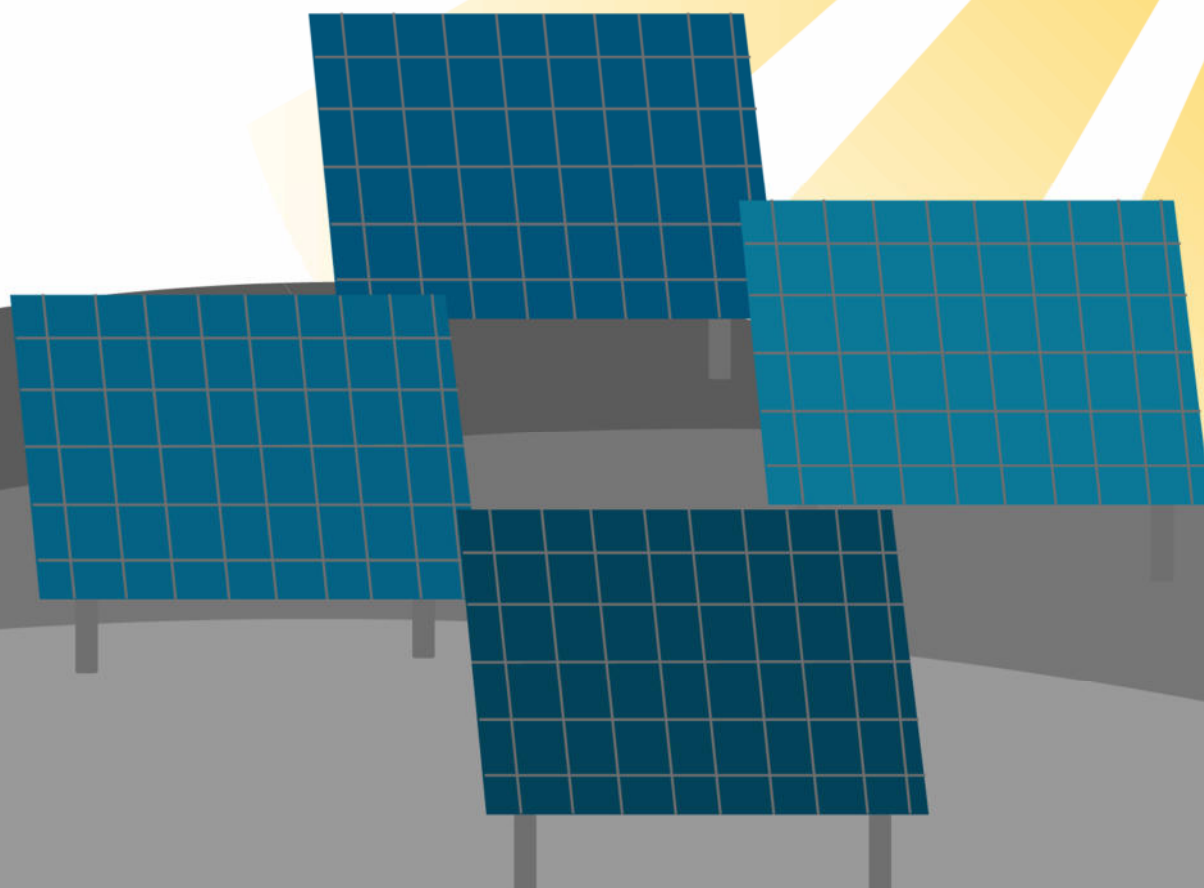




Universidade Federal de Viçosa - UFV
Centro de Ciências Exatas e Tecnológicas - CCE
Departamento de Engenharia Elétrica - DEL



**Dimensionamento e Análise de viabilidade econômica de
uma usina fotovoltaica de 664,2kWp conectada em MT.**

ELT 554 - TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

Aluno: Arthur Felipe Rodrigues Lomar
ORIENTADOR: Prof. Dr. Heverton Augusto Pereira

Viçosa, 15 de Agosto de 2022.

Arthur Felipe Rodrigues Lomar

Dimensionamento e Análise de viabilidade econômica de uma usina fotovoltaica de 664,2kWp conectada em MT.

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. Dr. Heverton Augusto Pereira

Viçosa, 15 de Agosto de 2022.

ATA DE APROVAÇÃO

Aluno Arthur Felipe Rodrigues Lomar

Dimensionamento e Análise de viabilidade econômica de uma usina fotovoltaica de 664,2kWp conectada em MT.

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 15 de Agosto de 2022.

Presidente e Orientador: Prof. Dr. Heverton Augusto Pereira

Universidade Federal de Viçosa

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho

Aos meus pais e irmã pela participação e por me dar forças em todos os momentos da minha vida.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a todos os professores do Departamento da GESEP que tive contato durante o curso, todas as experiências de aprendizados me ajudaram a crescer e capacitar como profissional. Sou grato pela dedicação dos meus pais: Dilma Rodrigues Santos e Divino da Costa Lomar, que mesmo vivendo em uma cidade distante, sempre me apoiaram e depositaram sua confiança para buscar sempre o desenvolvimento profissional e pessoal. Nada seria de mim sem o esforço deles. Um agradecimento especial a todos da empresa Holu, que depositaram confiança no meu potencial e que hoje faço parte do time de engenharia, atuando na área fotovoltaica. Tive a oportunidade de conhecer muitas pessoas extraordinárias, participar de muitas palestras e aprender novos valores que puderam ser aplicados em minha vida. Além de tudo, a paixão pela área me mostrou o quanto vale a pena se dedicar pelos nossos sonhos.

E por último, mas não menos importante, agradeço a Deus por ter me entregado essa oportunidade de ter vivenciado e adquirido novas experiências, ao enfrentar os obstáculos proporcionados durante a especialização de Sistemas Fotovoltaicos.

RESUMO

Este trabalho tem como intuito realizar o dimensionamento de uma usina fotovoltaica de 664,2 kWp em solo para atender na modalidade de autoconsumo remoto 13 instalações de uma rede de combustíveis. Dimensionamento dos dados construtivos da Subestação de energia, do sistema fotovoltaico e estudos de proteção. Mostrar uma análise econômica de investimento, considerando indicadores de viabilidade: payback, payback descontado, Valor Presente Líquido (VPL) e Taxa Interna de Retorno (TIR).

A usina fotovoltaica se localiza dentro do perímetro urbano de Montes Claros – MG. Durante o estudo, se dimensiona os principais componentes que serão utilizados na usina, levando em consideração as suas características técnicas e custo-benefício. Em sua análise econômica, foi considerado um tempo de geração de energia de 25 anos, viabilizando calcular o retorno do investimento durante esse período. Foram estimados os valores de custo do projeto, tendo como objetivo chegar ao valor total real do investimento. Através de uma análise financeira foi possível encontrar o período de retorno do investimento, assim como seu eventual rendimento anual.

Palavras-chave: Resolução Normativa, Sistema Fotovoltaico, ...

Lista de Figuras

Figura 1: Localização do sistema fotovoltaico.....	14
Figura 2: Análise de sombreamento Sistema Solar Edge x Inversor Comum.	18
Figura 3: Configuração das séries e arranjos FV conectados ao inversor FV.....	23
Figura 4: Layout UFV e SE	25
Figura 5: Vista superior UFV	25
Figura 6: Quadro de junção c.c integrado ao inversor. (por unidade Synergy).....	26
Figura 7: Quadro de junção c.a.....	28
Figura 8: Dados de entrada para dimensionamento do cabo CC.....	29
Figura 9: Dados de entrada para dimensionamento do cabo CA – Inversores ao QGBT	31
Figura 10: Dados de entrada para dimensionamento do cabo CA – QGBT ao transformador	31
Figura 11: Condutor de aterramento do arranjo fotovoltaico.....	33
Figura 12: Condutor de cobre Nú – Aterramento da Usina	34
Figura 13: Caixa de inspeção com haste de aterramento.....	35
Figura 14: Cerca em alambrado.....	36
Figura 15: Placas de sinalização de segurança.....	36
Figura 16: Topologia de subestação abrigada com potência instalada acima de 300 kVA.	38
Figura 17: Dimensões da subestação, projetada em metros.	39
Figura 18: Esquemático utilizado para dimensionamento do TC.	41
Figura 19: Malha de aterramento tipo quadrado cheio.....	46
Figura 20: Resumo das contribuições da concessionária e da usina solar fotovoltaica (UFV) para as correntes de CC nas diversas barras.	49
Figura 21: Coordenograma das proteções: (a) 67(1), (b) 67(2), (c) 67N(1), (d) 67N(2).	52
Figura 22: Relatório Geração x Consumo UFV.....	53
Figura 23: Orçamento UFV - sices.....	54
Figura 24: Estimativa de custos (SE, preparação do solo e aterramento).	55
Figura 25: Dados de entrada para análise Financeira.	55
Figura 26: Análise financeira Sistema PV	56
Figura 27: Análise despesas e manutenções.....	57
Figura 28: Análise de Fluxo e Saldo.	57
Figura 29: Comparativo de investimentos	60
Figura 30: Estudo financeiro – payback Simples.	61
Figura 31: planta de localização e situação	63
Figura 32: planta e cortes da Subestação I.....	64
Figura 33: planta e cortes da Subestação II	65
Figura 34: planta e cortes do abrigo do QGBT e inversores	66
Figura 35: Legenda da Subestação.....	67
Figura 36: Diagrama unifilar da UC após a instalação da usina solar fotovoltaica.	69
Figura 37: Diagrama multifilar	71

Lista de Tabelas

Tabela 1: Consumo médio anual.	13
Tabela 2: Características do módulo fotovoltaico utilizados na instalação.	16
Tabela 3: Características dos Otimizadores utilizados na instalação.	19
Tabela 4: Características dos inversores fotovoltaicos utilizados na instalação.	21
Tabela 5: Resumo do dimensionamento elétrico da UFV.	22
Tabela 6: Resumo das características elétricas dos equipamentos constituintes do quadro de junção c.c.	27
Tabela 7: Premissas para dimensionamento de cabos c.c.	28
Tabela 8: Dimensionamento dos cabos c.c. e Eletroduto de acordo com a ABNT NBR 16690, 5410.	30
Tabela 9: Premissas para dimensionamento de cabos c.a.	30
Tabela 10: Dimensionamento dos cabos e eletrodutos c.a. de acordo com a ABNT NBR 5410.	32
Tabela 11: Dimensionamento dos condutores de aterramento do lado c.c. e c.a. da UFV	33
Tabela 12: Estimativa de materiais necessários para implantação da UFV.	37
Tabela 13: Dimensionamento dos equipamentos da subestação.	39
Tabela 14: Memorial de cálculo do transformador de corrente.	42
Tabela 15: Dimensionamento de TP de medição em 13,8 kV.	43
Tabela 16: Quadro de carga da subestação para alimentação auxiliar.	43
Tabela 17: Quadro de carga da subestação para alimentação da proteção.	43
Tabela 18: Especificação do disjuntor de MT.	44
Tabela 19: Dimensionamento de TCs de medição em 13,8 kV.	45
Tabela 20: Dimensionamento de TP de medição em 13,8 kV.	45
Tabela 21: Valores base utilizados nos estudos de proteção.	46
Tabela 22: Impedância e correntes de curto-circuito fase-fase, fase-terra e trifásica na barra da SE Montes Claros-MG.	47
Tabela 23: Dados de impedância de sequência dos cabos da rede RDP da SE CEMIG Montes Claros até a barra de conexão do acessante. *Valores obtidos para uma temperatura de 90 °C.	47
Tabela 24: Dados de impedância de sequência dos cabos de cobre utilizados na rede interna do acessante. *Valores obtidos para uma temperatura de 90 °C.	48
Tabela 25: Características elétricas do transformador a seco.	48
Tabela 26: Impedâncias equivalentes de sequência positiva e zero do sistema.	49
Tabela 27: Ajustes de religadores para coordenação, fornecidas pela concessionária.	50
Tabela 28: Definição das proteções e suas respectivas parametrizações de acordo com a norma ND 5.31.	50
Tabela 29: Detalhamento de consumo antes da UFV.	59
Tabela 30: Detalhamento de Fatura grupo A após UFV.	59
Tabela 31: Detalhamento de Fatura grupo B após UFV.	59

Lista de Abreviação

TMA	Taxa Mínima de Atratividade
VPL	Valor Presente Líquido
TIR	Taxa Interna de Retorno
RTV	Relação de Transformação

Lista de Símbolos

FC_0	Fluxo de caixa do período zero
P_{mp}	Potência máxima
V_{mp}	Tensão Máxima
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
A_m	Área do Módulo
D_{fv}	Dimensões do módulo
ΔV_{mppt}	Faixa de tensão por MPPT
$I_{,max}$	Corrente máxima de Saída
$V_{,max}$	Tensão Máxima de Saída
ΔT_{inv}	Faixa de Temperatura

Sumário

1-	Análise do Local da Instalação.....	13
1.1	ANÁLISE DO CONSUMO DE ENERGIA.....	13
1.2	LOCALIZAÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	14
1.3	ANÁLISE DO EFEITO DE SOMBREAMENTO.....	14
2-	Dimensionamento da Cabine Primária e Sistema Fotovoltaico.....	15
2.1	DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	15
2.1.1	<i>DIMENSIONAMENTO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....</i>	<i>15</i>
2.1.2	<i>DIMENSIONAMENTO DOS OTIMIZADORES DE POTÊNCIA.....</i>	<i>17</i>
2.1.3	<i>DIMENSIONAMENTO DOS INVERSORES.....</i>	<i>20</i>
2.1.4	<i>LAYOUT DA USINA E DIMENSIONAMENTO DA PROTEÇÃO C.C. E C.A.....</i>	<i>24</i>
2.1.5	<i>DIMENSIONAMENTO DOS CABOS, ELETRODUTOS E CAIXAS DE PASSAGENS LADO C.C.....</i>	<i>28</i>
2.1.6	<i>DIMENSIONAMENTO DOS CABOS E ELETRODUTOS LADO C.A.....</i>	<i>30</i>
2.1.7	<i>ESTRUTURAS DE FIXAÇÃO E ATERRAMENTO DA UFV.....</i>	<i>32</i>
2.2	DIMENSIONAMENTO DA CABINE PRIMÁRIA.....	37
2.2.1	<i>TOPOLOGIA ADOTADA.....</i>	<i>37</i>
2.2.2	<i>CARACTERÍSTICAS CONSTRUTIVAS E ELÉTRICAS DA SUBESTAÇÃO.....</i>	<i>38</i>
2.2.3	<i>COMPONENTES DO SISTEMA DE PROTEÇÃO: DISJUNTOR, RELÉ SECUNDÁRIO, TRANSFORMADORES DE TENSÃO E CORRENTE.....</i>	<i>41</i>
2.2.4	<i>COMPONENTES DO SISTEMA DE MEDIÇÃO.....</i>	<i>44</i>
2.2.5	<i>ATERRAMENTO DA SUBESTAÇÃO.....</i>	<i>45</i>
2.3	ESTUDOS DE PROTEÇÃO.....	46
2.3.1	<i>CÁLCULO DAS CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO.....</i>	<i>46</i>
2.3.2	<i>PARAMETRIZAÇÃO DAS FUNÇÕES DE PROTEÇÃO.....</i>	<i>50</i>
2.3.3	<i>ESTUDO DE SELETIVIDADE E COORDENAÇÃO.....</i>	<i>51</i>
3-	Análise de Viabilidade Econômica.....	53
3.1	PERCENTUAL DE REDUÇÃO DO CONSUMO.....	53
3.2	ANÁLISE DE DESPESAS: MANUTENÇÃO, LIMPEZA, CONCESSIONÁRIA, TROCA DE EQUIPAMENTOS.....	54
3.3	ANÁLISE DA VIABILIDADE.....	58
4-	Projeto Elétrico.....	62
4.1	PLANTAS DE LOCALIZAÇÃO E SITUAÇÃO.....	63
4.2	CORTES DA SUBESTAÇÃO E ABRIGO PARA QGBT E INVERSORES.....	64
4.3	PROJETO ELÉTRICO: DIAGRAMA UNIFILAR.....	68
4.4	PROJETO ELÉTRICO: DIAGRAMA MULTIFILAR.....	70
4.5	MEMORIAL DESCRITIVO.....	72
4.5.1	<i>OBJETIVO.....</i>	<i>72</i>

4.5.2	DESCRIÇÃO GERAL DO CONSUMIDOR.....	72
4.5.3	DESCRIÇÃO GERAL DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	73
4.5.4	PREVISÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA.....	74
4.5.5	INFORMAÇÕES DE OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO.....	74
4.5.6	Checklist dos procedimentos a serem seguidos em caso de falha da UFV.....	75
4.5.7	Procedimentos para Desligamento de Emergência.....	76
4.5.8	Recomendações de limpeza e manutenção de todos os elementos da UFV.....	76
5-	Referências Bibliográficas.....	78
6-	Anexos.....	79
6.1	Anexo A.....	79
6.2	Anexo B.....	83
6.3	Anexo C.....	85
6.4	Anexo D.....	88
6.5	Anexo E.....	90

1- Análise do Local da Instalação

Este capítulo tem como objetivo, informar sobre o estudo do local de instalação da usina fotovoltaica (UFV), incluindo as análises do consumo de energia das unidades consumidoras, da área de instalação, assim como os efeitos de sombreamento e outras perdas no sistema de geração. O cliente possui uma área de 70x210 metros, totalizando uma área de 14700m² no município de Montes Claros – MG. O estudo foi realizado para o dimensionamento de uma usina em solo conectada à rede elétrica em grupo A.

1.1 ANÁLISE DO CONSUMO DE ENERGIA

O cliente possui diversas instalações pelo estado de Minas Gerais, todas as unidades são atendidas pela concessionária CEMIG e são classificadas pelo subgrupo B3, totalizando um consumo médio mensal de 88.290 kWh/mês e 2943 kWh/dia conforme levantamento feito através da Tabela 1.

Tabela 1: Consumo médio anual.

meses	Posto 1	Posto 2	Posto 3	Posto 4	Posto 5	Posto 6	Posto 7	Posto 8	Posto 9	Posto 10	Posto 11	Posto 12	Posto 13	Consumo mensal
jul/20	7.080	11.440	7.500	3.200	6.000	6.640	12.320	5.000	10.000	4.000	5.612	5.800	5.500	90.092
jun/20	7.920	15.520	4.016	2.500	6.200	6.680	12.000	6.520	10.000	8.520	4.898	5.240	5.500	95.514
mar/22	5.000	12.480	8.000	3.550	6.150	8.800	7.000	6.480	10.000	9.840	5.285	5.520	5.500	93.605
fev/22	6.720	11.520	4.103	3.000	6.267	6.320	10.000	5.200	10.000	10.320	4.630	5.320	5.500	88.900
jan/22	7.680	10.000	8.000	3.200	6.342	6.440	10.520	6.560	10.000	8.120	5.074	5.400	2.840	90.176
dez/21	6.240	12.280	2.909	3.150	6.417	7.840	12.000	5.000	10.000	8.560	8.000	5.200	4.500	92.096
nov/21	5.500	10.000	2.000	3.111	5.000	6.280	11.080	6.640	10.000	9.760	9.000	6.920	4.500	89.791
out/21	7.920	10.000	9.000	3.650	6.567	5.500	10.000	5.160	10.000	8.000	5.000	6.040	4.500	91.337
set/21	6.360	11.520	3.181	3.200	6.642	3.000	13.000	5.000	10.000	5.000	6.000	5.880	4.500	83.283
ago/21	5.000	10.720	4.493	3.250	6.717	6.720	12.000	5.000	10.000	5.960	1.787	6.720	4.500	82.867
jul/21	6.600	10.440	3.000	3.250	6.792	6.800	8.000	5.800	10.000	5.000	1.664	5.640	5.000	77.986
jun/21	8.000	12.000	3.275	3500	6.867	5.040	9.500	8.960	10.000	5.000	1.845	5.000	5.000	83.987
<i>Consumo anual por posto em KWh</i>	80.020	137.920	59.477	38.561	75.958	76.060	127.420	71.320	120.000	88.080	58.795	68.680	57.340	1.059.631
<i>Consumo diário total em KWH</i>	2.943													

1.2 LOCALIZAÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

O sistema fotovoltaico será localizado na Av. B número 101, bairro das Acácias, CEP: 39340-000 Fotos do google maps, do local da instalação com as coordenadas geográficas, conforme exibido na Figura 1.

