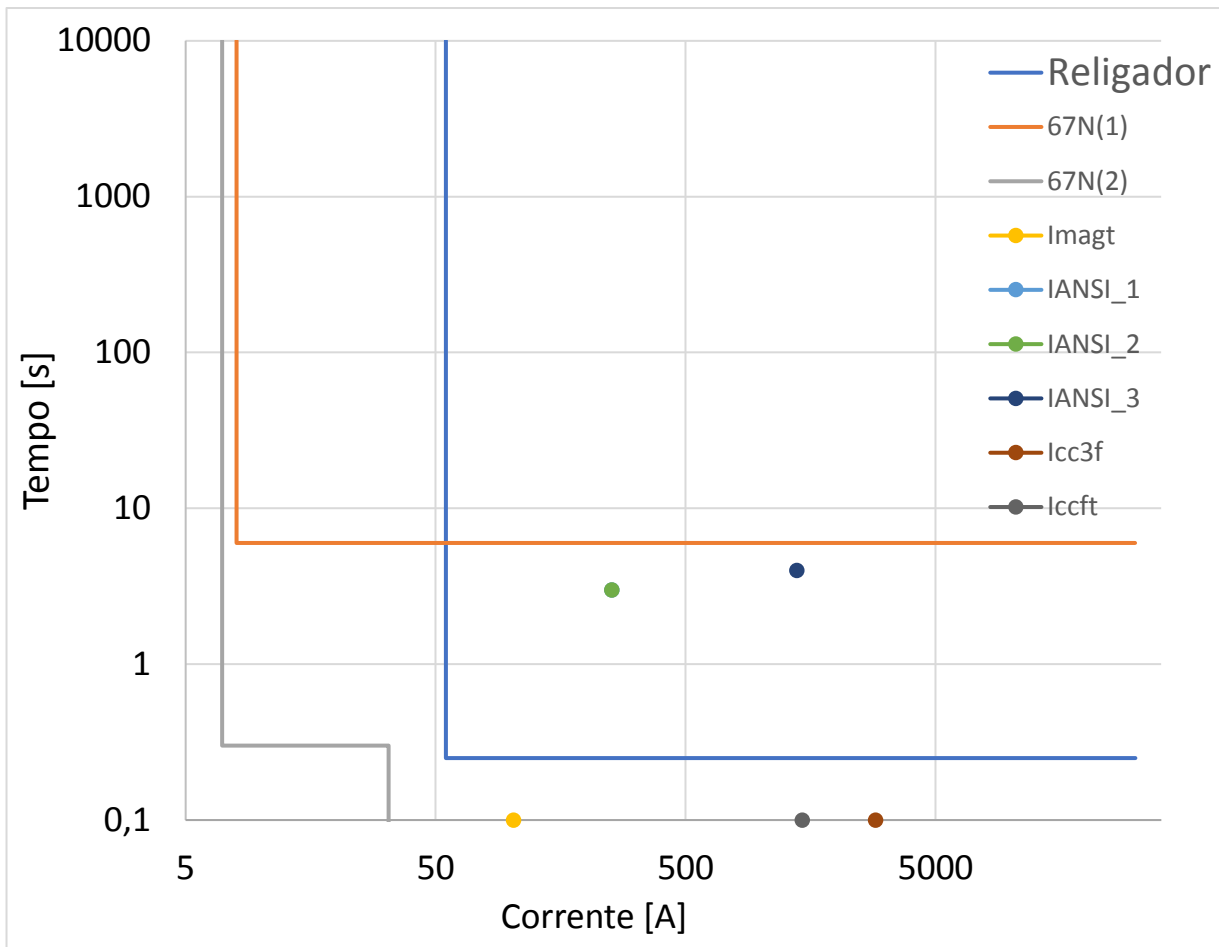


Figura 28: Coordenograma das proteções: 67N(1), 67N(2).

3- Análise de Viabilidade Econômica

Neste capítulo será apresentado a redução do consumo de energia elétrica previsto após a instalação da UFV, o tempo de retorno do investimento e os custos com a manutenção da usina fotovoltaica.