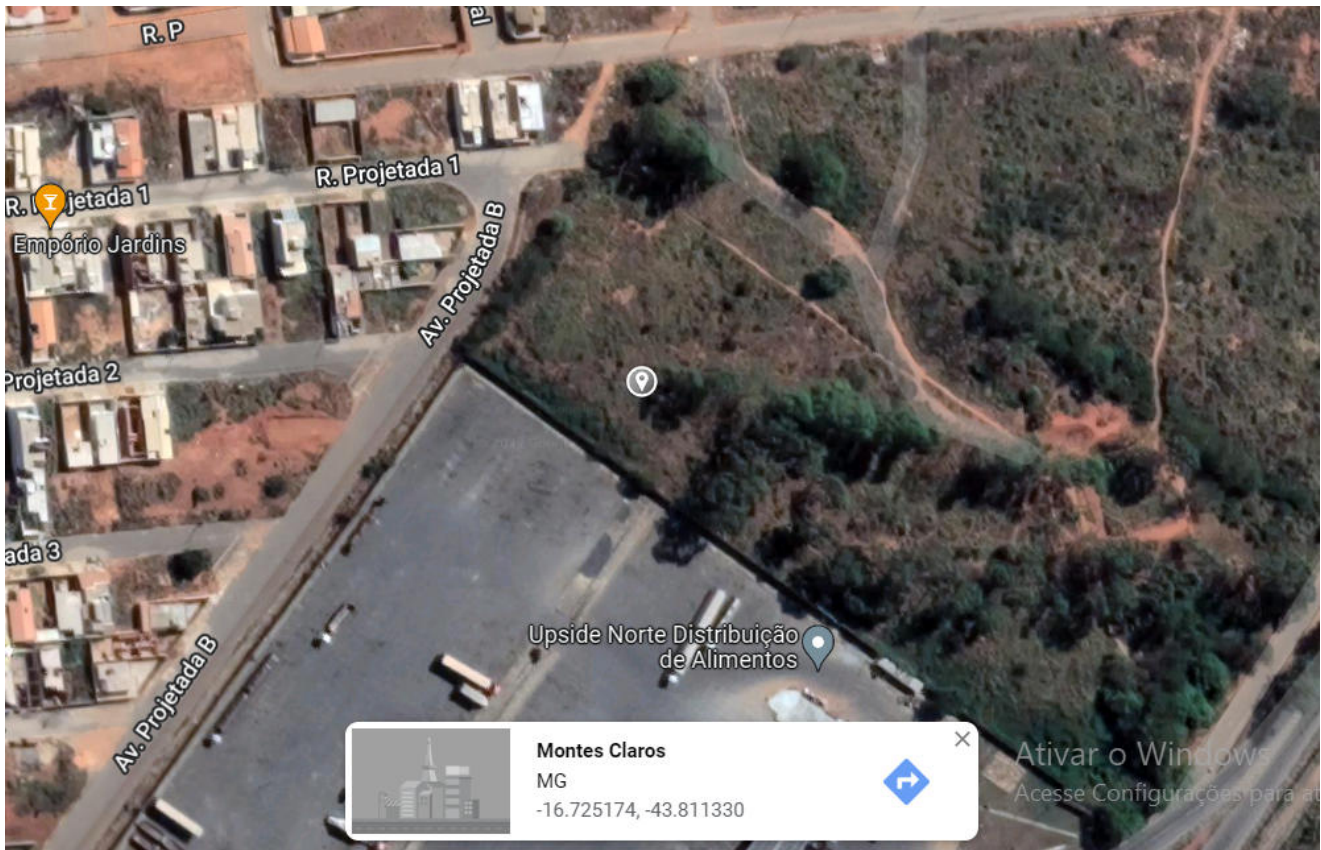


Figura 1: Localização do sistema fotovoltaico.

1.3 ANÁLISE DO EFEITO DE SOMBREAMENTO

O local a ser instalado vai passar por uma terraplanagem, retirando todas as árvores e possíveis obstáculos que possam causar sombreamento no local, com isso, o impacto causado pelo sombreamento vai ser mínimo, sendo ocasionado eventualmente por nuvens.

2- Dimensionamento da Cabine Primária e Sistema Fotovoltaico

Este capítulo tem como objetivo o dimensionamento do sistema fotovoltaico onde será implementado, a identificação e a escolha de quais equipamentos que deverão ser utilizados na produção de energia, proteções utilizadas CC e CA, cabos elétricos, estrutura de fixação e aterramento, assim como o dimensionamento da cabine primária, proteções (disjuntor, relé secundário, TC's e TP's), parametrizações, estudo de seletividade e coordenação.

2.1 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

Para a elaboração do sistema fotovoltaico foi levado em consideração inúmeros fatores como: Apuração do consumo anual de energia de todos os postos de combustíveis através da análise das faturas recebidas conforme indicado na Tabela 1, a irradiação do local onde o sistema vai ser instalado, a avaliação do solo do local de instalação e eficiência do sistema.

2.1.1 DIMENSIONAMENTO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Para sabermos a quantidade de módulos necessários para o sistema, devemos considerar que a energia gerada será igual ao consumo médio total dos postos apresentados na Tabela 1.

O Número de módulos do sistema fotovoltaico pode ser calculada de acordo com:

$N = \frac{W_{\text{arranjo}}}{\text{Irradiância} * A * \epsilon * \varphi}$	(1)
--	-----

onde,

W_{arranjo} – A estimativa de energia média gerada por dia

Irradiância – medida em kW/(m²dia), para um determinado local;

A – Área do módulo FV escolhido;

ϵ – Eficiência do módulo FV escolhido;

φ - Eficiência do sistema (com tecnologia MLPE) = 85%

As características e especificações técnicas dos módulos fotovoltaicos (FV) utilizados neste sistema estão apresentadas na Tabela 2. Mais informações podem ser encontradas nas folhas de dados do módulo fotovoltaico nos Anexos.

Com isso temos:

$$W_{\text{arranjo}} = \text{consumo diário} = 2943 \text{ kWh}$$

$$N = \frac{2943}{5,56 * 2,2 * 0,186 * 0,85} = 1522 \text{ módulos}$$

Para suprir o consumo total dos postos serão necessários 1522 módulos de 410Wp. No cálculo foi levado em consideração os painéis totalmente voltados ao norte com ângulo igual a latitude, porém, devido as condições do terreno os módulos ficarão posicionados a Noroeste. Com isso foi definido através do *software* Solaredge design (*software* de modelagem e simulação de sistemas fotovoltaicos) o dimensionamento de 1620 módulos de 410W capaz de produzir aproximadamente 1,09GWh/ano, suprimindo todo o consumo das instalações, No capítulo 3 é possível verificar o percentual de atendimento ao consumo geral.

Tabela 2: Características do módulo fotovoltaico utilizados na instalação.

Parâmetros	Símbolo	Valor
Modelo	-	CS3W-410P
Garantia do produto	-	12 anos
Garantia de perda de produção	-	25 anos
Tecnologia das células	-	Silício Poli-cristalino
Potência máxima*	P_{mp}	410 W
Tensão de máxima potência*	V_{mp}	39,1 V
Corrente de máxima potência*	I_{mp}	10,49 A
Tensão de circuito aberto*	V_{oc}	47,6 V
Corrente de curto-circuito	I_{sc}	11,06 A
Coeficientes de temperatura	k_{pmax}	-0,36%/°C
	k_{voc}	-0,28%/°C
	k_{isc}	0,05%/°C
Número de células FV	N_{cel}	144
Temperatura operação nominal	T_{noct}	42±3 °C
Eficiência do módulo	η_{fv}	18,6%
Massa do módulo	m_{fv}	24,9 kg
Área do módulo	A_m	2,20 m ²
Dimensões do módulo	D_{fv}	2108×1048×40mm
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 2 são válidos para as condições climáticas no STC (do inglês *Standard test conditions*): 25 °C e 1000 W/m².

2.1.2 DIMENSIONAMENTO DOS OTIMIZADORES DE POTÊNCIA

Além dos módulos fotovoltaicos serão utilizados otimizadores de potência no sistema fotovoltaico. E Para a escolha do melhor otimizador foi necessário observar alguns passos.

1º passo – potência

A potência do módulo fotovoltaico ou arranjo de módulos ligados em cada otimizador não deve ser superior à sua potência de entrada. São permitidos módulos com tolerância de 5%.

$P_{mp \text{ módulo}} < P_{máx. \text{ Otím.}}$	(2)
--	-----

2º passo - Corrente

Verificar a corrente (I_{sc}) do módulo ou arranjo não deve ser superior a corrente por entrada (I_{sc}) do otimizador.

$I_{sc \text{ módulo}} < I_{sc \text{ Otím.}}$	(3)
--	-----

3º passo – Tensão

A faixa de tensão do módulo ou arranjo não deve ser superior Máxima tensão absoluta de entrada do otimizador.

$V_{oc \text{ módulo}} < V_{oc \text{ Otím.}}$	(4)
--	-----

4º passo – temperatura e potência máxima por string.

Para temperatura ambiente acima de $+70^{\circ}\text{C}$, é possível ocorrer redução de potência. E a potência máxima por string recomendada é especificada de acordo com o datasheet do equipamento.

Além disso a presença dos otimizadores de potência, apresentam mais vantagens em relação ao inversores strings como:

- Os otimizadores encontram o MPP por módulo gerando mais energia durante toda a vida útil do sistema.

- Possuem Safe DC (CC Segura) – Os otimizadores diminuem o nível da tensão CC para 1V (SafeDC), deixando o cabeamento com baixa tensão quando o inversor estiver desligado ou desconectado.

- Strings com tamanhos maiores e variáveis, proporcionando economia com cabos CC.

- Qualquer interferência na produção de um módulo individual impacta somente nele, não afetando nos demais, permitindo maior produção de energia da string.

- Essa tecnologia faz com que cada problema possa ter um prazo maior para ser resolvido porque impacta apenas no módulo e não em todo o arranjo conforme indicado na Figura 2:

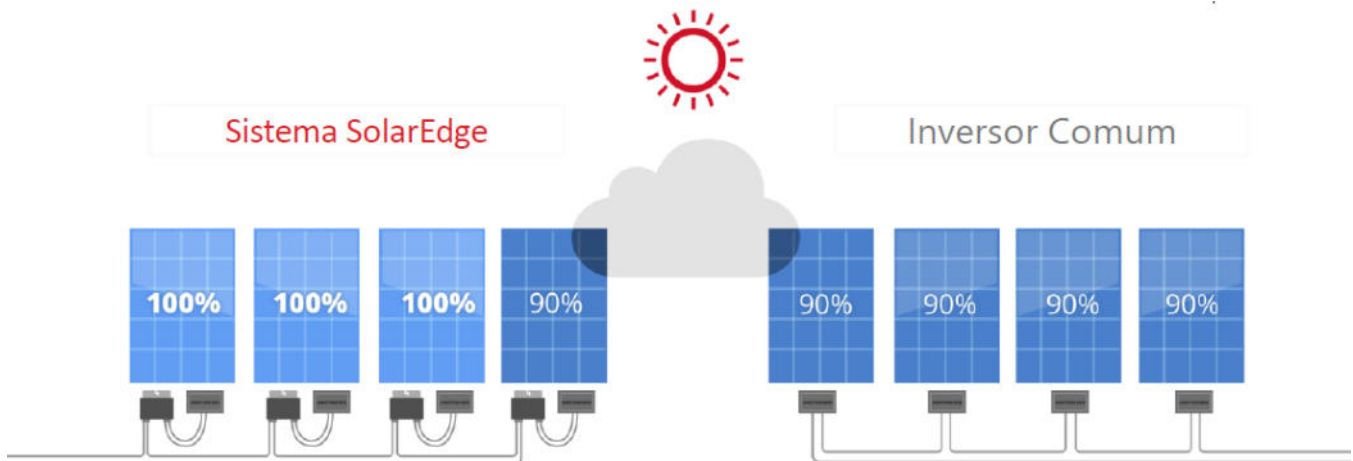


Figura 2: Análise de sombreamento Sistema Solar Edge x Inversor Comum.

O desempenho por módulo significa:

- Verificar o desempenho de cada módulo em tempo real remotamente;
- Detectar problemas mais rápido;
- Receber alertas automáticos sobre problemas nos módulos;
- Planejar a manutenção de acordo com a gravidade do problema;
- Encontrar módulos com defeito entre todos os módulos instalados;
- Menos custo operacional de viagens e despesas;
- Menos tempo de planta parado por problemas pré-identificados.

O otimizador escolhido foi o P850, projetado para operar especificamente com os inversores solarEdge e possuem garantia de 25 anos. As características e especificações técnicas são apresentadas na Tabela 3:

Tabela 3: Características dos Otimizadores utilizados na instalação.

Parâmetros	Símbolo	Valor
Modelo	-	P850
Garantia do produto	-	25 anos
Máxima tensão c.c.	V_{oc}	125 V
Faixa de tensão mppt	ΔV_{mppt}	12.5 – 105 V
Máxima corrente de curto circuito	I_{sc}	12,5 A
Eficiência máxima	η_{otm}	99,5%
Corrente máxima de saída	I_{max}	18A
Tensão máxima de saída	V_{max}	80A
Inversores solar Edge compatíveis	-	Trifásicos: SE20,1K ou maiores
Dimensões (LxPxA) mm	-	129x162x59mm
Peso (incluindo os cabos)		1064gr
Conector entrada/saída		MC4
Faixa de temperatura	ΔT_{inv}	-40 à 85°C
Comprimento máximo da string		30 otimizadores
Número máximo de Módulos por string		60
Ligação em paralelo de string com diferentes comprimentos ou orientações/ Inclinações		sim

2.1.3 DIMENSIONAMENTO DOS INVERSORES

O inversor é o equipamento responsável por realizar a interface elétrica entre os módulos fotovoltaicos (c.c.) e a rede elétrica (c.a.). O dimensionamento do inversor, assim como o otimizador foi definido por passos, que foram utilizados para verificar a compatibilidade elétrica entre o arranjo de módulos / otimizador e o inversor fotovoltaico.

1º Passo - Potência

A potência nominal ($P_{Arranjo}$) dos módulos ligados em cada inversor não deve ser muito maior que a potência máxima do inversor ($P_{m\acute{a}x\ inversor}$). Geralmente, a potência máxima que um inversor suporta, definida como $P_{m\acute{a}x\ inversor}$, varia entre 110% a 115% da potência nominal do inversor (P_{Inv}). Assim, a potência máxima do inversor deve ser maior que a potência do arranjo:

$P_{m\acute{a}x\ inversor} > P_{Arranjo}$	(5)
---	-----

2º Passo - Corrente

O segundo ponto é verificar a corrente de curto circuito do conjunto de módulos conectado a cada otimizador fotovoltaico (ISC), e a corrente CC máxima do inversor ($I_{m\acute{a}x\ inversor}$). Sugere-se uma margem de segurança, uma vez que a corrente de curto circuito do módulo fotovoltaico é na condição STC (1.000 W/m² e 25 °C). Em muitas regiões do Brasil a irradiação pode superar os 1.000 W/m², assim, definimos uma margem de 10%, entre a corrente máxima do inversor e a corrente de curto circuito do módulo fotovoltaico:

$I_{m\acute{a}x\ inversor} > 1,1 \times I_{sc\ otimizador}$	(6)
---	-----

3º Tensão e Potência máxima de String

O inversor SolarEdge trabalha com tensões fixas de acordo com cada modelo de inversor. E o otimizador é responsável por fazer essa função automaticamente.

Os inversores SE100k são capazes de atender os 8 níveis de tensões do módulo 3 do Prodist. 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, ABNTNBR-16150 e ABNT-NBR-IEC-62116.

Possuem Certificado na Europa como “rápido desligamento CC” de acordo com as normas IEC / EN 60947-1 e IEC / EN 60947-3 e com as normas de segurança VDE AR 2100-712 e OVE R-11-1.

Proteção de falha de arco elétrico integrado (Tipo1) em conformidade com a NEC 2011 690.11 e de acordo com o padrão de detecção de arco UL1699B

As características e especificações técnicas principais estão apresentadas na Tabela 4:

Tabela 4: Características dos inversores fotovoltaicos utilizados na instalação.

Parâmetros	Símbolo	Valor
Modelo	-	SE100k
Garantia do produto	-	20 anos
Máxima tensão c.c.	-	1000 V
Faixa de operação de tensão	ΔV	680 - 1000 V
Tensão c.c. de partida	$V_{cc,min}$	- V
Corrente c.c. máxima por série FV	$I_{serie,max}$	48,25 A
Corrente c.c. máxima	I_{max}	3x48,25 A
Número de séries FV permitidas	$N_{inv,serie}$	-
String box integrada	-	Seccionadora, Fusíveis (25A) e DPS c. II
Potência c.a. nominal	P_{ca}	95,3 kW
Máxima corrente c.a. (RMS)	I_{ca}	145 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+N+PE)
Dimensões unidade primária	D_{inv}	940x315x260 mm
Dimensões unidade Secundária	D_{inv}	540x315x260 mm
Massa unidade primária	m_{inv}	48 kg
Massa Unidade Secundária	m_{inv}	45 kg
Ambiente de operação	-	Externo ou interno (IP 65)
Faixa de temperatura de operação	ΔT_{inv}	-40~60 °C

Serão conectados 1620 módulos FV CS3W-410P distribuídos igualmente nas entrada c.c. de 5 inversores SE100k através de otimizadores de potência, conforme esquema da Figura 3. São 18 otimizadores P850(solar Edge) por série fotovoltaica, cada otimizador responsável pela ligação de dois módulos de 410W ligados em série, formando 3 arranjos fotovoltaicos com 3 séries FV cada, por inversor. As potências de pico por inversor e da usina FV estão resumidas na Tabela 5, assim como outras características importantes do dimensionamento da usina FV. Um total de aproximadamente 8000 m² de área serão necessários apenas para comportar os módulos FV desta UFV.

O dimensionamento apresentado **NÃO** extrapola as características elétricas do inversor. A seguir é mostrado os parâmetros utilizados que justificam a compatibilização elétrica do inversor com os arranjos de módulos / Otimizadores:

- $P_{arranjo}$ dos módulos conectados ao inversor é de 44,28kW, abaixo da Potência máxima CC do inversor.
- I_{sc} de cada arranjo é de 31,47A bem abaixo da corrente máxima por unidade synergy 48,25
- Os otimizadores de Potência trabalham com tensão fixa e regulam a tensão automaticamente para o inversor SolarEdge, sendo necessário a consulta pelo datasheet da quantidade de otimizadores ligados em série.

Tabela 5: Resumo do dimensionamento elétrico da UFV.

Parâmetro	Símbolo	Valor
Número de séries FV por inversor	$N_{série}$	9
Número de módulos FV por série fotovoltaica	N_{sfv}	36
Números de otimizadores por série	N_{otm}	18
Potência nominal da série fotovoltaica*	$P_{série}$	14760 W
Número de arranjos FV por inversor	$N_{arranjo}$	3
Número de módulos FV por arranjo fotovoltaico	N_{afv}	108
Potência nominal por arranjo fotovoltaico*	$P_{arranjo}$	44280 W
Número de módulos fotovoltaicos por inversor	$N_{fv,inv}$	324
Potência nominal c.c. por inversor*	P_{fv}	132,84 kW
Fator de sobredimensionamento do inversor	FSI	1,39
Número de inversores fotovoltaicos	N_{inv}	5
Número de módulos fotovoltaicos	N_t	1620
Números de Otimizadores	$N_{t\ otm}$	810
Potência nominal c.c. da usina FV*	$P_{cc,usina}$	664,2 kWp
Potência nominal c.a. da usina FV	$P_{ca,usina}$	476,5kW

*Informações no STC: 25° e 1000°C

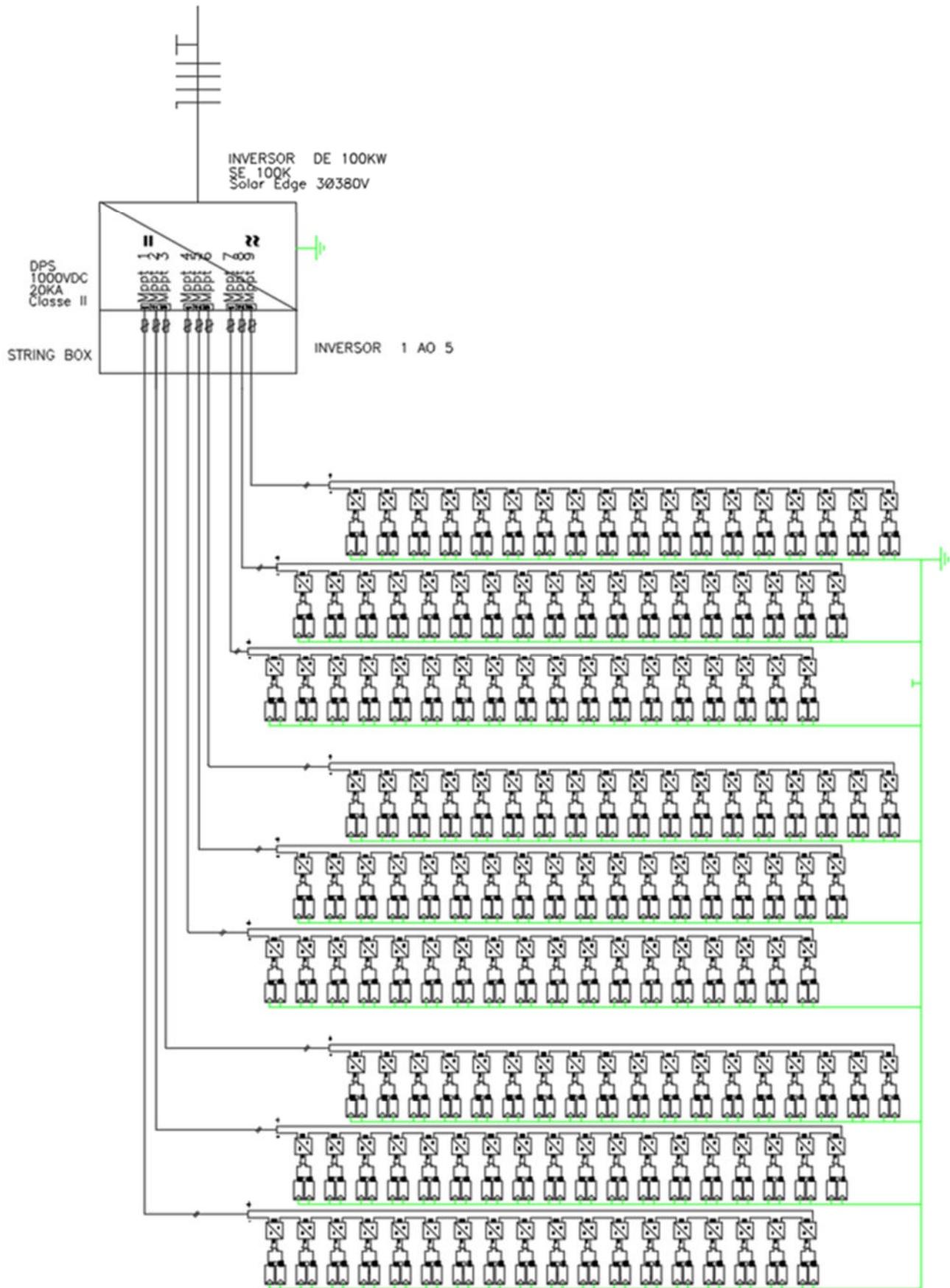


Figura 3: Configuração das séries e arranjos FV conectados ao inversor FV.

2.1.4 LAYOUT DA USINA E DIMENSIONAMENTO DA PROTEÇÃO C.C. E C.A.

Para um projeto em grande escala é necessário avaliar o layout do sistema a fim de encontrar o melhor modelo de custo para o negócio. Um sistema centralizado (inversores localizados juntamente em um ponto estratégico, mais próximo a rede da concessionária) é claramente o preferido quando se trata de projetos fotovoltaicos de grande escala montados no solo. Fora de faixa muito restrita de aplicação, o conceito de sistema descentralizado não faz sentido do ponto de vista financeiro e de custo-benefício. A Figura 1 Figura 4 e Figura 5 exibem o layout da usina em solo.

O layout da usina é composto por:

- 1620 módulos de 410W
- 5 inversores Solar Edge 100k
- 108 módulos por Arranjo
- 108 módulos por mesa
- Números de mesas: 15
- Ângulo de instalação dos módulos em relação à superfície: 16°
- Azimute:
- Distância entre mesas: 4 metros
- Cabine primária



Figura 4: Layout UFV e SE

O ponto de entrega da concessionária será feito próximo ao limite de propriedade da usina e o ramal de entrada subterrâneo, que percorrerá uma distância de 5 metros até a subestação abrigada situada dentro da propriedade. Em anexo a cabine primária, será feito o abrigo de inversores e QGBT.



Figura 5: Vista superior UFV

Para a proteção no lado c.c. da UFV, são previstas proteções internas no inversor através de fusíveis e Dps eliminando a necessidade de string box externa. As proteções internas do inversor utilizado no projeto da UFV é mostrado na Figura 6, na qual os seguintes dispositivos são destacados:

- Dispositivo de proteção contra surtos (DPS) c.c., classe II, conforme informações elétricas da Tabela 6.
- Seccionadora c.c., conforme informações elétricas da Tabela 6;
- Fusíveis c.c. 25 A, conforme informações elétricas da Tabela 6.

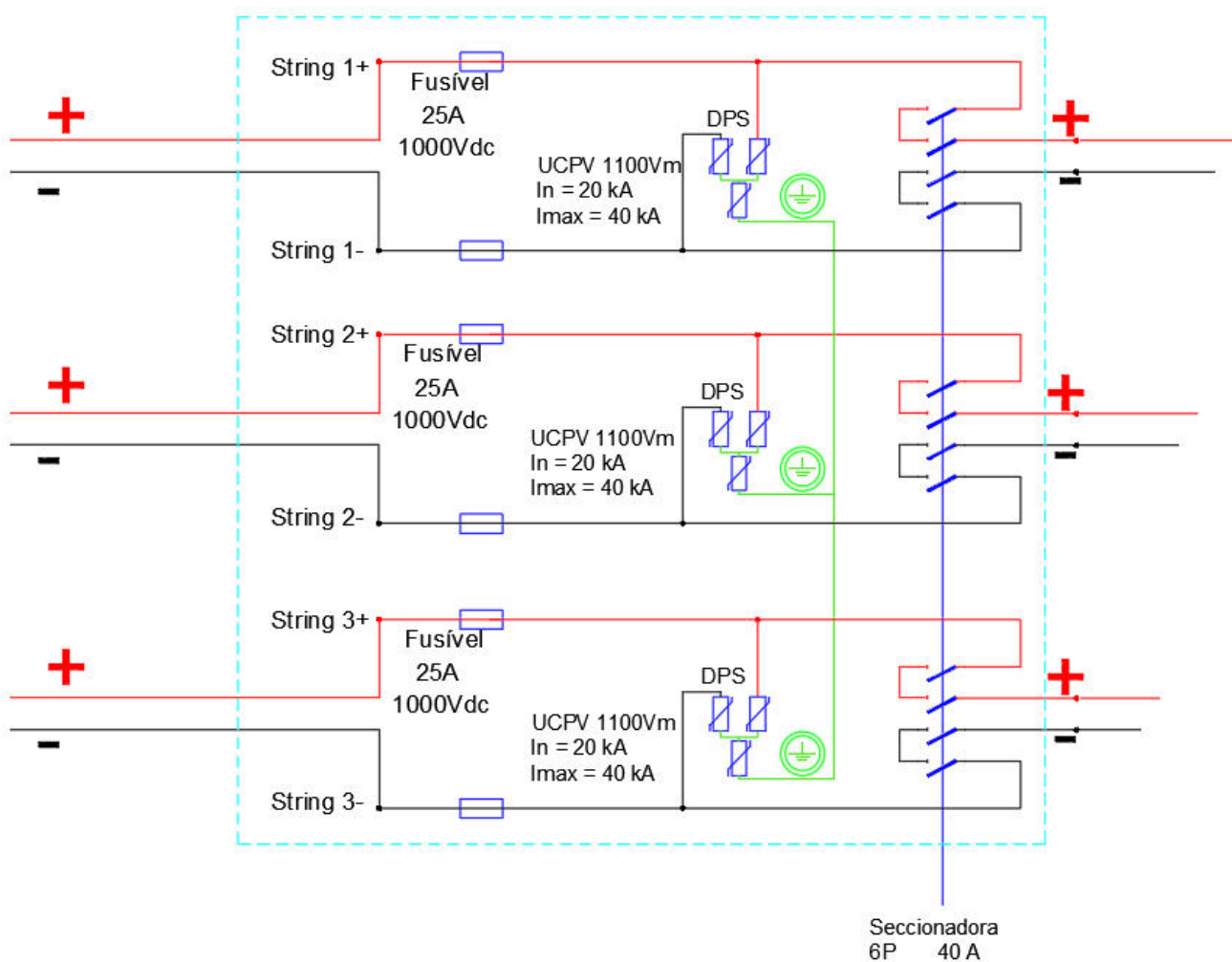


Figura 6: Quadro de junção c.c integrado ao inversor. (por unidade Synergy)

Tabela 6: Resumo das características elétricas dos equipamentos constituintes do quadro de junção c.c.

Parâmetros gerais	Símbolo	Valor
Caixa c.c Interna ao Inversor		
Número de caixas c.c. por inversor	$N_{jun,cc}$	1
Número total de caixas c.c.	$N_{t,cc}$	5
Parâmetros DPS (IEC 61643-31)	Símbolo	Valor
Tensão máxima de operação contínua	V_{dps}	1040 V
Tempo de resposta típico	t_{dps}	< 25 ns
Tecnologia de proteção	–	Varistor óxido metálico
Corrente de descarga nominal - 8/20 μ s	I_{dsp}	20 kA
Corrente de descarga máxima - 8/20 μ s	$I_{dsp,max}$	40 kA
Indicação de proteção funcional	–	Verde – ok Vermelho - defeito
Modo de proteção	–	+ /PE, - /PE, +/-
Classe	-	II
Nível de proteção	$V_{dps,max}$	5 kV
Parâmetros seccionadora (IEC609473)	Símbolo	Valor
Número de polos	N_{polos}	6
Corrente máxima por série fotovoltaica	I_{sec}	40 A
Tensão de isolamento	V_{sec}	1500 V
Seção máxima de condutor de entrada	-	6 mm ²
Parâmetros fusível	Símbolo	Valor
Tensão de isolamento	V_{fus}	1000 V
Corrente de fundição	I_{fus}	25 A

Para a proteção no lado c.a. da UFV, são previstos Proteções c.a. dentro do QGBT conforme Figura 7. Cinco inversores são conectados ao QGBT c.a., sendo necessários um único quadro c.a. para compor a UFV. Além disso, os seguintes dispositivos são destacados no QGBT.:

- Disjuntores tripolar caixa moldada 175 A, proteção termomagnética 175 A, 20 kA/380-415 V (DWP250L-175-3);
- Dispositivo de proteção contra surtos elétricos c.a.:
 - 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.

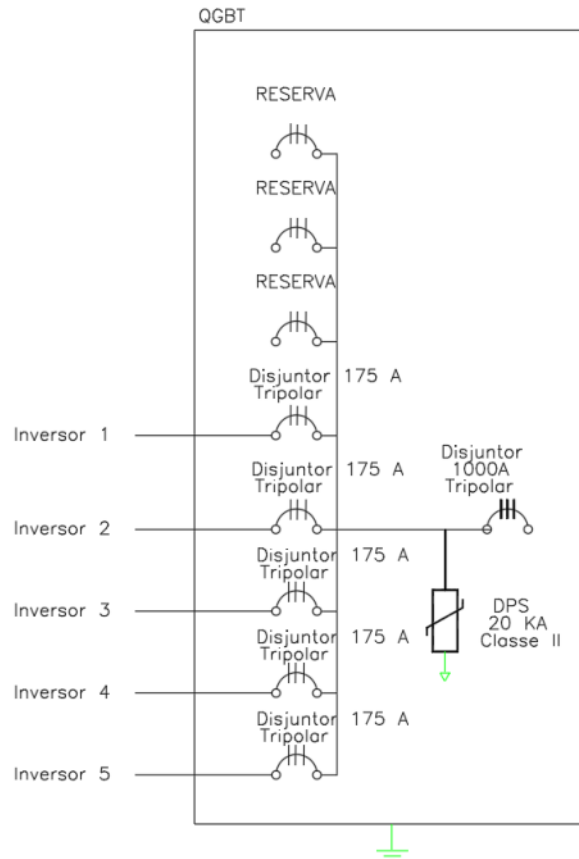


Figura 7: Quadro de junção c.a.

2.1.5 DIMENSIONAMENTO DOS CABOS, ELETRODUTOS E CAIXAS DE PASSAGENS LADO C.C .

As premissas para dimensionamento dos cabos c.c. da série e arranjo fotovoltaico são destacadas na Tabela 7.

Tabela 7: Premissas para dimensionamento de cabos c.c.

Premissas e considerações
Cabos satisfazem NBR 16612 e 16690
Temperatura ambiente: 40°C
Temperatura de operação: 90°C
Cabos em eletroduto diretamente enterrado
Método de instalação com dois cabos unipolares encostados um ao outro na horizontal
Distância máxima da série fotovoltaica ao respectivo inversor: 200m
Condutividade do cobre em 90° C: 44 m/Ωmm ²
Queda de tensão máxima (relação ao ponto de máxima potência): 3%
Eletrodutos satisfazem NBR 5410 e NBR 6150
Tipo de Eletroduto – PVC rígido
Quantidade de cabos por eletroduto:6

Dados de entrada para dimensionamento cabo c.c.		Valor
Método de referência		e1
Isolação		XLPE/EPR
Temperatura ambiente/solo		40 °C

Dados c.c. da usina FV	Valor	Unidade
Potência nominal do módulo fotovoltaico	410	W
Tensão no ponto de máxima potência do módulo fotovoltaico	39,1	V
Corrente de curto-circuito do módulo fotovoltaico	11,06	A
Número de módulos fotovoltaicos em série	36	unid.
Número de séries fotovoltaicas	3	unid.
Número de arranjos fotovoltaicos	3	unid.
Uso de dispositivos de proteção contra sobrecorrente	Sim	-
Potência c.c. do sistema FV	132840	W
Corrente de projeto da série fotovoltaica	15	A
Corrente de projeto do arranjo fotovoltaico	25	A
Distância máxima de cabo da série fotovoltaica	200	m
Distância máxima de cabo do arranjo fotovoltaico	0	m
Queda de tensão admissível no MPP	3	%
Condutividade do cobre em 90° C	44	m/Ohm.mm ²

Figura 8: Dados de entrada para dimensionamento do cabo CC

A partir das premissas da Tabela 7 e Dados de entrada para dimensionamento do cabo CC na Figura 8, o dimensionamento dos cabos c.c. é desenvolvido de acordo com as diretrizes da ABNT NBR 16690, satisfazendo os critérios de seção transversal mínima, máxima condução de corrente e queda de tensão, simultaneamente. Os eletrodutos seguem as diretrizes da NBR 5410 satisfazendo os critérios de ocupação máxima do eletroduto e NBR 6150 que fixa características mínimas exigíveis para o recebimento de eletrodutos de PVC. Os resultados dos cálculos são mostrados na Tabela 7.

Os cabos serão protegidos contra as deteriorações causadas por Movimentação de terra, contato com corpos rígidos, choque de ferramentas em caso de escavações, bem como contra umidade e ações químicas causadas pelos elementos do solo.

Como prevenção contra os efeitos de movimentação de terra, serão instalados a pelo menos a 0,70 m da superfície do solo.

As linhas elétricas enterradas serão sinalizadas, ao longo de toda a sua extensão, por um elemento de advertência (por exemplo, fita colorida) não sujeito a deterioração.

Sempre que for necessário segmentar a tubulação, será implantada uma caixa de derivação de dimensões 50x50x20. A localização das caixas será de modo a garantir que elas sejam facilmente acessíveis. E serão providas de tampas.

Tabela 8: Dimensionamento dos cabos c.c. e Eletroduto de acordo com a ABNT NBR 16690, 5410.

Crêterios	Bitola calculada
Se�o transversal mínima	2,5 mm ²
Máxima condu�o de corrente	2,5 mm ²
Queda de tensão	4 mm ²
Bitola do cabo c.c. final	4 mm²
Taxa de ocupa�o máxima no eletroduto	32mm

2.1.6 DIMENSIONAMENTO DOS CABOS E ELETRODUTOS LADO C.A.

As premissas para dimensionamento dos cabos c.a. são destacadas na Tabela 9. Os dimensionamentos levam em considera o as distâncias: (i) dos inversores ao quadro geral de baixa tensão (QGBT) da UFV; e (ii) do QGBT da UFV ao transformador abaixador da UFV.

Tabela 9: Premissas para dimensionamento de cabos c.a.

Premissas e considera�es
Isola�o PVC, cabo unipolar 0,6/1 kV de cobre
Linha elétrica eletroduto de A�o carbono, com três condutores carregados (um único circuito por linha elétrica)
Método de instala�o com cabos unipolar em eletroduto aparente sobre a parede ou ligeiramente espaçado
Distância máxima dos inversores ao QGBT da usina FV: 5 m
Distância máxima do QGBT da usina ao transformador: 5 m
Queda de tensão máxima inferior a 4%
Temperatura ambiente: 30�C
Prote�es de sobrecorrente e curto-circuito devidamente dimensionadas
Eletrodutos satisfazem NBR 5410 e NBR 6150
Tipo de Eletroduto – A�o carbono

Dados de entrada para dimensionamento cabo c.a.	Valor	
Método de referência	m_B1	
Isolação	PVC	
Temperatura ambiente/solo**	30	
Número de condutores carregados	3	
Número de circuitos na linha elétrica	1	
Condutor	Cobre	
Construção do condutor*	Unipolar	Espaçado horizontal

Dados c.a. da usina FV - Inversor 1 ~ 5 ao QGBT	Valor	Unidade
Potência c.a.	95300	W
Tensão RMS de linha	380	V
Tipo de sistema	Trifásico	-
Corrente RMS nominal	144,7933701	A
Corrente de projeto	144,7933701	A
Distância do QGBT	5	m
Queda de tensão admissível do ponto de entrega	4	%
Impedância mínima nestas condições	20,99543644	V/Akm

Figura 9: Dados de entrada para dimensionamento do cabo CA – Inversores ao QGBT

Dados de entrada para dimensionamento cabo c.a.	Valor	
Método de referência	m_B1	
Isolação	PVC	
Temperatura ambiente/solo**	30	
Número de condutores carregados	3	
Número de circuitos na linha elétrica	1	
Condutor	Cobre	
Construção do condutor*	Unipolar	Espaçado horizontal

Dados c.a. da usina FV - QGBT ao Transformador	Valor	Unidade
Potência c.a.	476500	W
Tensão RMS de linha	380	V
Tipo de sistema	Trifásico	-
Corrente RMS nominal	723,9668507	A
Corrente de projeto	723,9668507	A
Distância do Transformador	5	m
Queda de tensão admissível do ponto de entrega	4	%
Impedância mínima nestas condições	4,199087288	V/Akm

Figura 10: Dados de entrada para dimensionamento do cabo CA – QGBT ao transformador

A partir das premissas da Tabela 9, e dados de entrada para entrada para dimensionamento do cabo c.a na Figura 9 e Figura 10 o dimensionamento dos cabos c.a. é desenvolvido de acordo com as diretrizes da ABNT NBR 5410, satisfazendo os critérios de seção transversal mínima, máxima condução de corrente e queda de tensão, simultaneamente. Parte-se do pressuposto que os dispositivos de proteção foram devidamente dimensionados na seção anterior, de forma que os critérios de sobrecarga e curto-circuito já estão sendo satisfeitos. Os resultados dos dimensionamentos são mostrados na Tabela 10.

Os eletrodutos seguem as diretrizes da NBR 5410 satisfazendo os critérios de ocupação máxima do eletroduto e NBR 6150 que fixa características mínimas exigíveis para o recebimento de eletrodutos de PVC.

Os cabos serão protegidos contra as deteriorações causadas por Movimentação de terra, contato com corpos rígidos, choque de ferramentas em

caso de escavações, bem como contra umidade e ações químicas causadas pelos elementos do solo.

Tabela 10: Dimensionamento dos cabos e eletrodutos c.a. de acordo com a ABNT NBR 5410

	Crítérios	Bitola calculada
De cada inversor até o QGBT da UFV	Seção transversal mínima	2,5 mm ²
	Máxima condução de corrente	70 mm ²
	Queda de tensão	70 mm ²
	Bitola do cabo c.a. final	70 mm²
	Taxa de ocupação máxima no eletroduto	60mm
QGBT da UFV ao transformador	Seção transversal mínima	2,5 mm ²
	Máxima condução de corrente	3x185 mm ²
	Queda de tensão	3x185 mm ²
	Bitola do cabo c.a. final	3x185 mm²
	Taxa de ocupação máxima no eletroduto	4x110mm

Os cabos de Neutro serão sempre de mesma seção que os da fase e o condutor de proteção equivalente a metade da seção do condutor fase, conforme tabela 58 da NBR 5410.

2.1.7 ESTRUTURAS DE FIXAÇÃO E ATERRAMENTO DA UFV

O **aterramento em sistemas fotovoltaicos** é um item de suma importância para promover a segurança contra choques elétrico por contatos indireto e também é útil para proteção de equipamentos. Dessa forma, para que tenha efetividade, alguns cuidados precisam ser observados no projeto e na execução do aterramento.

Por definição, o aterramento é uma ligação intencional com a terra, feita por um condutor ou conjunto de condutores e todas as edificações devem dispor de infraestrutura de aterramento e todas as massas (partes metálicas) devem ser ligadas a condutores de proteção chamados condutores PE. (ABNT NBR 5410).

Os componentes que compõe o aterramento da UFV são:

- Condutor de aterramento;
- Condutor de equipotencialização;
- Eletrodos de aterramento;
- Barramento de equipotencialização.

A usina fotovoltaica é interligada ao eletrodo de aterramento que contorna o perímetro da UFV. A Tabela 11 apresenta a seção transversal dos condutores de aterramento do lado c.c. e c.a. da UFV, devidamente dimensionada conforme ABNT NBR 5410 e 16690.

Tabela 11: Dimensionamento dos condutores de aterramento do lado c.c. e c.a. da UFV

Seção transversal dos condutores de aterramento	Valor
Aterramento de estruturas e carcaças metálicas no lado c.c.	6 mm ²
Aterramento de estruturas e carcaças metálicas no lado c.a.	35 mm ²
Condutor de cobre nu, constituindo eletrodo de aterramento	50 mm ²

No lado c.c. da UFV, o condutor de aterramento utilizado para aterrar as partes metálicas expostas do arranjo fotovoltaico tem seção mínima de 6 mm² de cobre conforme indicado na Figura 11. No lado c.a as conexões de proteção de estruturas e carcaças cada inversor até o QGBT será de 35mm².