3.1 PERCENTUAL DE REDUÇÃO DO CONSUMO

Como visto no Capítulo 1, a média de consumo no horário fora ponta da indústria é de 62.067 kWh/mês e como a produção de energia média (considerando as perdas já vistas) será de 57.174 kWh/mês, podemos calcular a redução no consumo da indústria no horário fora ponta (HFP) com a equação abaixo (excluindo demanda contratada e outras cobranças fixas):

$$Redução_{consumo\ HFP} = \frac{57.174}{62.067} \times 100\% = 92,12\% \quad (33)$$

Como não há área suficiente na indústria para instalar uma quantidade de módulos fotovoltaicos capazes de produzir 71.905 kWh/mês para que possa haver redução no consumo HP da indústria, a unidade consumidora continuará tendo uma média de consumo no horário ponta (HP) de 6.040 kWh/mês, sem que haja redução.

3.2 ANÁLISE DE DESPESAS: MANUTENÇÃO PREVENTIVA E LIMPEZA

Considerando que seja feita uma limpeza nos módulos fotovoltaicos a cada 8 meses e que durante este mesmo período seja necessárias 3 visitas de um técnico e/ou engenheiro para inspeção preventiva, os custos dessas operações representam 0,3% do valor total da UFV.

Tabela 47: Despesas com manutenção e limpeza (ano).

Orçamento - Sistema PV			
ZNSHINE 330W	1530	-	R\$ 1.050.000
Inversor 50 kW	8		
Cabo solar	5.000 m		
Estrutura zinco	170 perfis		
Instalação - R\$/W	R\$ 0,9309	504900	R\$ 470.011
TOTAL	-	-	R\$ 1.520.011

Despesas			
Manutenção preventiva/Limpeza	0,3%	R\$ 1.520.011	R\$ 4.560,03
TOTAL	-	-	R\$ 4.560,03

3.3 FLUXO DE CAIXA

Para este projeto, não existiu custos para o cliente com obras de rede por parte da concessionária, portanto para o fluxo de caixa mostrado na Tabela 48 foi construído levando em consideração apenas as informações de produção de energia, valor da tarifa de energia elétrica, gastos com manutenções e taxa de atratividade. As premissas deste cálculo também estão discriminadas na Tabela 48.

Tabela 48: Fluxo de caixa.

Variáveis		
Queda na eficiência do painel:	0,8	%
Taxa de atratividade	5	%
Reajuste da conta de luz:	5	%
Dimensionamento		
Radiação do Local	4,96	kWh/m2.dia
Potência do módulo	330	
Área do módulo	1,96	m2
Eficiência do módulo	16,8%	
Eficiência da instalação	80,0%	
Produção de 1 módulo	1,3	kWh/dia
Número módulos	1.530,00	unidades
Potência total de Inversores	400	kW
Nova demanda Fora Ponta	0	kW
Nova demanda Ponta	400	kW

Ano	Invest. R\$	Produção kWh/ano	Valor FP R\$/kWh	Receita FP R\$	Sobra Fora Ponta	Despesa FP R\$
0	R\$ 1.520.011	729.941	0,32	R\$ 214.387	-14.865	-R\$ 4.772
1	0	724.101	0,34	R\$ 223.139	-20.705	-R\$ 6.978
2	0	718.308	0,35	R\$ 232.245	-26.497	-R\$ 9.377
3	0	712.562	0,37	R\$ 241.722	-32.244	-R\$ 11.982

4	0	706.862	0,39	R\$ 251.584	-37.944	-R\$ 14.805
5	0	701.207	0,41	R\$ 261.847	-43.599	-R\$ 17.862
6	0	695.597	0,43	R\$ 272.526	-49.209	-R\$ 21.168
7	0	690.032	0,45	R\$ 283.639	-54.774	-R\$ 24.740
8	0	684.512	0,47	R\$ 295.203	-60.294	-R\$ 28.595
9	0	679.036	0,50	R\$ 307.236	-65.770	-R\$ 32.752
10	0	673.604	0,52	R\$ 319.757	-71.202	-R\$ 37.230