Figura 11: Condutor de aterramento do arranjo fotovoltaico

Todas as estruturas metálicas de fixação que comporta os módulos, serão ligados aos condutores de cobre nu, constituído como eletrodo de aterramento, que contorna o perímetro da usina a uma profundidade de

0,5m, a conexão será feita através dos pilares das extremidades das mesas conforme Figura 12.



Figura 12: Condutor de cobre Nú – Aterramento da Usina

Além disso serão instaladas caixas de inspeção com hastes cobreadas de alta camada com $\text{Ø}3/8'' \times 2,4\text{m}$ conectadas ao cabo de cobre nú através de soldas exotérmicas, e espaçadas de 40 metros ao longo de todo o perímetro do aterramento da usina fotovoltaica. Ao todo serão 10 hastes de aterramento. A Figura 13 detalha a instalação da caixa de inspeção com a Haste de aterramento.



Figura 13: Caixa de inspeção com haste de aterramento

Com relação à montagem, os módulos são dispostos em perfis fixados no solo. O ângulo de instalação dos módulos, em relação a superfície, é de 17° (igual à latitude do local). Perfis e suportes são de aços USI GAL ZAR 345 Z350 / USI GAL ZAR 345 Z600 para garantir maior resistência à corrosão. Os sistemas de fixação da estrutura resistem a rajadas de vento, com velocidade de até 50 m/s. Demais informações sobre a estrutura poderão ser visualizada no manual de montagem em anexo.

Uma vedação periférica de alambrado cercará toda a UFV, serão aproximadamente 200 metros lineares com altura mínima de 2,50 m. (Figura 14) contará com um portão principal de entrada e saída. E placas de advertência conforme Figura 15: Placas de sinalização de segurança Figura 15.



Figura 14: Cerca em alambrado



Figura 15: Placas de sinalização de segurança

A Tabela 12 apresenta uma estimativa de materiais necessários para implantação da UFV, no que diz respeito às estruturas de fixação e aterramento e KIT UFV.

Tabela 12: Estimativa de materiais necessários para implantação da UFV.

Materiais	Qtd. estimada
Inversor Solar Edge 100k SE	5
Otimizador solar Edge P850	810
Módulo Canadian CS3W-410P	1620
Antena Wifi Solar Edge	1
Cabo solar preto com proteção UV 4 mm ²	3250 m
Cabo solar vermelho com proteção UV 4 mm ²	3250 m
Cabo Verde/Amarelo com proteção UV 6 mm ²	400 m
Cabo Verde PVC 500V 35mm ²	70m
Cabo de cobre NU 50mm ²	400m
Haste de alta camada com Ø3/8"x2,4m	10
Cabo c.a. 70mm ² isolação PVC 500V preto	150 m
Cabo c.a. 185mm ² isolação PVC 500V preto	60 m
Conectores MC4 Macho+Fêmea	180 un.
Parafuso Cabeça de martelo M10x30	810 un.
Porca Sext. Flang DIN6923 M10	810 un.
Terça 3200	1175 un.
Pilar ESP 1,95	341 un.
Reforço 3430	90 un.
Grampo de Fixação	6480 un.
Arruela M10 Geomet	7607 un.
Chapa Cantoneira Terça	1365 un.
Mão Francesa	341 un.
Parafuso Lent Trava M10x25	7607 un.
Porca Flangeada M10	7607 un.
Tesoura 3200	341 un.

2.2 DIMENSIONAMENTO DA CABINE PRIMÁRIA

2.2.1 TOPOLOGIA ADOTADA

A Figura 16 mostra a topologia de cabine primária abrigada para geração distribuída solar fotovoltaica deste projeto. Como características principais, nota-se proteção e medição em média tensão. O emprego de religador trifásico no ponto de derivação da rede de MT da concessionária é demandado pela CEMIG, para esta faixa de potência. O disjuntor de proteção MT é passivo à gás SF₆, 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.

Na norma ND 5.31 da CEMIG que trata sobre os requisitos para conexão de Acessantes produtores de energia elétrica ao sistema de distribuição da Cemig D – Média tensão, no seu subitem 7.3.1 transcreve que: “O acessante com geração acima de 300 kW deverá prover uma referência de terra no lado da Cemig D, para evitar sobretensões nas fases não faltosas, após a ocorrência de curto-circuito fase-terra e abertura do terminal da Cemig D.” A Figura 16 mostra a topologia da subestação a ser seguida:

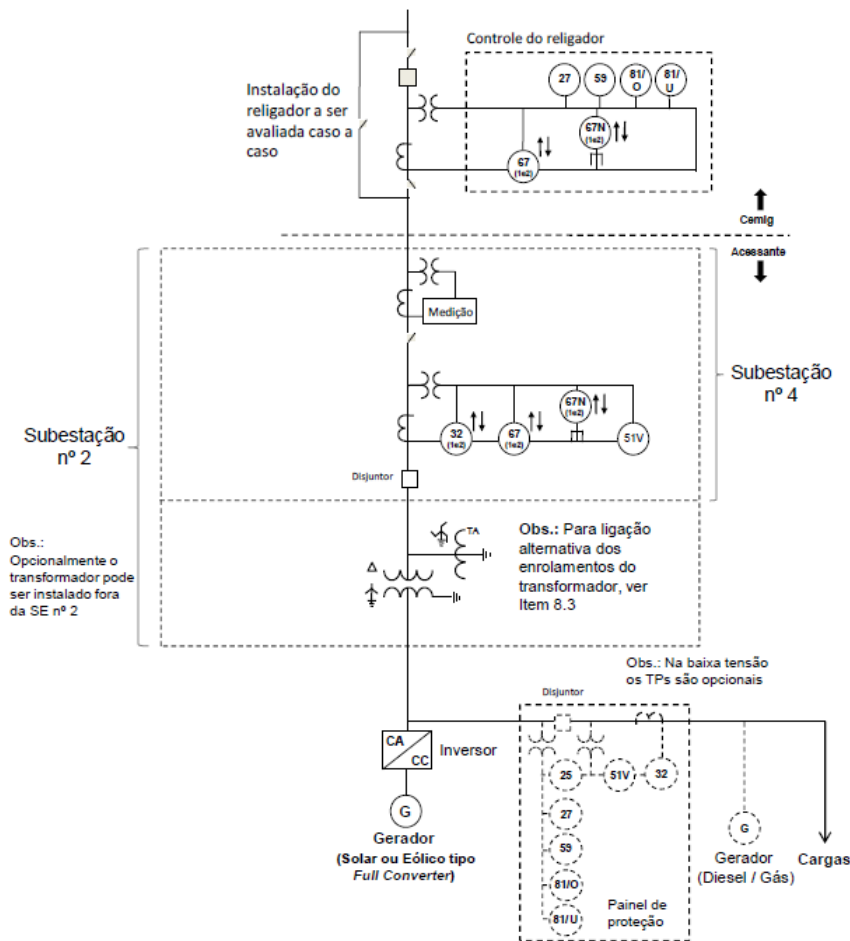


Figura 16: Topologia de subestação abrigada com potência instalada acima de 300 kVA.

2.2.2 CARACTERÍSTICAS CONSTRUTIVAS E ELÉTRICAS DA SUBESTAÇÃO

A Figura 17 mostra as dimensões projetadas para a subestação em alvenaria, entrada de fornecimento aéreo 13,8 kV. A largura do cubículo de medição é de mínimo 1,6m. 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 1,6m e o comprimento de 2 metros. Por outro lado, o tamanho do transformador define o tamanho do cubículo de

transformação. O comprimento de 2,3 metros do cubículo de transformação, acomoda perfeitamente o transformador de 0,75 MVA de potência a Seco, com grau de proteção IP21, dimensões: 1,10x0,8x1,6 (CxLxA) E o cubículo com comprimento de 2m acomoda o Trafo de acoplamento de 50kva. Por fim, um vão livre de 1,4 e 1,8 m para boa circulação de pessoal é projetado.

A Tabela 13 apresenta o dimensionamento dos equipamentos da subestação: tirante da bucha de passagem, barramento de vergalhão, cabos de MT de cobre, terminais de MT 15 kV, condutores de aterramento e base fusível da chave seccionadora do cubículo de transformação.

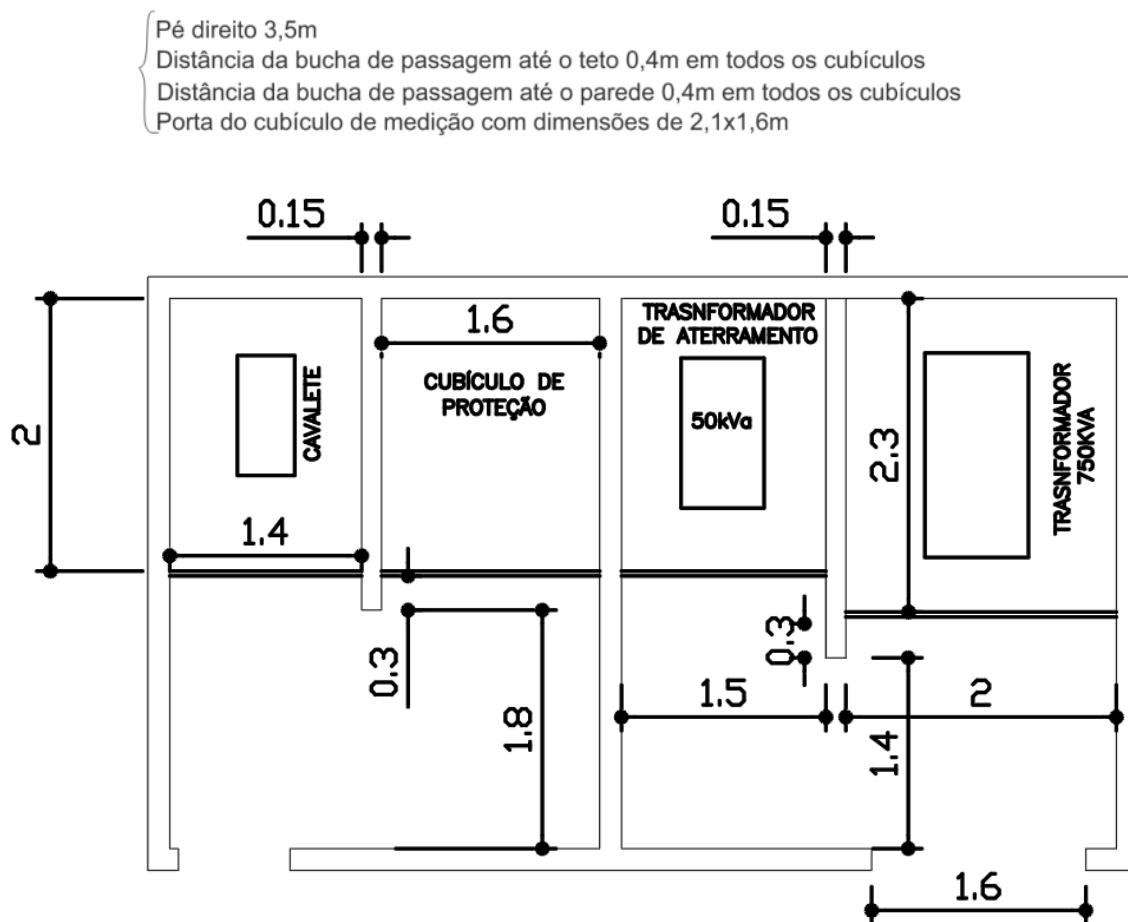


Figura 17: Dimensões da subestação, projetada em metros.

Tabela 13: Dimensionamento dos equipamentos da subestação.

Equipamento	Grandeza	Valor
Tirante da bucha de passagem	Diâmetro	1/2"
Barramento de vergalhão MT	Diâmetro	3/8"
Cabos MT cobre ponto de entrega à mufla da subestação (ramal de entrada)	Seção nominal	25 mm ²
Condutores de aterramento cobre nu	Seção transversal	50 mm ²

BUCHA DE PASSAGEM INTERNA/INTERNA 3/8-		15Kv
CAIXA DE EQUIPAMENTOS DE SEGURANÇA		
CHAVE SECCIONADORA 15Kv/400A - ABERTURA COM CARGA (AÇÃO SIMULTANEA NAS 3 FASES - COM BASE PARA FUSÍVEIS)	CORRENTE NOMINAL	80A
CURVA DE AÇO ZINCADO A QUENTE - NORMALIZADO	DIÂMETRO	1.1/2"
CURVA DE AÇO ZINCADO A QUENTE - NORMALIZADO	DIÂMETRO	4"
DAILETE DE ALUMÍNIO TIPO "X" - COM TAMPA CEGA	DIÂMETRO	2"
DERIVAÇÃO EM T ESTANHADA	DIÂMETRO	3/8"
DISJUNTOR TRIPOLAR 10KA - 15KV SCHNEIDER OU ABB COM BOBINA DE DISPARO	CORRENTE NOMINAL	800A
ELETRODUTO DE AÇO ZINCADO A QUENTE - NORMALIZADO	DIÂMETRO	1.1/2"
ELETRODUTO DE AÇO ZINCADO A QUENTE - NORMALIZADO	DIÂMETRO	4"
EXTINTOR DE INCENCIO - PQS	PESO	5KG
FUSÍVEL CARTUCHO PARA 15KV -	CORRENTE NOMINAL	25A
HASTE DE TERRA CONTONEIRA		
ISOLADOR PEDESTAL UNIPOLAR - 15Kv		
LUVA DE VAQUETA CANO LONGO (P/ PROTEÇÃO DA LUVA ISOLANTE)		
LUVA ISOLANTE ELÉTRICA 20KV		
PLATAFORMA BASCULANTE - SUPORTE PARA LAPTOP		
PORTA METÁLICA CORTA FOGO - CHASSE 90 -	DIMENSÕES	(2,10x1,60)
PUNHO PARA ABERTURA DA CHAVE SECCIONADORA COMPLETO		
SUPORTE PARA BUCHA DE PASSAGEM		
SUPORTE PARA TC's E TP's		
TAMPÃO FF P/ CAIXA DE INSPECAO PARA HASTE DE TERRA		
TAMPÃO FF P/ CAIXA DE PASSAGEM NO PISO - TIPO ZC		
TERMINAL UNIPOLAR MODULAR - 15Kv (MARCA 3M) EXTERNA		
TERMINAL UNIPOLAR MODULAR - 15Kv (MARCA 3M) INTERNA		

TRANSFORMADOR DE CORRENTE 15Kv - 75/5		
TRANSFORMADOR A SECO 13,8/0,38-0,22KV PRIMÁRIO EM DELTA, SECUNDÁRIO EM ESTRELA. IP21 - COM RELÉ DE PROTEÇÃO TÉRMICA.	POTÊNCIA	0,75MVA
TRANSFORMADOR DE ATERRAMENTO	POTÊNCIA	50KVA
TRANSFORMADOR DE POTENCIAL 13.8Kv/115V	POTÊNCIA	1,5KVA
TRANSFORMADOR DE POTENCIAL 13.8Kv/R3	POTÊNCIA	600VA
PAINEL MONTADO COM (RELÉ MICROPROCESSADO COM FUNÇÃO 32 (1) E (2), FUNÇÃO 67 (1) E (2), 67N (1 E 2)).		
Parafusos e miscelâneas para derivação de barramentos e conexão de aterramentos		

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

O transformador de corrente é projetado conforme ABNT NBR 6856. A Figura 18 mostra o esquemático do TC, com as impedâncias considerada nos cálculos: impedância do secundário do TC Z_{tc} , impedância do cabo Z_{cabo} e impedância do relé $Z_{relé}$. Os critérios de sensibilidade e saturação são levados em consideração no projeto do TC. Neste caso, o $RTC = 40$ e TC 12,5VA 10P20, classe de exatidão 10% e fator de multiplicidade de corrente nominal igual a 20 são utilizados para atender ambos os critérios. O detalhamento e valores dos cálculos são mostrados na Tabela 14.

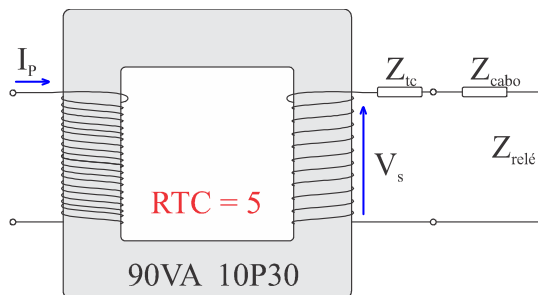


Figura 18: Esquemático utilizado para dimensionamento do TC.

Conforme notado na Tabela 14, o critério de sensibilidade é satisfeito se a corrente de partida for superior a 3% da corrente primária dos TC de proteção para assegurar uma melhor exatidão na medição e monitoramento da instalação. O critério da saturação exige que o TC não sature sob a pior condição de curto-circuito primária vista pelo relé de proteção (falta trifásico

de 3927,51A). Este critério é atendido se $V_{s,tc} \leq V_{s,max}$, onde $V_{s,tc}$ é a tensão induzida no secundário do TC sob condições de falta trifásica e $V_{s,max}$ é a tensão máxima induzida no secundário sem levar o relé à saturação.

Tabela 14: Memorial de cálculo do transformador de corrente.

Descrição	Equação	Valores calculados
Corrente mínima para sensibilização do relé	$I_{pick-up,n}$	7 A
Corrente máxima para sensibilização do relé sem causar saturação	$I_{cc,3f}$	3927,51 A
Critério de sensibilidade: Corrente primária do TC deve ser menor ou igual a $3\% \times I_{pick-up,n}$	$I_{p,tc} \leq \frac{I_{pick-up,n}}{3\%}$	$I_{p,tc} = 233,3$ A
Critério da saturação durante curto circuito: deve-se garantir que a corrente primaria do TC seja maior ou igual a corrente de curto-circuito máxima $I_{cc,3f}$ dividido por 20	$I_{p,tc} \geq \frac{3927,51}{20}$	$I_{p,tc} = 196,37$
Tipicamente, os RTCs comerciais são: 12, 15, 20, 25, 30, 40, 50 e 60. Neste caso, tanto RTC de 30 ou 40 satisfazem estas regras praticas.	$\frac{196,37}{5} \leq RTC \leq \frac{233,3}{5}$	RTC = 40
Impedâncias do cabo L=5m, r=4,7 Ω/km	$Z_{cabo} = \frac{2 \times L \times r}{1000}$	0,047 Ω
Impedâncias do relé. Potência do sensor de corrente do relé igual a é de 3 VA.	$\frac{S_{relé}}{I_s^2}$	0,12 Ω
Impedância máxima do secundário do rele	$2x(Z_{relé} + Z_{cabo})$	≈0,5 Ω
Impedância do TC Z_{tc}	$R_{TC} + X_{TC}$	Rtc = 0,225 Ω Xtc = 0,109 Ω
Tensão induzida no secundário do TC se um curto circuito trifásico ocorrer no ponto de acoplamento da Usina (V_s)	$(R_{tc} + R_{relé} + R_{cabo} + jX_{tc}) \times I_s$	$V_{s,tc} = 37,87$ v
Tensão de saturação do relé $V_{sat} =$	$I_{sat} + M + Z_b$	$V_{sat} = 50$ v
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 12,5VA 10P20.	$V_{s,tc} \leq V_{s,max}$	$Z_{cabo} = 0,047$ Ω $Z_{relé} = 0,12$ Ω $Z_{tc} = 0,225 + j0,109$ Ω RTC = 40 $V_{s,max} = 50$ V $V_{s,tc} = 37,87$ V

Com relação ao dimensionamento dos TPs de proteção, a Tabela 15 resume as principais especificações do equipamento projetado.

Tabela 15: Dimensionamento de TP de medição em 13,8 kV.

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

No dimensionamento de TPs para proteção, deve-se atentar principalmente à potência nominal ou carga nominal do equipamento (para garantir a classe de exatidão). Por outro lado, para TPs de alimentação da proteção e/ou emergência, pode-se projetá-lo atendendo os critérios da potência térmica do transformador. A Tabela 16 e Tabela 17 mostram as demandas da carga da subestação e da proteção, exigindo dois TPs com potência térmica de 1500 VA. Exatidão: 0,3P75

Tabela 16: Quadro de carga da subestação para alimentação auxiliar.

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

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

Carga	Qtde.	Potência individual			Potência total		FD	Demanda	
		kW	FP	kVA	kW	kVA		kW	kVA
Lâmpada disjuntor ON	1	0,003	0,85	0,003	0,003	0,003	0,5	0,001	0,002
Lâmpada disjuntor OFF	1	0,003	0,85	0,003	0,003	0,003	0,5	0,001	0,002
Lâmpada mola carregada	1	0,003	0,85	0,003	0,003	0,003	1	0,003	0,003
Motor carregamento mola	1	0,6	0,85	0,7	0,6	0,7	1	0,6	0,7
Bobinas de fechamento e abertura	2	0,085	0,85	0,1	0,17	0,2	1	0,17	0,2

Cargas no <i>no-break</i>	1	0,085	0,85	0,1	0,085	0,85	1	0,085	0,85
Carga relé	1	0,005	0,85	0,006	0,005	0,006	1	0,085	0,85
Demanda total em kVA									1,013

Finalmente, as especificações do disjuntor de MT são mostradas na Tabela 18.

Tabela 18: Especificação do disjuntor de MT.

Parâmetro	Valor
Tensão máxima de operação	17,5 kV
Tensão nominal de operação	13,8 kV
Corrente máxima de interrupção	20 kA
Tecnologia de interrupção	À vácuo
Corrente nominal	800 A
Vida útil (ciclos de manobra)	30.000
Tempo de fechamento	≤ 70 ms
Tempo de abertura	≤ 35 ms
Tensão nominal de impulso	95 kV
Massa	36 kg
Tensão nominal de alimentação auxiliar	24~60 Vcc 110~220 Vca

2.2.4 COMPONENTES DO SISTEMA DE MEDIÇÃO

Transformadores de corrente de medição são utilizados para fins de medição das correntes em um sistema de média tensão. A concessionária quem instala estes dispositivos. Por questões óbvias financeiras, é exigido características de boa precisão (ex.: 0,3%-0,6% de erro de medição) e baixa corrente de saturação (4 vezes a corrente nominal). Obs.: Podem saturar durante a ocorrência do curto-circuito, não trazendo prejuízos financeiros à concessionária com relação a consumo de energia elétrica (já que a duração do curto é muito pequena). O dimensionamento do TC de medição pode ser feito em função do fator térmico e demanda da instalação conforme Tabela 19. Para a demanda de 500 kVA, o transformador de corrente com fator térmico unitário de RTC igual a 25-5 atende as especificações de projeto.

Tabela 19: Dimensionamento de TCs de medição em 13,8 kV.

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

No dimensionamento de TPs para medição sob fornecimento de 13,8kV, considera-se a Tabela 20:

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

Relação de transformação	Medição
70:1	A três elementos

2.2.5 ATERRAMENTO DA SUBESTAÇÃO

A malha de aterramento do tipo quadrado cheio (conforme Figura 19) é utilizada, incluindo no mínimo todo o seu pátio e todos os equipamentos que pertencem à esta área. De acordo com a norma nd5.3 em seu subitem 4.7.2.3 A malha de aterramento da subestação maior ou igual a 500kVA é composta por 12 eletrodos (hastes de aterramento+condutor), interligados por condutor de cobre nu, seção 50 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 16 mm² e através de solda exotérmica.

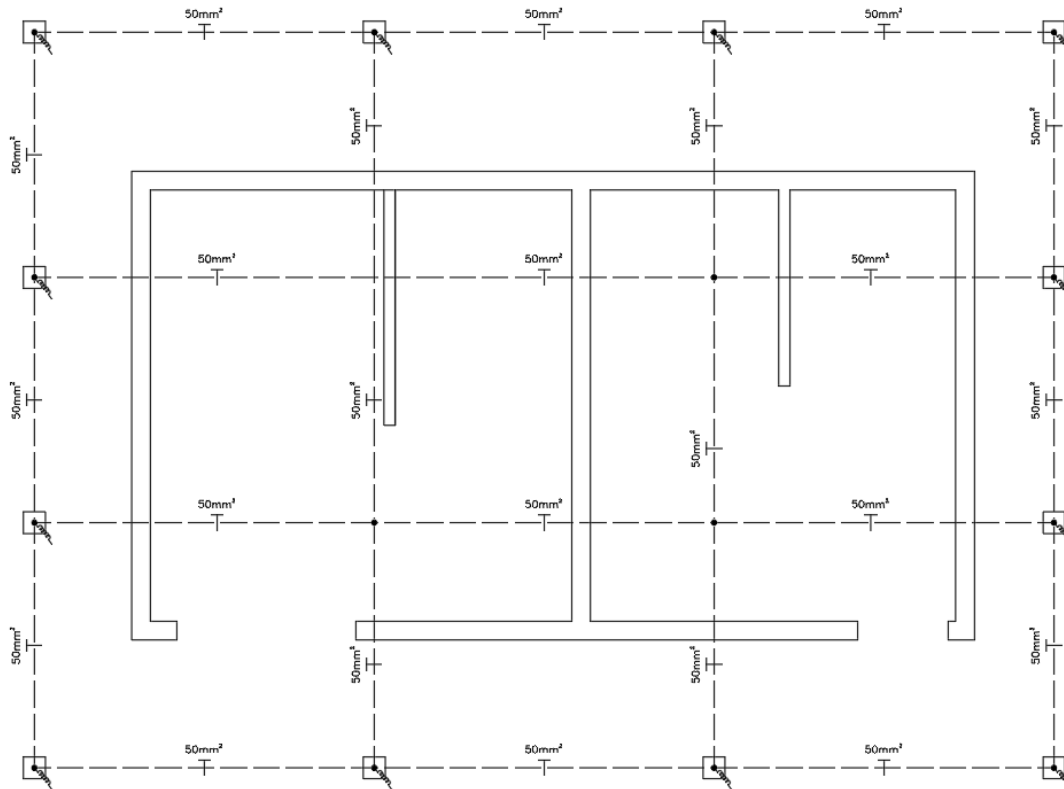


Figura 19: Malha de aterramento tipo quadrado cheio.

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

2.3 ESTUDOS DE PROTEÇÃO

2.3.1 CÁLCULO DAS CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO

Os valores base utilizados para os cálculos de curto circuito estão apresentados na Tabela 21.

Tabela 21: Valores base utilizados nos estudos de proteção.

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

Baseado na Tabela 21, a corrente de base (sistema pu) é definida como:

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

Os dados de nível de curto-circuito e impedância de sequência equivalente da subestação Montes Claros - MG foram fornecidos, através do parecer de acesso, conforme mostrado na Tabela 22.

Tabela 22: Impedância e correntes de curto-circuito fase-fase, fase-terra e trifásica na barra da SE Montes Claros-MG.

Corrente de curto-circuito	Sequência + [A]	Sequência - [A]	Sequência 0 [A]
Falta fase-fase (L-L)	$3408,42 \angle -174,83^\circ$	$3408,42 \angle 5,16^\circ$	$0 \angle 0^\circ$
Falta fase-terra (L-G)	$4325,4 \angle -86,21^\circ$	$4325,4 \angle -86,21^\circ$	$4325,4 \angle -86,21^\circ$
Falta trifásica (3L)	$3927,51 \angle -84,8^\circ$	$0 \angle 0^\circ$	$0 \angle 0^\circ$
Impedância equivalente da barra da SE Montes Claros	Sequência + [Ω]	Sequência - [Ω]	Sequência 0 [Ω]
	$Z_{eq}^+ = 0.18758 + j2,04182$	$Z_{eq}^- = 0.18454 + j2,03343$	$Z_{eq}^0 = 0 + j1,48164$

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

Para os cálculos de curto-circuito, a resistência e reatância de seqüências dos cabos de alumínio das redes de distribuição compactas da concessionária são modeladas conforme Tabela 23.

Tabela 23: Dados de impedância de sequência dos cabos da rede RDP da SE CEMIG Montes Claros até a barra de conexão do acessante. *Valores obtidos para uma temperatura de 90 °C.

Seção [mm²]	Sequência zero* - Z^0	Sequência pos. e neg.* - $Z^+ = Z^-$
150	$3,73236 + j2,77514 \Omega/\text{km}$	$0,30419 + j0,28557 \Omega/\text{km}$
OBS.: Temperatura ambiente considerada de 30°C		

As impedâncias de sequência dos cabos de cobre da instalação do acessante, utilizadas no cálculo de curto-circuito, são mostradas na Tabela 24.

Tabela 24: Dados de impedância de sequência dos cabos de cobre utilizados na rede interna do acessante. *Valores obtidos para uma temperatura de 90 °C.

Seção [mm ²]	Sequência zero* - Z^0	Sequência pos. e neg.* - $Z^+ = Z^-$
50	0,03498 + j0,02557 Ω /km	0,00712 + j0,00262 Ω /km
OBS.: Temperatura ambiente considerada de 30°C.		

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

Para definição de alguns parâmetros da proteção, é necessário definir as características do transformador de potência instalado, cujas informações estão apresentadas na Tabela 25.

Tabela 25: Características elétricas do transformador a seco.

Característica dos transformadores	Valor
Potência aparente [kVA]	750
Tensão primária [V]	13800
Tensão secundária [V]	380
Impedância [%]	4,5 %
Classe material isolante	ONAN
Grupo de ligação	Dyn1
Frequência [Hz]	60
X/R	4,1

A Figura 20 mostra a tabela resumo das contribuições da CEMIG e da usina solar fotovoltaica (UFV) para as correntes de CC nas diversas barras. O diagrama de impedâncias é mostrado na Tabela 26 para consulta.

Contribuição concessionária:

BARRAS DO SISTEMA	I _{cc} 3F [A]	I _{cc} FT [A]
P2	3885,760	4279,42
P3	3349,38	2357,66
P4	3343,69	2345,89
P5	3342,93	2344,33
S1	34516,24	38013,18
S2	33348,85	29332,98

Contribuição acessante:

BARRAS DO SISTEMA	I _{cc} 3F [A]	I _{cc} FT [A]
P2	41,88	46,13
P3	41,95	29,52
P4	41,95	29,43
P5	41,95	29,41
S1	1571,82	1731,06
S2	1573,84	1384,319

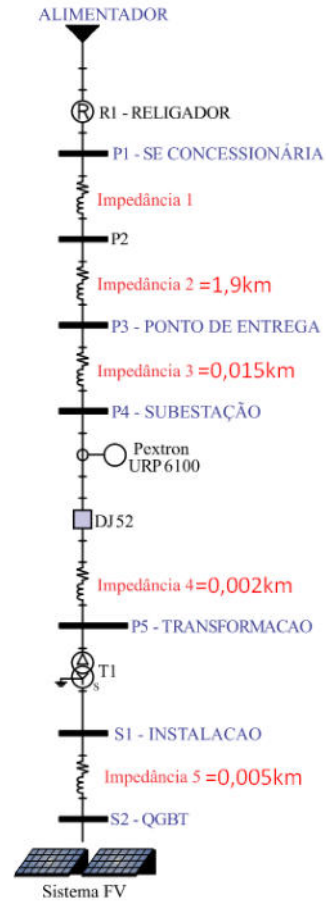


Figura 20: Resumo das contribuições da concessionária e da usina solar fotovoltaica (UFV) para as correntes de CC nas diversas barras.

Nos cálculos de curto-circuito apresentados na Figura 20, as seguintes premissas foram adotadas:

- As impedâncias de sequência foram obtidas através das Tabela 23 e Tabela 24. A impedância do transformador foi obtida conforme Tabela 25. A Tabela 26 mostra as impedâncias equivalentes de sequência positiva e zero do sistema, referenciadas à Figura 20.
- Assume-se que a corrente de curto-circuito dos geradores conectados via inversor é de 2 vezes o valor da corrente nominal do inversor;
- Testes em inversores trifásicos comerciais mostraram que a corrente pode atingir até duas vezes a corrente nominal por até 10 ciclos.

Tabela 26: Impedâncias equivalentes de sequência positiva e zero do sistema.

Referência na Figura 20	Comprimento [km]	Impedância eq. de sequência positiva [Ω]	Impedância eq. sequência zero [Ω]
Impedância 1	Concessionária	0,18758 + 2,04182y	0 + 1,48164y
Impedância 2	1,9	0,30419 + 0,28557y	3,73236 + 2,77514y
Impedância 3	0,015	0,00712 + 0,00262y	0,03498 + 0,02557y

Impedância 4	0,002	0,00095 + 0,00035y	0,00466 + 0,00341y
Impedância 5	0,005	0,0002 + 0,00018y	0,0032 + 0,0041y

Portanto, de acordo com estas informações, os estudos de curto-circuito consideram a contribuição de corrente de uma UFV limitada em 2 pu com duração de até 10 ciclos (167 ms). Além disso, a corrente nominal da UFV para um fator de potência de 0,92 é de 786,92 A.

2.3.2 PARAMETRIZAÇÃO DAS FUNÇÕES DE PROTEÇÃO

A Tabela 27 apresenta as características das curvas de proteção de fase e neutro do religador para coordenação com a proteção do acessante.

Tabela 27: Ajustes de religadores para coordenação, fornecidas pela concessionária.

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

As funções de proteção exigidas pela ND 5.31 para este acessante são:

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

Além disso, as proteções serão parametrizadas no relé de proteção PEXTRON URP 6100, instalado em cubículo de proteção abrigado. A Tabela 28 apresenta um resumo das proteções implementadas no relé Pextron URP 6100 e suas respectivas parametrizações/ajustes conforme norma ND 5.3 (CEMIG). Conforme mostrado anteriormente, três TPs, conectados em estrela $13.800/\sqrt{3} - 115V (70:1)$ e três TCs 200:5A são utilizados para adequar os sinais primários aos níveis requeridos pelo relé.

Tabela 28: Definição das proteções e suas respectivas parametrizações de acordo com a norma ND 5.31.

Código ANSI	Descrição	Parâmetro	Ajuste	Referência
32 (1)	Direcional de Potência (Sentido CEMIG)	Potência Ativa	500 kW	Conforme anexo 6 ND 5.31
		Tempo	15 s	
32 (2)	Direcional de potência	Potência Ativa	525 kW	

	(sentido acessante)	Tempo	15 s	Conforme anexo 6 ND 5.31
67 (1)	Direcional de sobrecorrente de fase (sentido conc.)	Pickup (A)	23	Conforme anexo 6 ND 5.31
		Curva	EI	
		Dial	0,2s	
		Tempo Adicional	-	
		Instantâneo	-	
		Ângulo	45	
67 (2)	Direcional de sobrecorrente de fase (sentido acessante)	Pickup (A)	22 A	Conforme anexo 6 ND 5.31
		Curva	EI	
		Dial	0,1s	
		Instantâneo	264 A	
		Tempo Adicional	-	
		Ângulo	45	
67N (1)	Sobrecorrente de neutro	Pickup (A)	7 A	Conforme anexo 6 ND 5.31
		Curva	Tempo definido	
		Dial	6s	
		Tempo Adicional	x s	
		Instantâneo	Desativada	
		Ângulo	110°	
67N (2)	Direcional de Sobrecorrente de neutro	Pickup (A)	7 A	Conforme anexo 6 ND 5.31
		Curva	Tempo definido	
		Dial	0,3	
		Tempo Adicional	x s	
		Instantâneo	79,2	
		Ângulo	110	

2.3.3 ESTUDO DE SELETIVIDADE E COORDENAÇÃO

A Figura 21 mostra o coordenograma em papel formatado bi-log tempo x corrente, onde se pode verificar a coordenação e seletividade da proteção dimensionada para qualquer valor de corrente. As correntes estão referidas ao primário. Além disso, os seguintes pontos de operação podem ser encontrados nos gráficos:

- Corrente nominal demandada da instalação (I_n ou I_{dem});
- Corrente nominal da UFV (I_{ufv});
- Correntes de partida do relé de fase e neutro (Pickup);
- Correntes ANSI e NANSI dos transformadores;

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

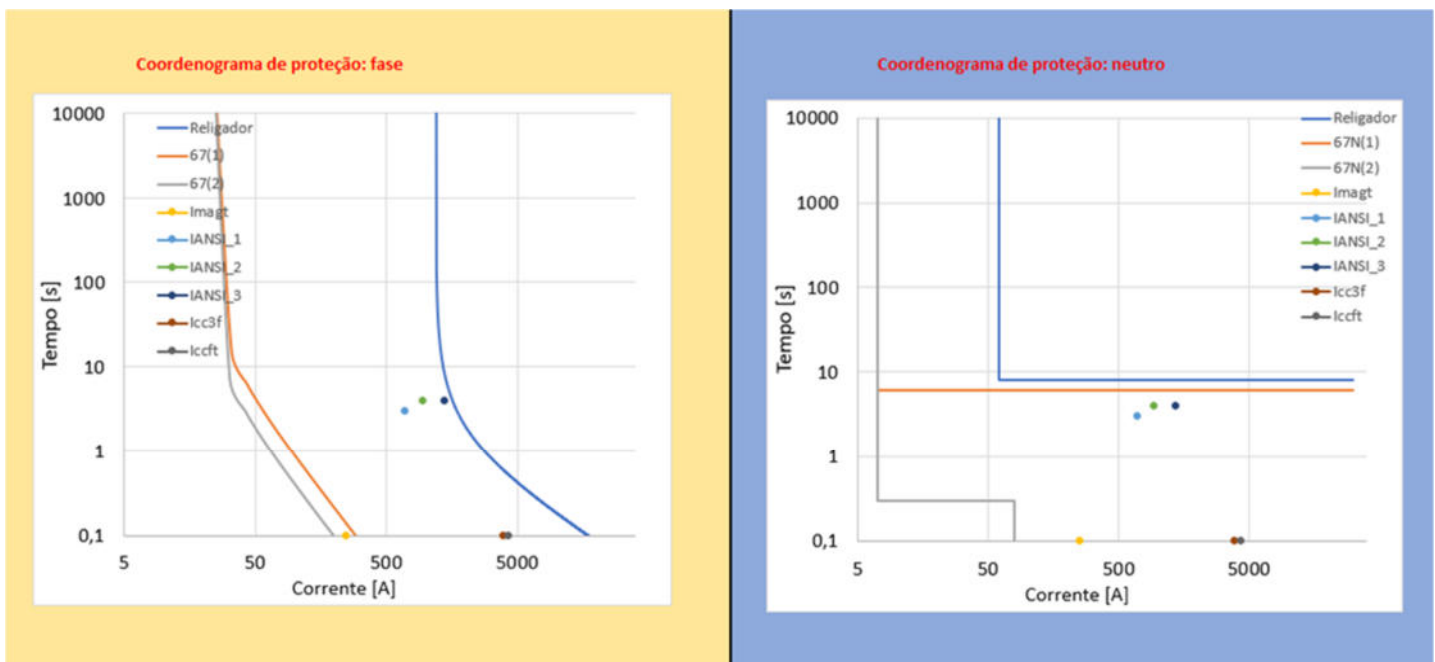


Figura 21: Coordenograma das proteções: (a) 67(1), (b) 67(2), (c) 67N(1), (d) 67N(2).

3- Análise de Viabilidade Econômica

Este capítulo tem como objetivo verificar a viabilidade econômica da implantação da usina fotovoltaica. A análise financeira não é única e o texto abaixo trata dos critérios adotados para classificar a viabilidade econômica do projeto, assim como as suas particularidades como suas receitas e despesas. Por fim, o estudo do fluxo de caixa mostra a taxa de retorno do investimento e o tempo que ele leva para dar retorno ao cliente.

3.1 PERCENTUAL DE REDUÇÃO DO CONSUMO

Para encontrar o percentual de redução de consumo das unidades foi levado em consideração o consumo anual de todas as unidades e a geração anual da usina, conforme Figura 22 segue consumo e geração estimada mensal:



Figura 22: Relatório Geração x Consumo UFV

Com base no relatório extraído do software solar edge designer, o sistema é capaz de produzir 1,09GWh/ano cerca de 103% do consumo de todas as instalações.

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

Um orçamento estimativo da usina fotovoltaica, com base na cotação de preços dos produtos disponibilizados, foi realizado na plataforma da empresa SICES, conforme na Figura 23.

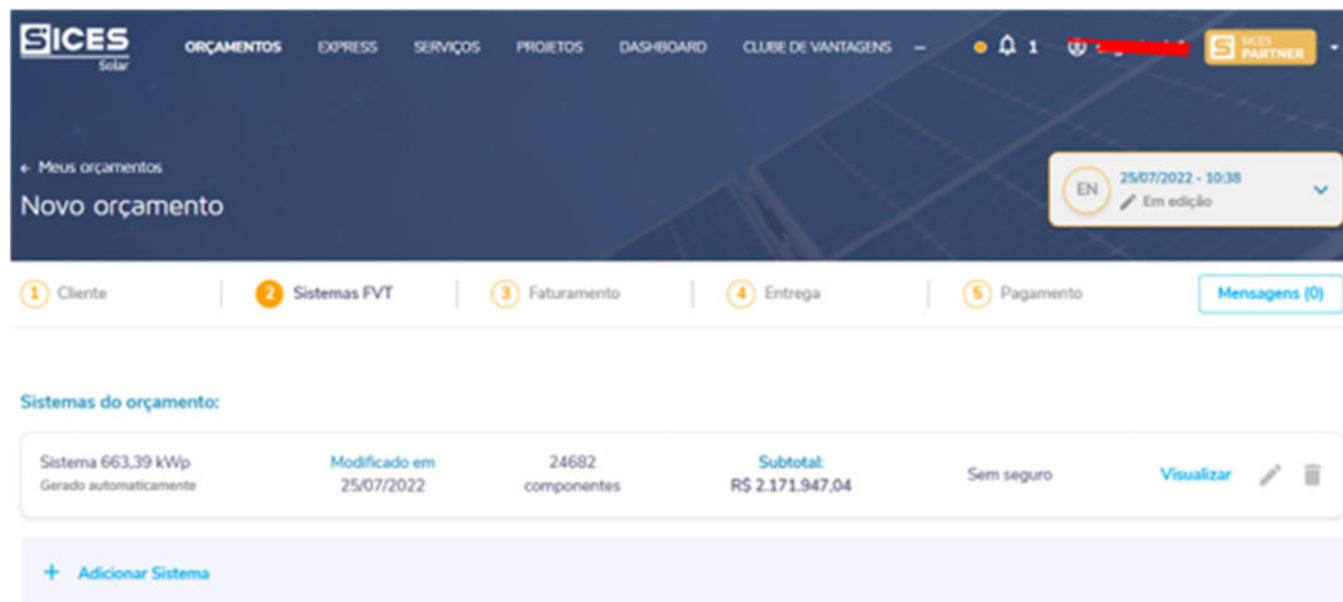


Figura 23: Orçamento UFV - sices

A cotação referente aos equipamentos do sistema na SICES é considerada todos os produtos físicos necessários para se realizar a instalação, sendo eles: inversores, módulos, cabos, conectores, equipamentos de aterramento, estrutura em solo e placa de alumínio padrão CEMIG (exigido pela companhia). Em relação aos serviços gerais são considerados estimativas referentes a: custo do projeto fotovoltaico, da mão de obra do setor civil, mão de obra de eletricitistas capacitados na área, materiais complementares ao serviço e estrutura de rede elétrica.