Necessidade Ponta	Saldo Ponta	Valor Ponta R\$/kWh	Receita Ponta R\$	Despesa Ponta R\$	Despesa Manutenção R\$	Despesa Demanda
72.475	-81.601	1,40	-R\$ 12.776	-R\$ 114.242	4.560	36.130
72.475	-85.186	1,47	-R\$ 18.685	-R\$ 125.224	4.583	37.936
72.475	-88.742	1,54	-R\$ 25.108	-R\$ 136.974	4.606	39.833
72.475	-92.270	1,62	-R\$ 32.081	-R\$ 149.540	4.629	41.825
72.475	-95.770	1,70	-R\$ 39.640	-R\$ 162.972	4.652	43.916
72.475	-99.241	1,79	-R\$ 47.825	-R\$ 177.324	4.675	46.112
72.475	-102.685	1,88	-R\$ 56.678	-R\$ 192.651	4.699	48.417
72.475	-106.101	1,97	-R\$ 66.241	-R\$ 209.013	4.722	50.838
72.475	-109.490	2,07	-R\$ 76.563	-R\$ 226.474	4.746	53.380
72.475	-112.852	2,17	-R\$ 87.693	-R\$ 245.099	4.769	56.049
72.475	-116.187	2,28	-R\$ 99.682	-R\$ 264.959	4.793	58.851

Fluxo de Caixa	Saldo Acumulado	Fluxo Descont.	Saldo Descontado	
-R\$ 1.240.076	-R\$ 1.240.076	-R\$ 1.240.076	-R\$ 1.240.076	0
R\$ 294.137	-R\$ 945.939	R\$ 280.130	-R\$ 959.946	1

R\$ 309.050	-R\$ 636.889	R\$ 280.318	-R\$ 679.628	2
R\$ 324.710	-R\$ 312.180	R\$ 280.497	-R\$ 399.132	3
R\$ 341.154	R\$ 28.974	R\$ 280.668	-R\$ 118.464	4
R\$ 358.421	R\$ 387.395	R\$ 280.832	R\$ 162.368	5
R\$ 376.552	R\$ 763.947	R\$ 280.989	R\$ 443.357	6
R\$ 395.591	R\$ 1.159.538	R\$ 281.139	R\$ 724.496	7
R\$ 415.583	R\$ 1.575.121	R\$ 281.283	R\$ 1.005.779	8
R\$ 436.576	R\$ 2.011.697	R\$ 281.421	R\$ 1.287.200	9
R\$ 458.619	R\$ 2.470.316	R\$ 281.552	R\$ 1.568.752	10

3.4 VIABILIDADE ECONÔMICA

Após a confecção do fluxo de caixa acima, a viabilidade econômica do investimento, é apresentado na Tabela 49, onde a TIR é de 24,41% e *payback* descontado de 4,42 anos.

Tabela 49: Viabilidade econômica.

Viabilidade Econômica	
VPL	R\$ 1.568.752
TIR - taxa interna de retorno	24,41%
Payback Simples	3,92
Payback Descontado	4,42

4- Projeto Elétrico

Este capítulo tem como objetivo apresentar o projeto elétrico do sistema através do diagrama unifilar e lista de materiais dos equipamentos utilizados para a instalação da UFV.

4.1 PROJETO ELÉTRICO: DIAGRAMA UNIFILAR

As Figuras 29, 30 e 31 apresentam os diagramas unifilares da cabine primária, dos inversores GW50KLV-MT e GW50K-MT, respectivamente. O dimensionamento dos equipamentos pode ser encontrado, em detalhes, no Capítulo 2.