Estimativos de orçamento de equipamentos e mão de obra para Subestação abrigada de energia, Sala de quadros (QGBT), custos para aterramento e preparação do solo para estrutura também foram realizados e são apresentados na Figura 24.

ESTIMATIVA DE CUSTOS DA SUBESTAÇÃO E ABRIGO QGBT				
TIPO	DESCRIÇÃO	UNIDADE	VALOR UNITÁRIO	VALOR TOTAL
M.O.	PROJETO DA SUBESTAÇÃO	1	R\$ 15.000,00	R\$ 15.000,00
M.O.	MONTAGEM ELETROMECAÂNICA	1	R\$ 80.000,00	R\$ 80.000,00
MAT.	CABINE MEDIÇÃO	1	R\$ 20.000,00	R\$ 20.000,00
MAT.	CABINE PROTEÇÃO	1	R\$ 80.000,00	R\$ 80.000,00
MAT.	CABINE TRANSFORMAÇÃO	2	R\$ 10.000,00	R\$ 20.000,00
MAT.	MALHA DE ATERRAMENTO	1	R\$ 25.000,00	R\$ 25.000,00
MAT.	RAMAL DE MT SUBTERRÂNEO	1	R\$ 30.000,00	R\$ 30.000,00
MAT.	ILUMINAÇÃO, EXAUSTÃO E ACABAMENTOS	1	R\$ 8.000,00	R\$ 8.000,00
MAT.	TRANSFORMADORES	1	R\$ 200.000,00	R\$ 200.000,00
MAT.	QGBT	1	R\$ 20.000,00	R\$ 20.000,00
		TOTAL		R\$ 498.000,00

ESTIMATIVA DE CUSTOS PREPARAÇÃO DO SOLO + ATERRAMENTO				
TIPO	DESCRIÇÃO	UNIDADE	VALOR UNITÁRIO	VALOR TOTAL
HH	RETROESCAVADEIRA	160	R\$ 175,00	R\$ 28.000,00
HH	PÁ CARREGADEIRA	160	R\$ 175,00	R\$ 28.000,00
HH	CAMINHÃO TRUCK	240	R\$ 150,00	R\$ 36.000,00
MAT.	BAÚ ENTULHO	5	R\$ 250,00	R\$ 1.250,00
MAT.	CABO COBRE NU	550	R\$ 34,00	R\$ 18.700,00
MAT.	HASTE DE COBRE ALTA CAMADA	10	R\$ 60,00	R\$ 600,00
MAT.	CAIXAS DE INSPEÇÃO	10	R\$ 30,00	R\$ 300,00
MAT.	SOLDA EXOTÉRMICA	10	R\$ 20,00	R\$ 200,00
MAT. + M.O.	CERCA EM ALAMBRADO	1	R\$ 80.000,00	R\$ 80.000,00
		TOTAL		R\$ 193.050,00

Figura 24: Estimativa de custos (SE, preparação do solo e aterramento).

Com o intuito de avaliar os retornos de investimento, foi feita uma Análise (Figura 25 e

Figura 26) entre o investimento da usina realizado através do orçamento preparado, com o custo estabelecido da energia e despesas do sistema.

Mês	Energia (kWh)		Demanda (kW)	
	HP	HFP	HP	HFP
1	0	90.092	0	500
2	0	95.514	0	500
3	0	93.605	0	500
4	0	88.900	0	500
5	0	90.176	0	500
6	0	92.096	0	500
7	0	89.791	0	500
8	0	91.337	0	500
9	0	83.283	0	500
10	0	82.867	0	500
11	0	77.986	0	500
12	0	83.987	0	500
13	0	88.140	0	500
Média	0	88.290	0	500
Contratada				500

Concessionária	CEMIG	
Cliente	A4	
Tarifa	VERDE	
Tarifa P	0,00	R\$/kWh
Tarifa FP	1,00	R\$/kWh
Demanda P	0,00	R\$/kW
Demanda FP	20,39	R\$/kW
TE P	420,83	R\$/MWh
TE FP	250,12	R\$/MWh
Relação P/FP	1,68	

Figura 25: Dados de entrada para análise Financeira.

TABELA DE ANÁLISE FINANCEIRA - SISTEMAS PV

Variáveis		
Queda na eficiência do painel:	1	%
Taxa de atratividade	9	%
Reajuste da conta de luz:	5	%

Consumo + Demanda de Energia Elétrica		
Consumo Ponta	0,0	kWh
Consumo Fora Ponta	88290,3	kWh

Demanda Ponta	0	kW
Demanda Fora Ponta	500	kW

Geração necessária	88290,3	kWh/mês
Consumo médio por dia	2943,0	kWh/dia

Dimensionamento		
Radiação do Local	5,6	kWh/m2.dia

Potência do módulo	410	
Área do módulo	2,22	m2
Eficiência do módulo	18,5%	
Eficiência da instalação	85,0%	
Eficiência de Orientação	95,4%	
Produção de 1 módulo	1,9	kWh/dia
Número de módulos necessários	1516	
Numero módulos Escolhidos	1620	unidades
Potencia total de Inversores	477,8	kW

Nova demanda Fora Ponta	500	kW
Nova demanda Ponta	0	kW

Orçamento - Sistema PV			
Canadian 410Wp	1620		
Inversor SE 100kW	5	-	R\$ 2.171.947
Kit Solo UFV	1		
Preparação solo	1	R\$ 193.050	R\$ 193.050
Subestação + QGBT	1	R\$ 498.000	R\$ 498.000
Instalação - R\$/W	R\$ 1	664200	R\$ 664.200
TOTAL	-	-	R\$ 3.527.197

Despesas			
Manutenção	1%	R\$ 3.527.197	R\$ 35.272
TOTAL	-	-	R\$ 35.272

Viabilidade Econômica	
VPL	R\$ 5.710.476
TIR	38,38%
Payback Simples	3,53
Payback Descontado	4,30
LCOE (R\$/kWh)	R\$ 0,54

Figura 26: Análise financeira Sistema PV

Visto que os ajustes tarifários não seguem um determinado padrão, a média histórica utilizada foi de 5%. Esse valor será estabelecido para efetuar os cálculos do reajuste anual médio estimado nos próximos anos da usina fotovoltaica.

Uma usina fotovoltaica para se manter operante e eficiente ao longo de todo seu tempo de vida útil, necessita a realização de manutenções periódicas, tais como limpeza dos painéis, inversores, reaperto de cabos e conexões a ajustes dos módulos ao longo dos anos, caso precise. O custo de manutenção representa um gasto com dificuldade de ser precisamente calculado. Estimou-se o valor de custo de 1% do valor total do projeto no primeiro ano. Informações de despesas ao longo dos anos, despesa com demanda e manutenção estão representadas na Figura 27.

Ano	Invest. R\$	Produção kWh/ano	Valor FP R\$/kWh	Receita FP R\$	Sobra Fora Ponta	Despesa FP R\$	Necessidade Ponta	Valor Ponta R\$/kWh	Receita Ponta R\$	Despesa Ponta R\$	Despesa Manutenção R\$	Despesa Demanda
1	R\$ 3.527.197	1.094.901	1,00	R\$ 1.059.484	35.417	R\$ -	0	0,00	R\$ -	R\$ -	35.272	128.457
2	0	1.083.952	1,10	R\$ 1.168.081	24.468	R\$ -	0	0,00	R\$ -	R\$ -	35.448	134.880
3	0	1.073.112	1,16	R\$ 1.226.485	13.628	R\$ -	0	0,00	R\$ -	R\$ -	35.626	141.624
4	0	1.062.381	1,22	R\$ 1.287.809	2.897	R\$ -	0	0,00	R\$ -	R\$ -	35.804	148.705
5	0	1.051.757	1,28	R\$ 1.229.655	-7.727	R\$ 9.861	0	0,00	R\$ -	R\$ -	35.983	156.140
6	0	1.041.240	1,34	R\$ 1.277.043	-18.244	R\$ 24.449	0	0,00	R\$ -	R\$ -	36.163	163.947
7	0	1.030.827	1,41	R\$ 1.326.244	-28.657	R\$ 40.323	0	0,00	R\$ -	R\$ -	36.343	172.145
8	0	1.020.519	1,48	R\$ 1.377.326	-38.965	R\$ 57.589	0	0,00	R\$ -	R\$ -	36.525	180.752
9	0	1.010.314	1,55	R\$ 1.430.361	-49.170	R\$ 76.279	0	0,00	R\$ -	R\$ -	36.708	189.789
10	0	1.000.211	1,63	R\$ 1.485.422	-59.273	R\$ 96.550	0	0,00	R\$ -	R\$ -	36.891	199.279
11	0	990.208	1,71	R\$ 1.542.586	-69.275	R\$ 118.484	0	0,00	R\$ -	R\$ -	37.076	209.243

Figura 27: Análise despesas e manutenções

Por se tratar de um investimento a longo prazo, aplicou-se o método do *payback* que possibilita analisar o prazo de retorno do investimento total da usina. Ele representa o valor onde o lucro líquido se iguala ao valor aplicado para fins de investimento.

A metodologia utilizada para efetuar os cálculos das Figura 27 e Figura 28, considerou-se: a queda de eficiência dos módulos fotovoltaicos de 1% ao ano, ou seja, representa a energia produzida com perdas de 1% ao ano. Aumento anual do valor das tarifas de energia elétrica de 5% e custo de manutenção do sistema

O fluxo de caixa (F.Cxa) representa o movimento de entradas e saídas do projeto a cada ano, sua estruturação é bem importante para facilitar a observação do saldo anual do investimento.

O fluxo de caixa acumulado (Saldo acumulado) representa soma dos períodos anteriores ao valor do período considerado, sua respectiva análise permite encontrar o ano em que o investimento se paga.

Fluxo de Caixa	Saldo Acumulado	Fluxo Descont.	Saldo Descontado	
-R\$ 2.631.442	-R\$ 2.631.442	-R\$ 2.631.442	-R\$ 2.631.442	1
R\$ 997.753	-R\$ 1.633.690	R\$ 839.788	-R\$ 1.791.654	2
R\$ 1.049.235	-R\$ 584.454	R\$ 810.202	-R\$ 981.452	3
R\$ 1.103.300	R\$ 518.846	R\$ 781.606	-R\$ 199.846	4
R\$ 1.027.671	R\$ 1.546.517	R\$ 667.915	R\$ 468.069	5
R\$ 1.052.484	R\$ 2.599.001	R\$ 627.562	R\$ 1.095.631	6
R\$ 1.077.433	R\$ 3.676.434	R\$ 589.393	R\$ 1.685.024	7
R\$ 1.102.480	R\$ 4.778.914	R\$ 553.298	R\$ 2.238.322	8
R\$ 1.127.585	R\$ 5.906.499	R\$ 519.171	R\$ 2.757.493	9
R\$ 1.152.702	R\$ 7.059.201	R\$ 486.914	R\$ 3.244.407	10
R\$ 1.177.783	R\$ 8.236.984	R\$ 456.430	R\$ 3.700.837	11

Figura 28: Análise de Fluxo e Saldo.

Observa-se na planilha acima o investimento do projeto ao longo dos anos de geração. No final do período teremos um fluxo de caixa acumulado de R\$ 8.326.008,00.

Para analisar o investimento do projeto a longo prazo, uma das condições para avaliar a viabilidade, é através do método do *payback* descontado. Com ele podemos verificar o período de tempo necessário para recuperar o dinheiro aplicado, avaliando-se os fluxos de caixa descontados, ou seja, considerando-se o valor do dinheiro no tempo.

Em sua análise precisamos considerar a Taxa Mínima de Atratividade (TMA) como um fator para analisar a variação do dinheiro ao longo do tempo e representa a taxa de juros que representa o mínimo que um investidor se propõe a ganhar quando faz um investimento. Para esse caso, foi considerado uma taxa com valor de 9%, como analisado na Figura 26.

Outro método que permite analisar a viabilidade de um investimento a longo prazo é o Valor Presente Líquido (VPL). Sua respectiva análise permite nos verificar a rentabilidade de um investimento de modo mais realista. "O cálculo do VPL é, onde os fluxos de caixa do projeto são descontados a uma determinada taxa de juros e trazidos ao valor presente. Quando as receitas do projeto superam o investimento somado às despesas, a viabilidade econômica do projeto é indicada pelo VPL maior do que zero. O método do valor presente caracteriza-se por transferir todos os eventos financeiros que compõe o fluxo de caixa da alternativa sob análise para a data zero de seu fluxo de caixa, que é chamado de Valor Presente Líquido (VPL).

Em combinação com o VPL, a TIR também representa um indicador de atratividade do investimento. Quando se tem uma TIR maior que a Taxa Mínima de Atratividade, se diz que o investimento é **viável**. Se a TIR for abaixo da Taxa Mínima de Atratividade, o mesmo deve ser rejeitado. Quando for igual a TMA a decisão de seguir com o investimento fica pela análise do investidor. Conforme indicado nos cálculos o projeto apresenta uma TIR cerca de 4x maior que a TMA, tornando o projeto viável.

3.3 ANÁLISE DA VIABILIDADE

Através dos indicadores para analisar os benefícios monetários da usina fotovoltaica no item 3.2, foi possível certificar a viabilidade do projeto. Na Tabela 29: Detalhamento de consumo antes da UFV Tabela 29 a seguir é mostrado como exemplo de forma resumida como era o gasto com energia elétrica considerando apenas consumo de todas unidades.

Tabela 29: Detalhamento de consumo antes da UFV

Descrição	Quantidade	Tarifa/Preço (R\$)	Valor(R\$)
Energia Elétrica	88290	R\$ 1,00	R\$ 88.290,00

Considerando R\$1,0 o valor do Kwh, as unidades tem um gasto mensal total de R\$ 88.290,00. Após o sistema UFV implantado o faturamento da energia elétrica será em Grupo A, com isso será cobrado a demanda disponibilizada da rede conforme Tabela 30.

Tabela 30: Detalhamento de Fatura grupo A após UFV

Descrição	Quantidade	Tarifa/Preço (R\$)	Valor(R\$)
Demanda ativa (kW)	500	R\$ 20,3900000	R\$ 10.195,00000
Ultrapassagem (kW)	0	R\$ 40,780000	R\$ -
Energia ativa HFP (kWh)	0	R\$ 0,615602	R\$ -
Energia ativa HP (kWh)	0	R\$ 2,17327656	R\$ -
Energia reativa HFP (kWh)	0	R\$ 0,34433220	R\$ -
Juros			R\$ -
TOTAL			R\$10.195,000000

Além disso, será cobrado também o custo de disponibilidade do sistema trifásico nas 13 unidades representado pela Tabela 31.

Tabela 31: Detalhamento de Fatura grupo B após UFV

Descrição	Quantidade	Tarifa/Preço (R\$)	Valor(R\$)
Energia Elétrica	1300	R\$ 1,00	R\$ 1.300,00

Com isso o total gasto após a implantação do sistema passará a ser R\$10.195 + R\$1.300,00 = R\$11.495,00. Logo o percentual de economia do projeto será de:

$\%Economia = \left(1 - \frac{11495}{82290}\right) \times 100 = 86\%$	(8)
---	-----

Através da Calculadora de investimentos (Valor investe – globo) representado na Figura 29 é possível verificar o comparativo do Valor utilizado na usina Fotovoltaica aplicado em outras fontes de investimentos no prazo de rentabilidade de 300 meses (25 anos).



Figura 29: Comparativo de investimentos

Pelo estudo financeiro – *payback* simples representado na Figura 30 é possível verificar a evolução do retorno do investimento pela UFV, e em 300 meses o retorno é de R\$ 27.179.654,00 cerca de 8% a mais do que o valor de resgate mais alto informado no comparativo, Figura 30.

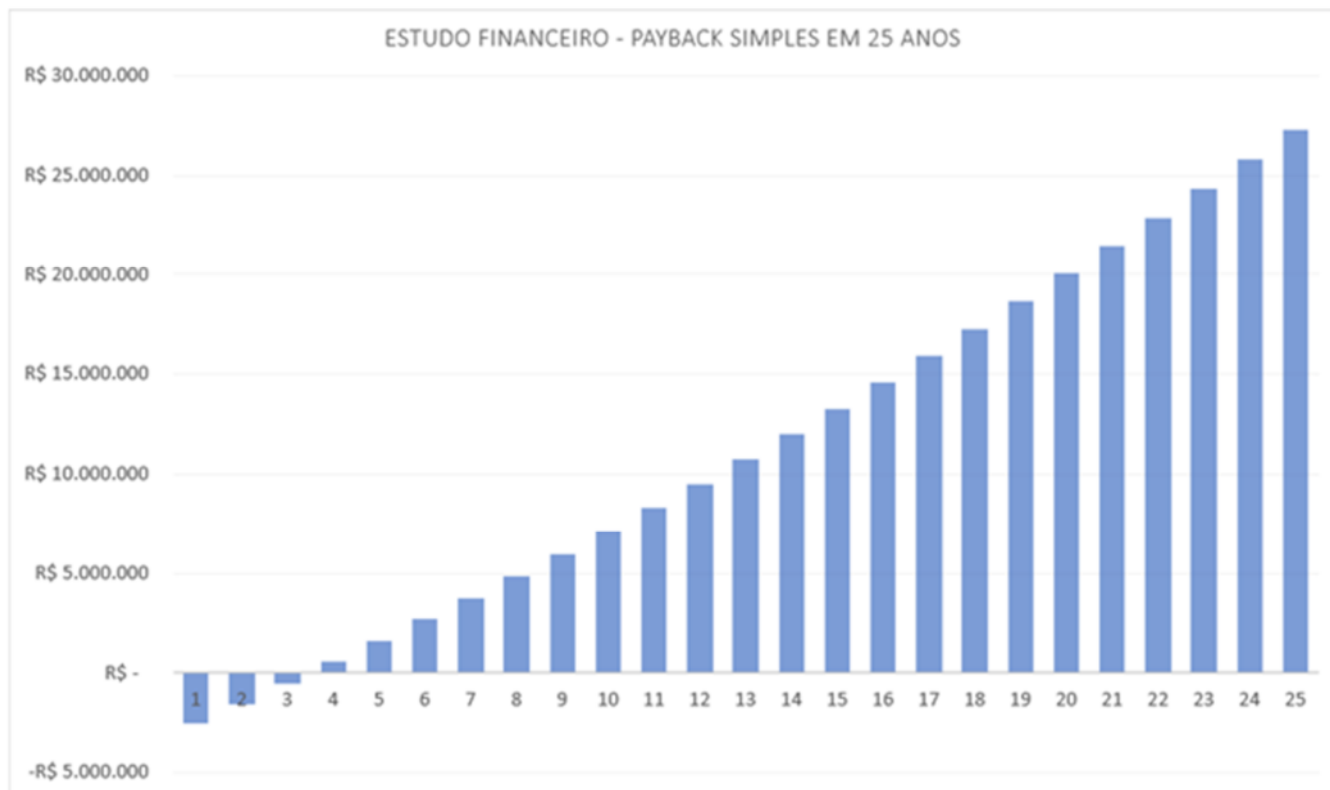


Figura 30: Estudo financeiro – payback Simples.

4- Projeto Elétrico

Este capítulo tem objetivo identificar os dados de localização do terreno, assim como suas limitações, representar os projetos construtivos de subestação de entrada, sala do QGBT, abrigo dos inversores, os diagramas unifilares e multifilares e memorial descritivo.

4.1 PLANTAS DE LOCALIZAÇÃO E SITUAÇÃO

O Imóvel se trata de uma área d 16.100m² sendo 70 metros de frente para o Anel Rodoviário Doutor Mario Tourinho, s/n: 230,00 metros à direita, e 230 metros à esquerda, 70 metros nos fundos com a Rua "B".