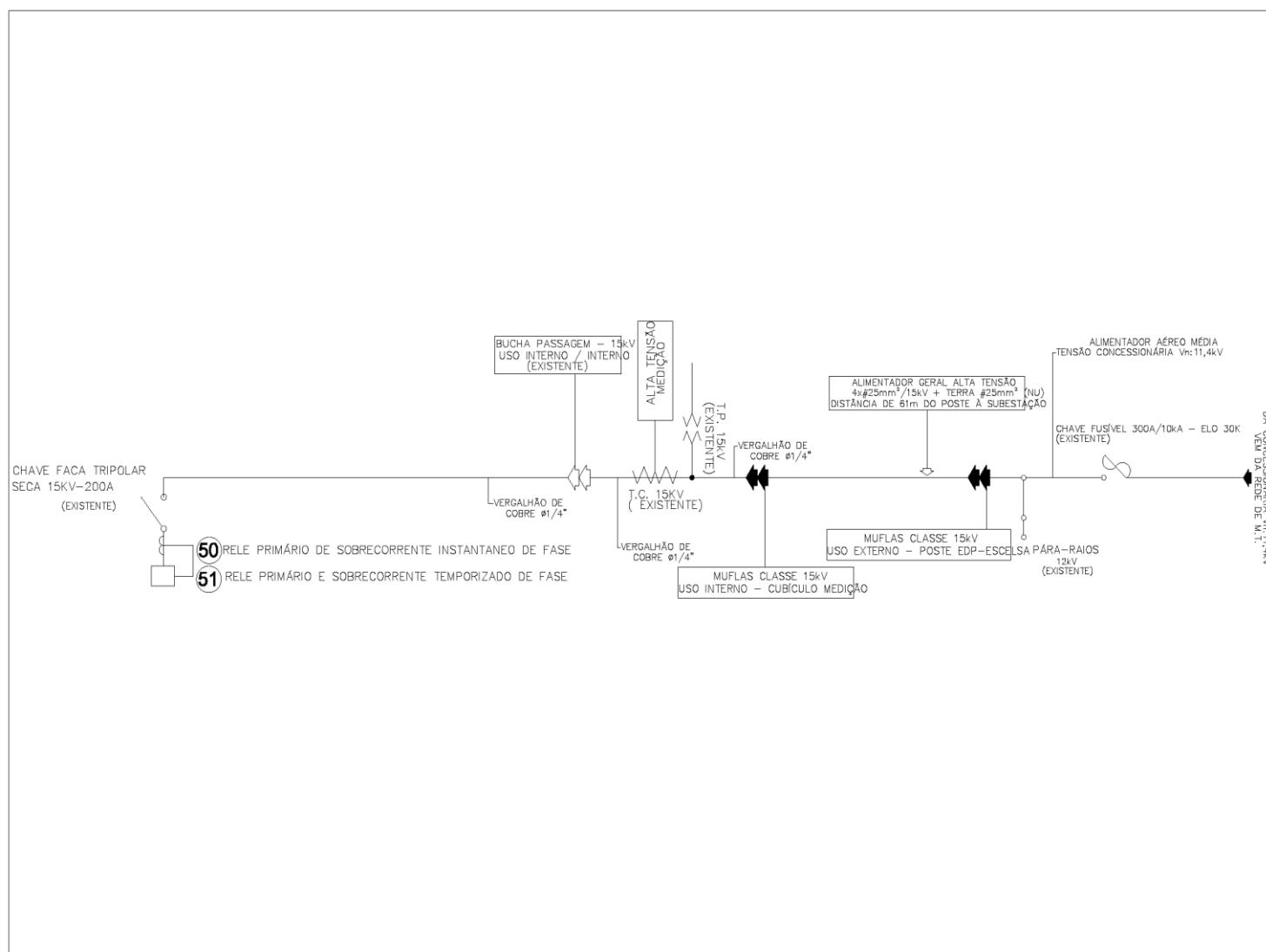


Figura 29: Diagrama unifilar da cabine primária.