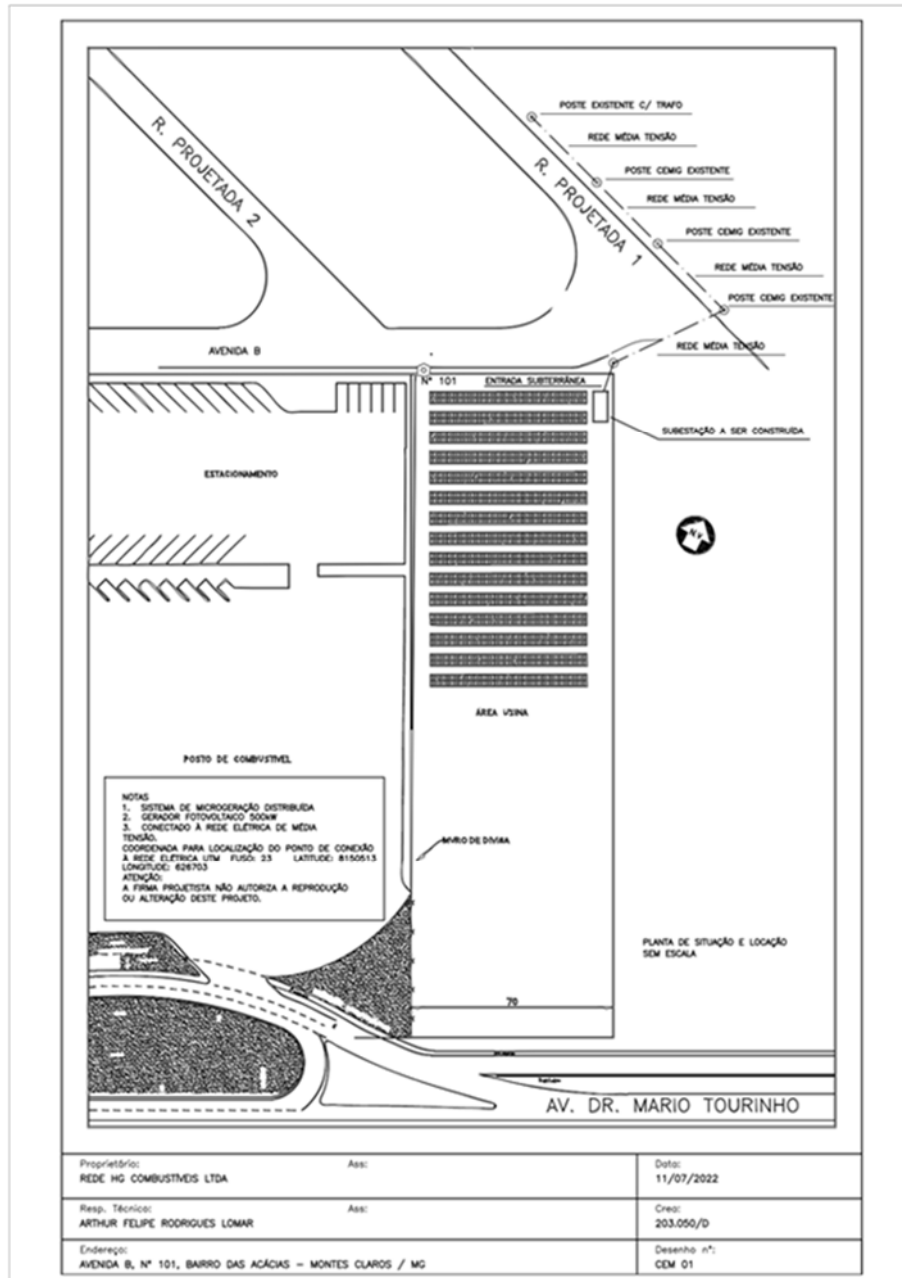


Figura 31: planta de localização e situação

4.2 CORTES DA SUBESTAÇÃO E ABRIGO PARA QGBT E INVERSORES

Através da Figura 32 e Figura 33 é possível visualizar a planta da subestação e seus cortes. A Figura 34 representa os detalhes do abrigo do QGBT e inversores, e por fim, na Figura 35 é mostrado toda a legenda utilizada para referir aos equipamentos da subestação.

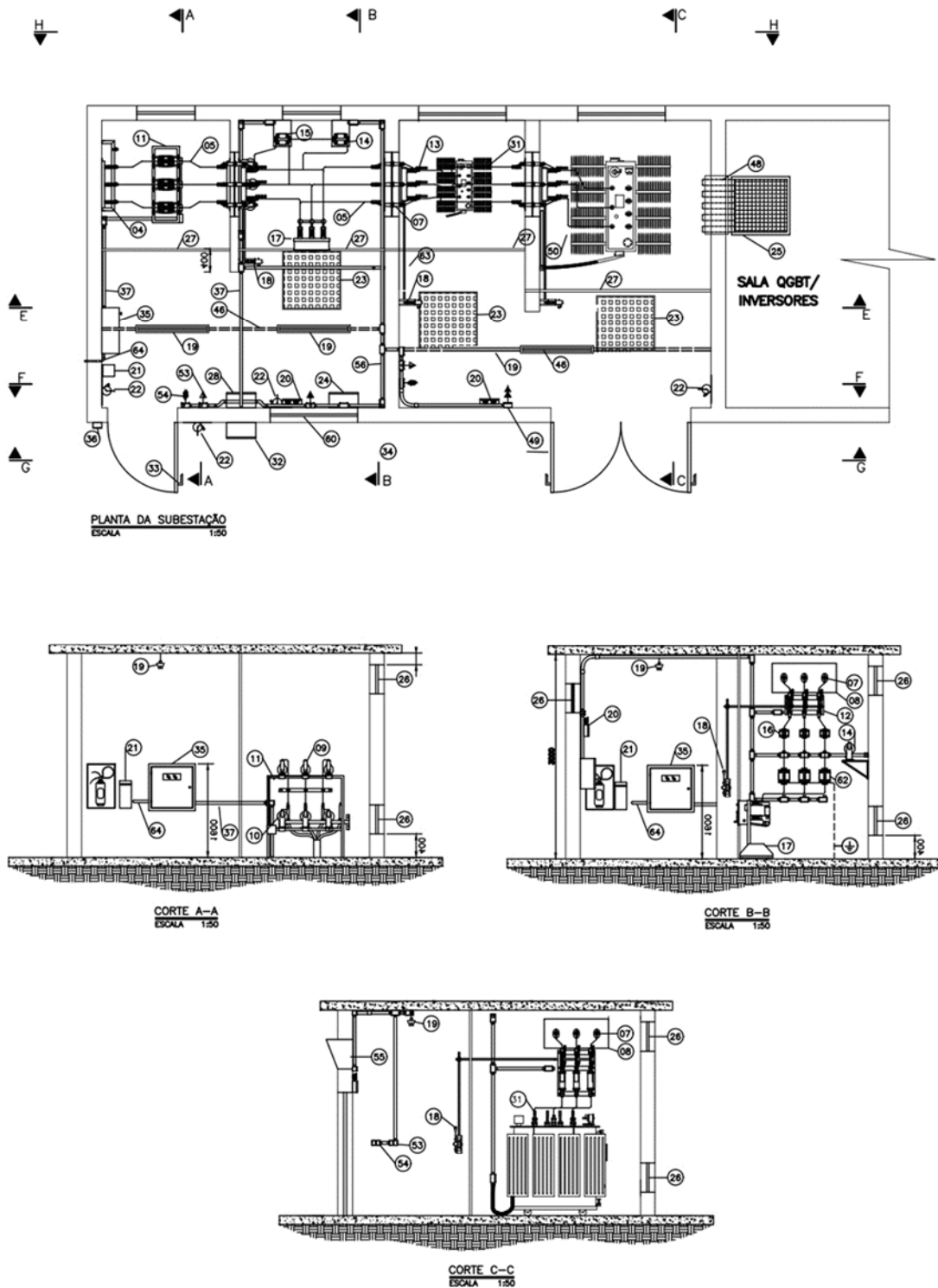
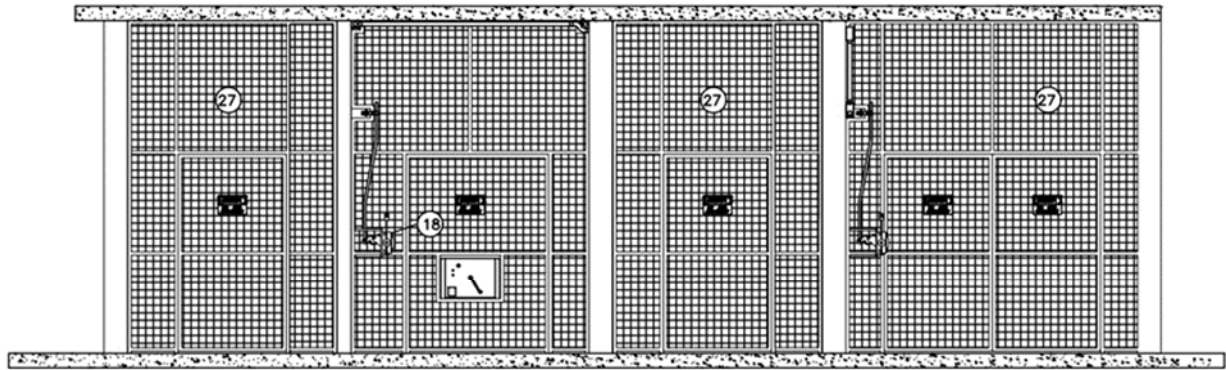
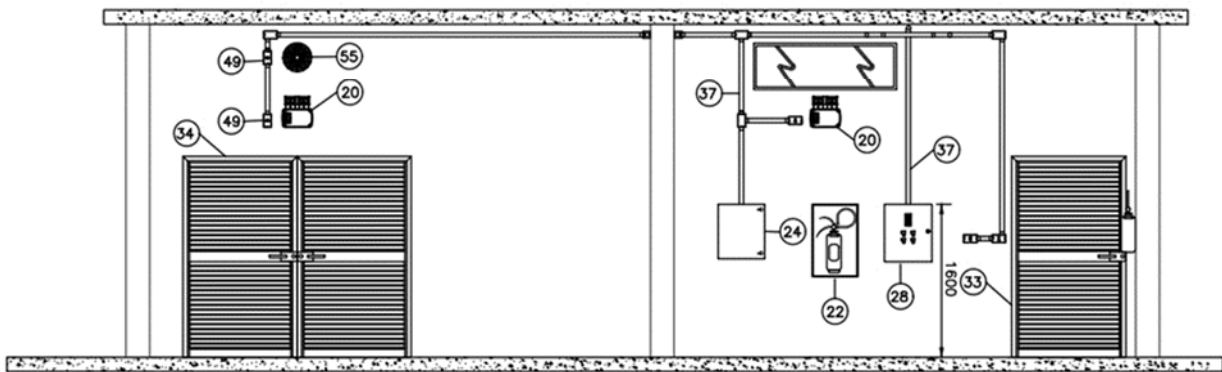


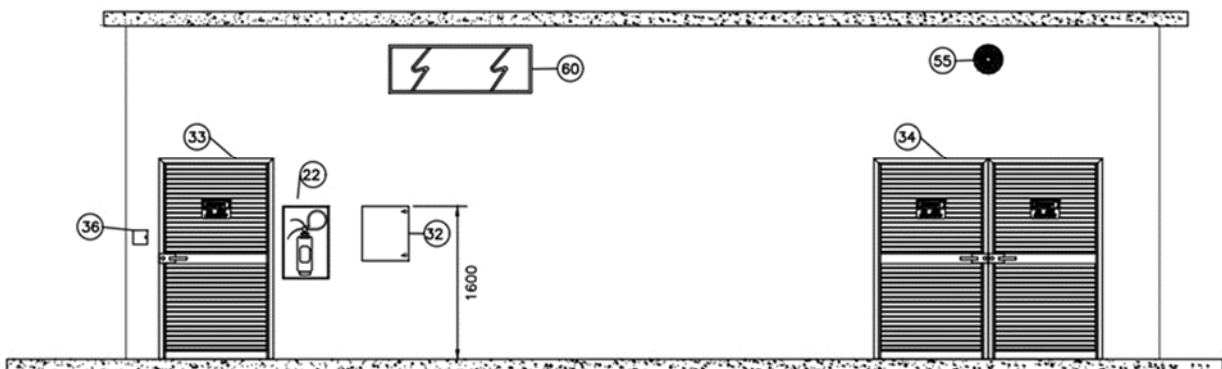
Figura 32: planta e cortes da Subestação I



CORTE E-E
ESCALA 1:50



CORTE F-F
ESCALA 1:50



CORTE G-G
ESCALA 1:50

Figura 33: planta e cortes da Subestação II

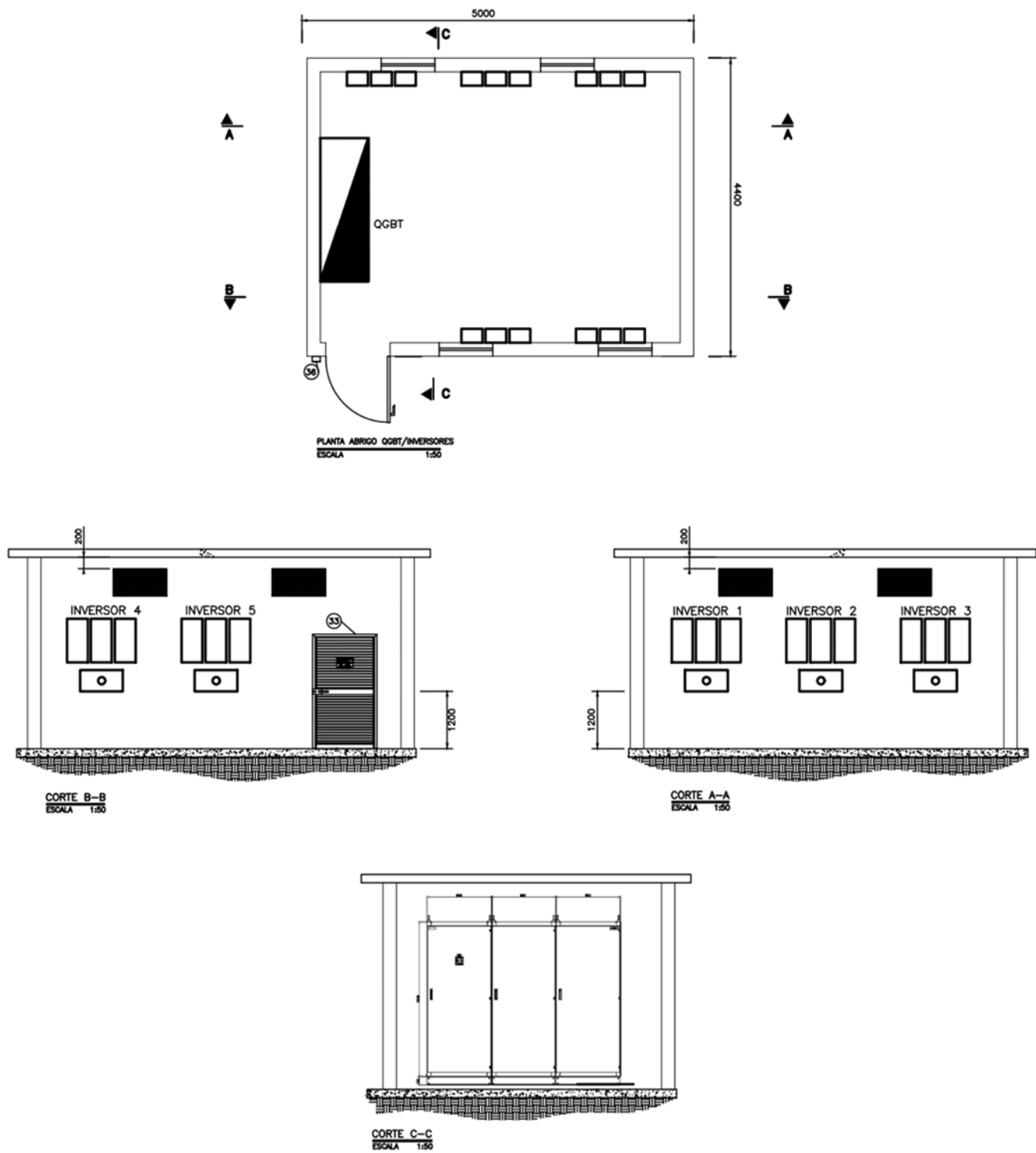


Figura 34: planta e cortes do abrigo do QGBT e inversores

LEGENDA

1. ELETRODUTO GALVANIZADO, IMERSÃO A QUENTE, Ø110mm
2. CABO DE COBRE ISOLADO, EPR 105°, 50mm², 15KV
3. PARA-RAIO POLIMÉRICO Vn=12KV, 10ka, SISTEMA NEUTRO ATERRADO
4. SUPORTE PARA FIXAÇÃO DE MUFLAS
5. VERGALHÃO DE COBRE MACIÇO, Ø 3/8"
6. ISOLADOR DE PEDESTAL, 15KV
7. BUCHA DE PASSAGEM INTERNO/INTERNO, 15KV COM TIRANTE DE 5/8"
8. CHAPA SUPORTE PARA FIXAÇÃO DE BUCHA DE PASSAGEM
9. TRANSFORMADOR DE CORRENTE 15KV, A SER FORNECIDO PELA CONCESSIONÁRIA
10. TRANSFORMADOR DE POTENCIAL 15KV, A SER FORNECIDO PELA CONCESSIONÁRIA
11. SUPORTE PARA TRANSFORMADORES DE MEDIÇÃO
12. CHAVE SECCIONADORA TRIPOLAR, COMANDO SIMULTÂNEO, ABERTURA SOB CARGA, 400A, 15KV SEM BASE FUSÍVEL
13. CHAVE SECCIONADORA TRIPOLAR, COMANDO SIMULTÂNEO, ABERTURA SOB CARGA, 400A, 15KV COM BASE FUSÍVEL
14. TRANSFORMADOR DE POTENCIAL, 13,8/0,22-0,11, 1000VA, PARA SERVIÇOS AUXILIARES
15. TRANSFORMADOR DE POTENCIAL, 13,8/0,22, 1000VA, ALIMENTAÇÃO DO RELÉ
16. TRANSFORMADOR DE CORRENTE PARA PROTEÇÃO RELAÇÃO 50:5A, 10B100, 15KV
17. DISJUNTOR A VÁCUO, 15KV, 630A, CAPACIDADE DE INTERRUPÇÃO DE 350MVA (MÍNIMO) MOTORIZADO, COM BOBINA DE ABERTURA E FECHAMENTO.
18. PUNHO DE ACIONAMENTO DA CHAVE SECCIONADORA
19. ILUMINAÇÃO INTERNA, LUMINÁRIA TIPO COMERCIAL, LÂMPADA FLUORESCENTE 2X40W, HERMÉTICA
20. SISTEMA DE ILUMINAÇÃO DE EMERGÊNCIA, LUMINÁRIA LED, 36W, HERMÉTICA COM AUTONOMIA MÍNIMA DE 4 HORAS
21. CAIXA PARA LUVA DE BORRACHA 15KV, COM PROTEÇÃO DE RASPAS
22. EXTINTOR TIPO CO², CAPACIDADE MÍNIMA 6KG
23. TAPETE DE BORRACHA, CLASSE 15KV, 1000x1000mm
24. QUADRO PARA ALIMENTAÇÃO DAS CARGAS DOS SERVIÇOS AUXILIARES DA SUBESTAÇÃO
25. CAIXA DE PASSAGEM DE SAÍDA
26. JANELA DE VENTILAÇÃO, TIPO VENEZIANA, COM ARMAÇÃO DE CANTONEIRA E TELA DE ARAME GALVANIZADO 18BWG, COM MALHA DE 13mm
27. GRADE DE PROTEÇÃO
28. RELÉ DE PROTEÇÃO SECUNDÁRIA, COM NO-BREAK DE 1000VA E TRIP CAPACITIVO
29. TERMINAÇÃO PARA CABO 50mm², 15KV, USO EXTERNO
30. TERMINAÇÃO PARA CABO 50mm², 15KV, USO INTERNO
31. TRANSFORMADOR A SECO 750KVA, 13800/380-220V, PRIMÁRIO EM DELTA, SECUNDÁRIO EM ESTRELA
32. PAINEL DE ACIONAMENTO REMOTO DO DISJUNTOR
33. PORTA TIPO VENEZIANA, 2100x1200mm
34. PORTA TIPO VENEZIANA, 2100x2400mm (DUAS FOLHAS)
35. CAIXA PADRÃO PARA INSTALAÇÃO DE MEDIDORES
36. CAIXA PARA CHAVE DA SUBESTAÇÃO DE USO EXCLUSIVO DA CONCESSIONÁRIA, SELADA
37. ELETRODUTO GALVANIZADO, 1 1/2"
38. HASTE DE TERRA TIPO COPPERWELD, RECOBERTA COM COBRE, ALTA CAMADA DE DEPOSIÇÃO, 254µm, DIAMETRO 5/8" E COMPRIMENTO DE 2,4m.
39. CONEXÃO EM SOLDA EXOTÉRMICA
40. POSTE DA CONCESSIONÁRIA
41. CAIXA DE PASSAGEM COM TAMPA DE FERRO FUNDIDO
42. ELETRODUTO DE PVC RÍGIDO 4"
43. CABO DE COBRE NÚ, 50mm² SOB O SOLO (ATERRAMENTO)
44. CABO DE COBRE NÚ, 50mm² SOBRE O SOLO (EQUIPOTENCIALIZAÇÃO DAS PARTES METÁLICAS)
45. MASSA DE CALAFETAR
46. PERFILADO 38X38
47. CABO DE COBRE NÚ 70mm²
48. KANAFLEX 110mm
49. TOMADA AUXILIAR 2P+T PADRÃO BRASILEIRO 220V
50. CANALETA 500x400x100mm
51. FITA DE AÇO INOXIDÁVEL
52. ELETROLEITO 800x100mm ABA EXTERNA
53. TOMADA AUXILIAR 2P+T PADRÃO BRASILEIRO 220V (H=1200mm)
54. INTERRUPTOR (H=1200mm)
55. EXAUSTOR PARA VENTILAÇÃO
56. ELETRODUTO GALVANIZADO 1"
57. CABO DE COBRE NÚ 50mm²
58. ELETRODUTO DE PVC RÍGIDO Ø20mm
59. RESERVATÓRIO SISTEMA DE CONTENÇÃO DE LÍQUIDO ISOLANTE (CAPACIDADE 1100L)
60. JANELA DE ILUMINAÇÃO NATURAL
61. CHAVE SECCIONADORA FUSÍVEL, CLASSE 15KV
62. TRANSFORMADOR DE POTENCIAL, 13,8/3/0,115, 1000VA, PARA SINAL DA PROTEÇÃO;
63. DUTO FLEXÍVEL 1"
64. ELETRODUTO GALVANIZADO 20mm PARA CIRCUITO DE ANTENA

Figura 35: Legenda da Subestação

4.3 PROJETO ELÉTRICO: DIAGRAMA UNIFILAR

Com o objetivo de simplificar e generalizar o entendimento dos projetos elétricos fotovoltaicos, símbolos gráficos são utilizados para representar os diversos componentes destes sistemas. Toda planta elétrica deve conter: margem, conforme norma; etiqueta com todas as identificações do proprietário e informações básicas; legenda com a simbologia e especificação técnica; esquema unifilar ou multifilar, quando aplicável; detalhes de montagem, quando necessário; e especificação dos componentes elétricos.