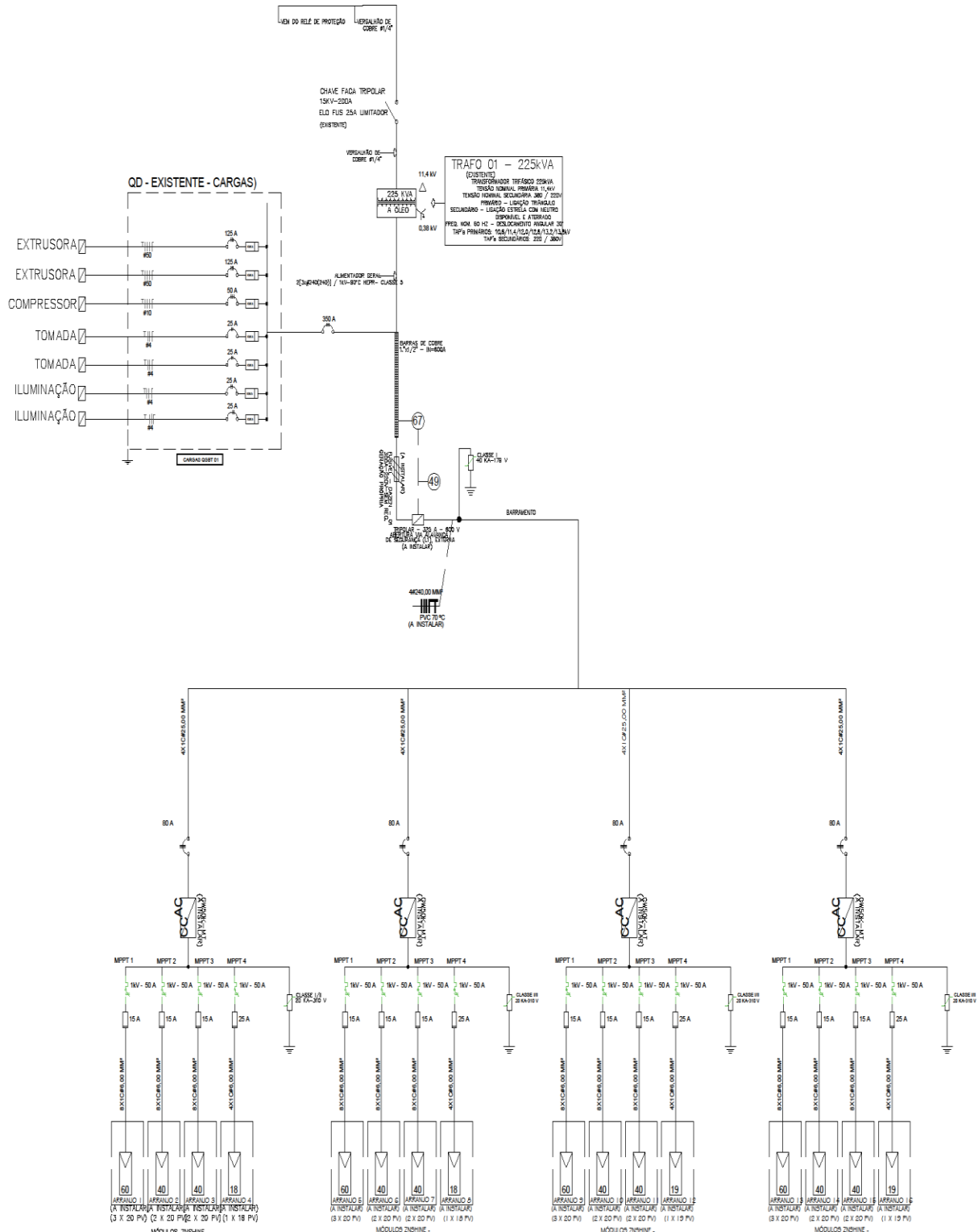


Figura 30: Diagrama unifilar inversores GW50K-MT.

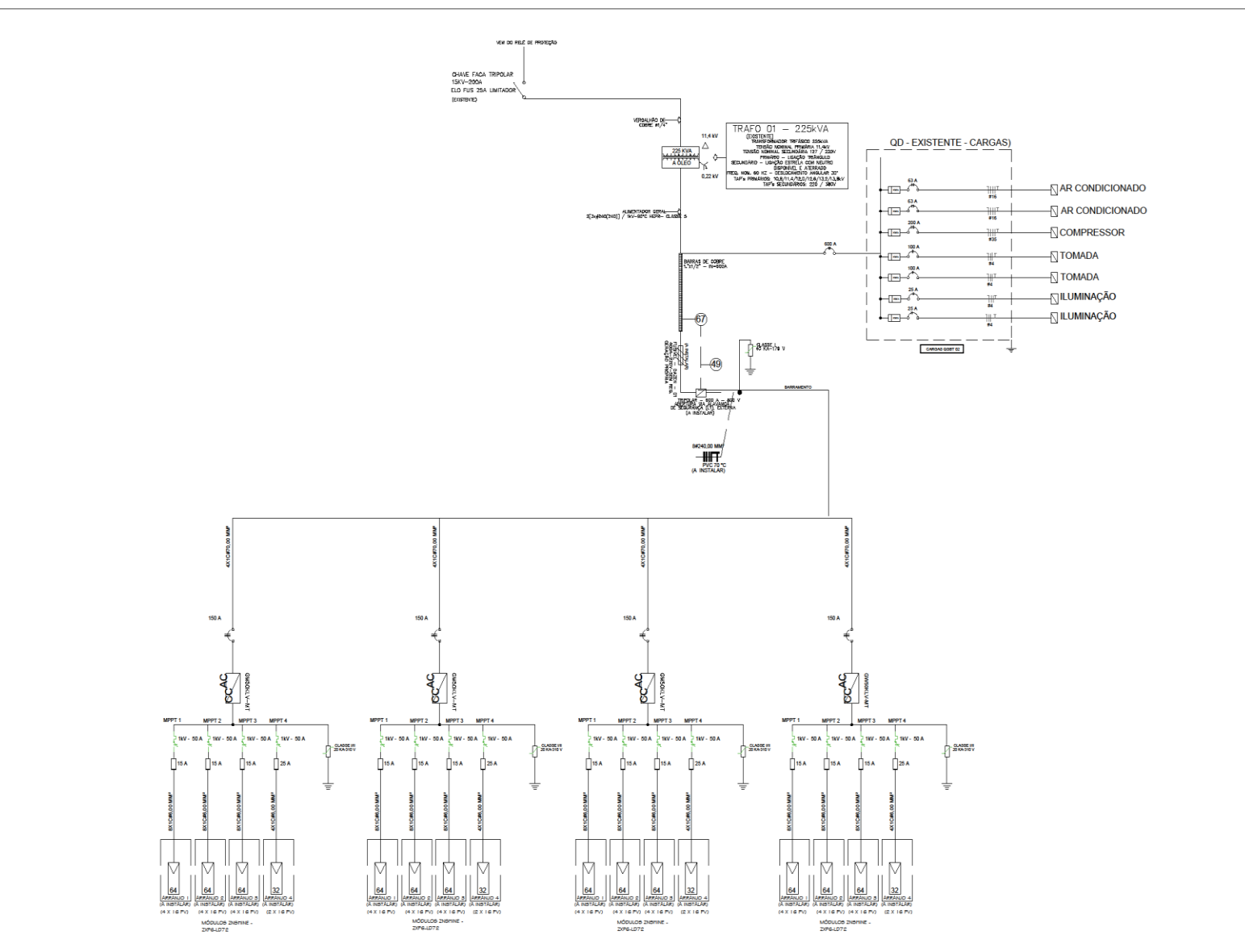


Figura 31: Diagrama unifilar inversores GW50KLV-MT.

4.2 MEMORIAL DESCRITIVO

O memorial descritivo é um documento elaborado antes de efetuar a instalação da usina solar fotovoltaica, na qual as informações do projeto devem estar descritas de forma detalhada e aprofundada. O objetivo, portanto, consiste em descrever os componentes presentes no sistema de microgeração ou minigeração de energia solar fotovoltaica em uma unidade consumidora de pessoa física. Os seguintes itens são abordados neste documento:

✓ Dados do projetista, devidamente registrado no Conselho Federal de Engenharia e Agronomia (CREA), e da empresa responsável pelo projeto (se aplicável);

✓ Dados do titular da unidade consumidora e localização da UC (coordenadas geográficas, número da instalação, classe e característica de atendimento). O tipo de atividade desenvolvido na UC também é exigido, isto é, se é uma residência, escritório, escola, comércio, zona rural ou industrial, granja ou outra atividade econômica. O histórico ou média anual de consumo da UC pode ser anexado, em kWh/mês;

✓ Se o cliente enquadrar no fornecimento de MT, a demanda contratada e forma de atendimento devem ser anexadas;

✓ Descrição detalhada 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;

✓ Anexos: folha de dados dos módulos fotovoltaicos, inversores, certificação de conformidade do inversor, formulário de solicitação de acesso, projeto elétrico e ART.

5- Conclusão

Ao final da apresentação deste projeto, mesmos com as perdas de geração de energia, a redução no consumo de energia ativa fora ponta da indústria foi de 92,12%.

Ao analisarmos as variáveis de despesas anuais com manutenção, perdas de eficiência no módulo fotovoltaico e aumento de 5% no valor da tarifa de energia elétrica (HP) e (HFP), concluímos que o valor investido é recuperado em 4 anos e 4 meses, o que é considerado baixo comparado com a média de outros investimentos no Brasil.

Além disto, podemos perceber que a taxa interna de retorno é de 24,41%, ou seja, o empresário investiu uma quantia de R\$: 1.520.000,00 e poupará aproximadamente R\$: 31.000,00 reais por mês, o que proporciona um retorno de 2,03% ao mês, valor este, também superior à média de retorno de outros segmentos de investimentos no Brasil, como aplicações sob juros, bolsa de valores, mercado de ações, etc..

6- Referências Bibliográficas

- ABNT NBR 16150 - Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição – Procedimento de ensaio de conformidade.

Gf2. [Online]. Available: <https://gf2.ind.br/>.

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].

J. Mamede, Instalações Elétricas Industriais, 8ª ed., São Paulo: LTC, 2010.

[10] PT.DT.PDN.03.14.012 – Conexão de Microgeradores ao Sistema de Distribuição em Baixa Tensão
Descrição da Instalação Fotovoltáica.

- MÓDULO 3 (PRODIST) - Modulo 3 do Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) – Acesso ao Sistema de Distribuição - Seção 3.7.

- MÓDULO 8 (PRODIST) - Modulo 8 da Resolução Nº 395 de 2009 da Agência Nacional de Energia Elétrica.

- ABNT NBR 5410 - Instalações elétricas de baixa tensão.

- ABNT NBR IEC 62116 - Procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados á rede elétrica.

- ABNT NBR 16149 – Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição.

- ANEEL RESOLUÇÃO Nº 414 - Resolução Nº 414 de 09 de setembro de 2010 da Agência Nacional de Energia Elétrica.

- ANEEL RESOLUÇÃO Nº 517 - Resolução Nº 517 de 11 de dezembro de 2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica.

- ANEEL RESOLUÇÃO Nº 482 - Resolução Nº 482 de 17 de Abril de 2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica.

- ANEEL RESOLUÇÃO Nº 687 - Resolução Nº 687 de 24 de Novembro de 2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica.

7- Anexos

Datasheet – módulo fotovoltaico

ZXM6-NH144 Series | Znshinesolar 9BB HALF-CELL
Monocrystalline PERC PV Module



ELECTRICAL CHARACTERISTICS | STC*

Module Type	ZXM6-NH144-415/M	ZXM6-NH144-420/M	ZXM6-NH144-425/M	ZXM6-NH144-430/M	ZXM6-NH144-435/M
Nominal Power Watt Pmax(W)	415	420	425	430	435
Power Output Tolerance Pmax(%)	0~+3	0~+3	0~+3	0~+3	0~+3
Maximum Power Voltage Vmp(V)	40.1	40.3	40.5	40.7	40.9
Maximum Power Current Imp(A)	10.35	10.43	10.50	10.57	10.64
Open Circuit Voltage Voc(V)	48.8	49.0	49.2	49.4	49.6
Short Circuit Current Isc(A)	10.94	11.01	11.08	11.15	11.22
Module Efficiency (%)	19.83	20.07	20.31	20.54	20.78

*STC (Standard Test Condition): Irradiance 1000W/m², Module Temperature 25°C, AM 1.5

ELECTRICAL CHARACTERISTICS | NMOT*

Maximum Power Pmax(Wp)	310.1	314.1	317.7	321.3	325.0
Maximum Power Voltage Vmp(V)	37.4	37.6	37.8	37.9	38.1
Maximum Power Current Imp(A)	8.30	8.36	8.41	8.47	8.52
Open Circuit Voltage Voc(V)	45.6	45.7	45.9	46.1	46.3
Short Circuit Current Isc(A)	8.83	8.89	8.95	9.00	9.06

*NMOT(Nominal module operating temperature):Irradiance 600W/m²,Ambient Temperature 20°C,AM 1.5,Wind Speed 1m/s

Temperature ratings

NMOT	44°C ±2°C
Temperature coefficient of Pmax	-0.36%/°C
Temperature coefficient of Voc	-0.29%/°C
Temperature coefficient of Isc	0.05%/°C

*Do not connect Fuse in Combiner Box with two or more strings in parallel connection
*Remark:Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer.
They only serve for comparison among different module types.

Working conditions

Maximum system voltage	1500 V DC
Operating temperature	-40°C~+85°C
Maximum series fuse	20 A

Mechanical data

Solar cells	Mono PERC
Cells orientation	144 (6×24)
Module dimension	2056×1018×35 mm(With Frame)
Weight	22.5 kg
Glass	3.2mm, High Transmission, AR Coated Tempered Glass
Junction box	IP 68, 3 diodes
Cables	4 mm² ,900 mm
Connectors	MC4-compatible

Datasheet – inversor solar Goodwe, linha LV

Technical Data	GW70KHV-MT	GW80KHV-MT	GW75K-MT	GW80K-MT	GW30KLV-MT	GW35KLV-MT	GW50KLV-MT
DC Input Data							
Potência Máxima de Entrada (W)	91000	120000	112500	120000	54000	63000	90000
Tensão Máxima de Entrada (V)	1100	1100	1100	1100	800	800	800
Faixa de Operação MPPT (V)	200~1000	200~1000	200~1000	200~1000	200~650	200~650	200~650
Tensão de Partida (V)	200	200	200	200	200	200	200
Min. Tensão de Alimentação (V)	210	210	210	210	210	210	210
Tensão Nominal de Entrada (V)	750	800	600	620	370	370	370
Corrente Máxima de Entrada (A)	33/33/33/33	44/44/44/44	44/44/44/44	44/44/44/44	30/30/20/20	30/30/30/30	44/44/44/44
Corrente Máxima de Curto (A)	41.5/41.5/41.5/41.5	55/55/55/55	55/55/55/55	55/55/55/55	38/38/25/25	38/38/38/38	55/55/55/55
Número de MPPTs	4	4	4	4	4	4	4
Número de Strings por MPPT	3/3/3/3	3/3/3/3	4/4/4/4	4/4/4/4 (padrão) 3/3/3/3 (opcional, suporte ao módulo bifacial)	3/3/2/2	3/3/3/3	4/4/4/4
Dados de Saída CA							
Potência Nominal de Saída (W)	70000	80000	75000	80000	30000	36000	50000
Potência Máxima de Saída (W)	77000	88000	75000	80000	28800@208VAC 30000@220VAC 33000@240VAC	34500@208VAC 36000@220VAC 39900@240VAC	47300@208VAC 50000@220VAC 55000@240VAC
Potência Máx. Aparente de Saída (VA)	77000	88000	75000	80000	33000	39900	55000
Tensão Nominal de Saída (V)	540, 3L/PE	500, 3L/PE	380/415	400 padrão 3L + N + PE, 3L + PE opcional nas configurações	150-300	150-300	150-300
Frequência Nominal de Saída (Hz)	50/60	50/60	50/60	50/60	50/60	50/60	50/60
Corrente Máxima de Saída (A)	69	94.1	94.1	133	80	96	133
Fator de Potência de Saída	~1 (Ajustável 0.8 capacitivo - 0.8 indutivo)						
THDi Nominal de Saída	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%
Eficiência							
Eficiência Máxima	99.0%	99.0%	98.8%	98.8%	98.7%	98.8%	98.7%
Eficiência Euro	98.4%	98.4%	98.3%	98.3%	98.3%	98.5%	98.3%
Proteções							
Monitoramento de Corrente de String FV	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado
Proteção Anti-ilhamento	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado
Proteção de Polaridade Reversa	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado
Monitoramento de Isolamento	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado
Fusível CC	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado
Função Anti-PID Fotovoltaico	Opcional	Opcional	Opcional	Opcional	Opcional	Opcional	Opcional
Proteção Contra Surtos CC (DPS)	Integrado (Tipo II)						

Datasheet – inversor solar Goodwe, linha MT

Technical Data	GW50K-MT	GW60K-MT	GW70KHV-MT
PV String Input Data			
Max. PV Power (W)	65000	80000	87500
Max. DC Input Voltage (V)	1000	1000	1100
MPPT Range (V)	200~850	200~850	200~1000
Start-up Voltage (V)	200	200	200
MPPT Range for Full Load (V)	520~850	520~850	550~850
Nominal DC Input Voltage (V)	620	620	750
Max. Input Current (A)	30/30/20/20	30/30/30/30	33/33/33/33
Max. Short Current (A)	38/38/25/25	38/38/38/38	41.5/41.5/41.5/41.5
No. of MPP Trackers	4	4	4
No. of Input Strings per Tracker	3/3/2/2	3/3/3/3	3/3/3/3
AC Output Data			
Nominal Output Power (W)	50000	60000	70000
Max. Output Power (W)	55000, 57500@415Vac	66000, 69000@415Vac	77000
Max. Output Apparent Power (VA)	55000, 57500@415Vac	66000, 69000@415Vac	77000
Nominal Output Voltage (V)	400, 3L/N/PE or 3L/PE	400, 3L/N/PE or 3L/PE	500, 3L/PE
Nominal Output Frequency (Hz)	50/60	50/60	50/60
Max. Output Current (A)	80	96	89
Output Power Factor	~1 (Adjustable from 0.8 leading to 0.8 lagging)		
Output THDi (@Nominal Output)	<3%	<3%	<3%
Efficiency			



Coordenadoria de
Educação Aberta e a Distância