A Figura 36 apresenta o digrama unifilar da instalação elétrica trifásica(3F+N) com tensão fase-fase (ou de linha) de 220 V eficaz. Uma usina solar fotovoltaica é conectada à esta UC, de onde as seguintes características elétricas do sistema podem ser enumeradas:

- ✓ Disjuntor tripolar ca de 1000 A do QGBT;
- ✓ Condutores ca fase de bitola 3x185 mm² e neutro 3x185mm², isolação PVC 1kV em eletrodutos de 110 mm, da saída do Trafo ao QGBT;
- ✓ Dispositivo de proteção contra surtos de, classe 2, corrente nominal (corrente projetada, na qual é capaz de desviar para o aterramento de proteção) de 20 kA;
- ✓ Condutores CA fase de bitola 70 mm², isolação PVC 750V, dispostos em eletroduto de 60mm (conecta a saída CA De cada inversor ao quadro geral da instalação);
- ✓ Disjuntor CA de 175 para proteção de cada inversor;
- ✓ Condutores CC polos positivo e negativo de bitola 4 mm², isolação XLPE 1000V (conecta o arranjo FV à entrada CC do inversor);
- ✓ Dispositivo de seccionamento CC de 40 A, tensão máxima de 1000 V de isolação no lado CC da string box;
- ✓ Dispositivo de proteção contra surtos CC de 1000 V, classe 2, corrente nominal (corrente projetada, na qual é capaz de desviar para o aterramento de proteção) de 20 kA;
- ✓ 5 Inversores FV 95,3kW CA, 380V CA, com 9 MPPTs;
- ✓ Módulos fotovoltaicos 410 Wp dispostos em 3 arranjos com 3 séries de 36 módulos FV cada, totalizando 132,84kWp de potência cc instalada por inversor.

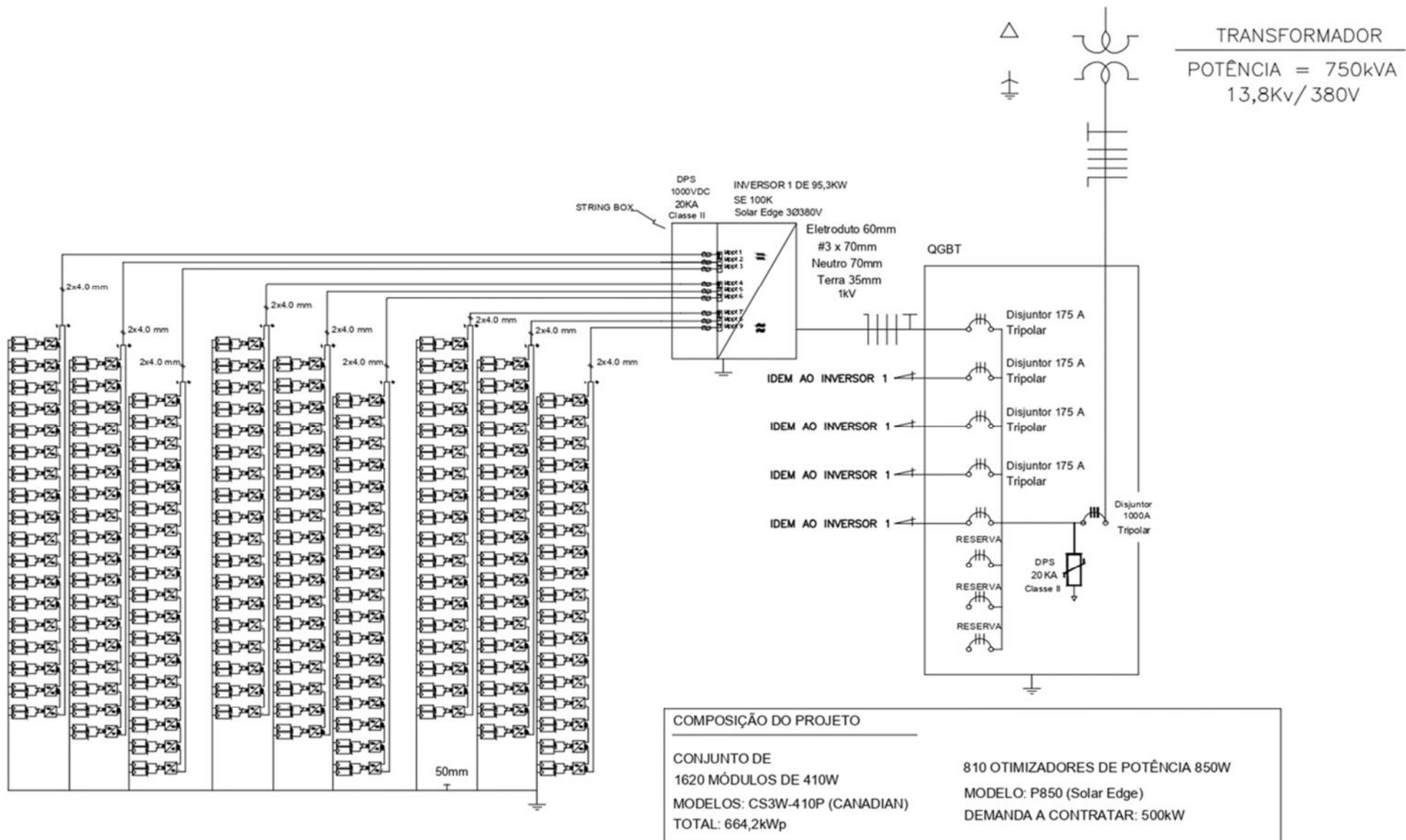


Figura 36: Diagrama unifilar da UC após a instalação da usina solar fotovoltaica.

4.4 PROJETO ELÉTRICO: DIAGRAMA MULTIFILAR

A Figura 37 apresenta o diagrama multifilar da UC, com enfoque nas ligações elétricas entre os componentes da usina solar fotovoltaica. Este diagrama traduz fielmente as conexões efetuadas no ato da instalação física do sistema.

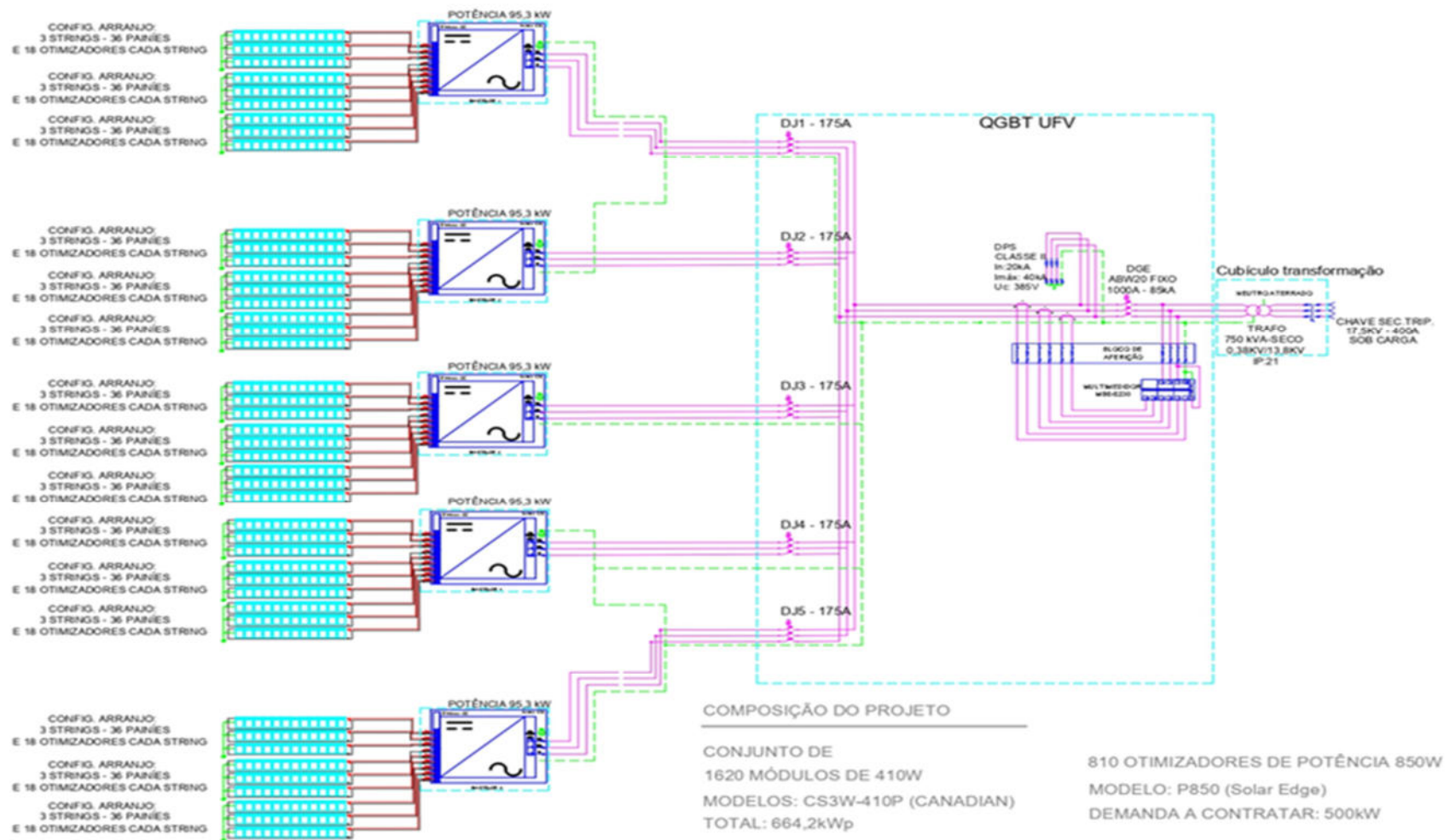


Figura 37: Diagrama multifilar

4.5 MEMORIAL DESCRITIVO

4.5.1 OBJETIVO

O projeto tem por objetivo a instalação de uma usina fotovoltaica, conectada à rede elétrica (on-grid) para geração de energia. Projetista responsável, Arthur Felipe Rodrigues Lomar, CREA 203050/D.

4.5.2 DESCRIÇÃO GERAL DO CONSUMIDOR

Minigeração

Gerador Fotovoltaico 476,5kW UFV MOC solo

Localização do imóvel: Av B, 101, bairro das Acácias, Montes Claros/MG - CEP: 39340-000. Coordenadas UTM Fuso: 23

Latitude: 8150513 Longitude: 626703

Características de atendimento: Subestação individual, Tipo: N°2, Subgrupo A4

Demanda a contratar: 500kW

Cliente/Instalação: 7010396016/ 3014903449

Classe: Comercial

Padrão: Trifásico Disjuntor geral: 1000A

4.5.3 DESCRIÇÃO GERAL DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Descrição geral da topologia proposta, inserindo informações técnicas como dados de placa de módulos fotovoltaicos, inversores, máquinas térmicas, geradores elétricos, turbinas e geradores eólicos, estruturas metálicas, torres, dispositivos de proteção, aterramento e outros componentes que forem pertinentes.

- Módulos fotovoltaicos, Otimizadores, turbinas eólicas ou hidráulicas, máquinas térmicas;

Módulos Fotovoltaicos da fabricante Canadian, Mod. CS3W-410P, Potência 410W. Otimizadores solar Edge P850

- Inversores, geradores elétricos;

Inversor On-Grid, Fabricante Solar Edge, Mod. SE100k, Potência 95300kW.

- Estruturas metálicas, torres, edificações ou outras estruturas;

Estrutura Metálica em solo.

- Dispositivos de proteção;

Quadro com disjuntor e DPS. Para uma proteção adicional das instalações elétricas dentro da edificação contra surtos de tensão provenientes de descargas atmosféricas ou manobras elétricas executadas pela concessionária de energia deverão ser utilizados supressores de surto de baixa tensão para as fases e para o neutro.

- Aterramento;

Todas as partes metálicas deverão ser ligadas aos condutores de proteção (terra) da instalação para que os potenciais de todos os componentes sejam equalizados, minimizando assim a possibilidade de choque elétrico. A bitola cabo a ser utilizado será de 50mm².

- Outros componentes;

Não possui.

4.5.4 PREVISÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA

Estima-se a geração de 88290kW/mês. Sistema opera durante o dia (com presença do sol).

CERTIFICADO DE CONFORMIDADE DE INVERSORES EM ANEXO.**4.5.5 INFORMAÇÕES DE OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO**

Este capítulo possui informações relevantes para a operação e a manutenção do UFV (Usina Fotovoltaica) conectada a rede, a fim de instruir, tanto o usuário da UFV, quanto a equipe técnica Responsável por rotinas técnicas de manutenção e/ou reparação.

- Procedimentos para a Verificação da Correta Instalação do Sistema:

Todos os parafusos do sistema de fixação são firmes, os módulos e a estrutura de fixação ficam firmes quando se faz teste de tensão com as mãos;

Verificar se todos os cabos são fixados com braçadeiras ou estão dentro de eletrodutos e não há cabos soltos;

O sistema de aterramento está conectado em todos os módulos do arranjo (diretamente da moldura dos módulos ou no sistema de fixação);

A tensão de circuito aberto nas extremidades dos cabos é a soma da tensão de circuito aberto de quantidade dos módulos ligado em serie na fileira (considerar temperatura);

Os conectores dos cabos solares são montados corretamente, e estão firmes com o cabo;

Os quadros elétricos são montados numa altura adequada para o trabalho e estão firmes à parede (Normalmente 1,50m);

Os dispositivos de segurança, disjuntores e outros componentes elétricos dentro dos quadros elétricos são montados firmemente à estrutura das caixas;

Todas as extremidades de cabos que são montados nos dispositivos dentro do quadro elétrico possuem terminais;

Idealmente todos os cabos que chegam ao quadro são etiquetados;

A instalação é realizada conforme os manuais de instalação, e todas as normas nacionais (e/ou internacionais) válidas para sistemas fotovoltaicos.

4.5.6 Checklist dos procedimentos a serem seguidos em caso de falha da UFV

A - Verificar no display do Inversor se ele está desligado ou está indicando algum erro.

B - Caso haja um erro no inversor, identifique-o, utilizando o código de erros do manual do inversor, caso possua essa informação.

C - Desligar o disjuntor de corrente contínua e o disjuntor de corrente alternada.

D - Verificar as conexões dentro dos quadros: se há cabos soltos, etc. Prestar atenção se há cheiro de queimado vindo dos quadros elétricos ou próximo ao inversor. Verificar se há indícios de fogo ou faísca elétrica (ex.: marcas carbonizadas). Verificar se a ligação de cabeamento tanto C.C. quanto C.A. não está solta.

E - Verificar a tensão do arranjo fotovoltaico. Considerar a Temperatura de operação dos módulos. Se não há tensão, há um problema com a ligação dos cabos no arranjo Fotovoltaico.

F - Comparar a tensão dos módulos com a tensão mínima de entrada do inversor interativo. Caso a tensão dos módulos esteja fora da faixa de tensão

do inversor, o dimensionamento entre módulos fotovoltaicos e inversor interativo não foi o adequado.

G - Ligar o disjuntor de C.A. e verificar se a tensão da rede é igual à tensão nominal do inversor interativo. Verificar no ponto de ligação do inversor interativo.

H - Ligar o disjuntor de C.C., verificar se a chave seccionadora no inversor está ligada e verificar se o inversor inicia.

I - Caso não haja falha, tanto no lado de corrente contínua (tensão dos módulos normal) quanto no lado da rede (tensão nominal da rede), é necessário contatar um técnico ou entrar em contato com fabricante/fornecedor do inversor interativo.

4.5.7 Procedimentos para Desligamento de Emergência

No caso de uma emergência basta desativar o disjuntor de corrente alternada e/ou o disjuntor de corrente contínua. O inversor vai desligar e a corrente para de circular no arranjo fotovoltaico. Nunca puxe os cabos que conduzem corrente, sempre utilize o disjuntor. Quando os módulos estão iluminados, sempre há a tensão de circuito aberto entre as extremidades (polos positivos e negativos) do arranjo fotovoltaico. Desativar os disjuntores só impede o fluxo de corrente.

4.5.8 Recomendações de limpeza e manutenção de todos os elementos da UFV

Com o tempo, sujeira e poeira podem se acumular na superfície dos módulos, o que causa uma redução da potência. Para manter o máximo da capacidade do sistema, é recomendável uma limpeza periódica dos módulos fotovoltaicos, especialmente em regiões com pouca chuva, ou excesso de partícula suspensas (poluição, poeira, queimadas, etc.).

Para diminuir o risco para choques térmicos, é recomendado limpar os módulos de manhã cedo ou no final da tarde, quando a irradiância solar é baixa e os módulos estão mais frios. Nunca tente limpar módulos com vidro quebrado, ou indicações de cabeamento danificado, pois existe o risco de choque elétrico.

Limpe a superfície dos módulos com uma escova macia e água limpa. É recomendada uma pressão menor que 690 kPa, que corresponde à pressão típica nos sistemas de fornecimento de água. Água que contém uma alta quantidade de minerais não é recomendado porque deixa um acúmulo desses na superfície do vidro.

Os módulos possuem um filme hidrofóbico e anti-refletivo na superfície do vidro, que melhora o rendimento e reduz o acúmulo de poeira. Para evitar danos nesse tipo de módulo, não os limpe com uma lavadora de pressão. Não use vapor ou produtos químicos para a limpeza. Não use ferramentas agressivas ou materiais abrasivos que possam riscar ou danificar a superfície dos módulos. Não cumprir estas recomendações gera efeitos negativos ao rendimento dos módulos.

5- Referências Bibliográficas

- [1] Greener, “ESTUDO ESTRATÉGICO MERCADO FOTOVOLTAICO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA,” 2019.
- [2] ANEEL, [Online]. Available: <https://www.aneel.gov.br/a-aneel>.
- [3] ANEEL, [Online]. Available: <https://www.aneel.gov.br/prodist>.
- [4] SistemaOCB, “Formação de Cooperativas de Geração Distribuída,” 2017. [Online]. Available: <http://www.cbgd.com.br/2017/AUDA2610/Marco%20Morato%20%20OCB.pdf>. [Acesso em 09 12 2018].
- [5] CEMIG. [Online]. Available: <http://www.cemig.com.br/pt-br/atendimento/corporativo/Paginas/manual-solicitacao-acesso.aspx>. [Acesso em 05 09 2018].
- [6] Gf2. [Online]. Available: <https://gf2.ind.br/>.
- [7] PHB. [Online]. Available: <https://www.energiasolarphb.com.br/inversor-monofasico-phb3000-ns.php>.
- [8] 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].
- [9] J. Mamede, Instalações Elétricas Industriais, 8ª ed., São Paulo: LTC, 2010.

6- Anexos

6.1 Anexo A



Relé (IED) para Proteção de Interligação e Paralelismo

URP 6100

Proteção direcional dupla para sistemas de geração distribuída (térmicas, hidros, eólicas, fotovoltaicas, etc.)
Numérico Microprocessado com Life Time superior a 30 anos



Atende a norma
CEMIG ND-5.31

72 x 144 x 200
(mm)

PEXTRON Controles Eletrônicos Ltda

Av. Miruna, 502 - São Paulo - SP - Brasil - CEP 04084-002

Fone: (11) 5094-3200 - (11) 5543-2199

www.pextron.com

Vendas: [vendas@pextron.com.br](mailto: vendas@pextron.com.br)
Suporte Técnico: [aplicacao@pextron.com.br](mailto: aplicacao@pextron.com.br)

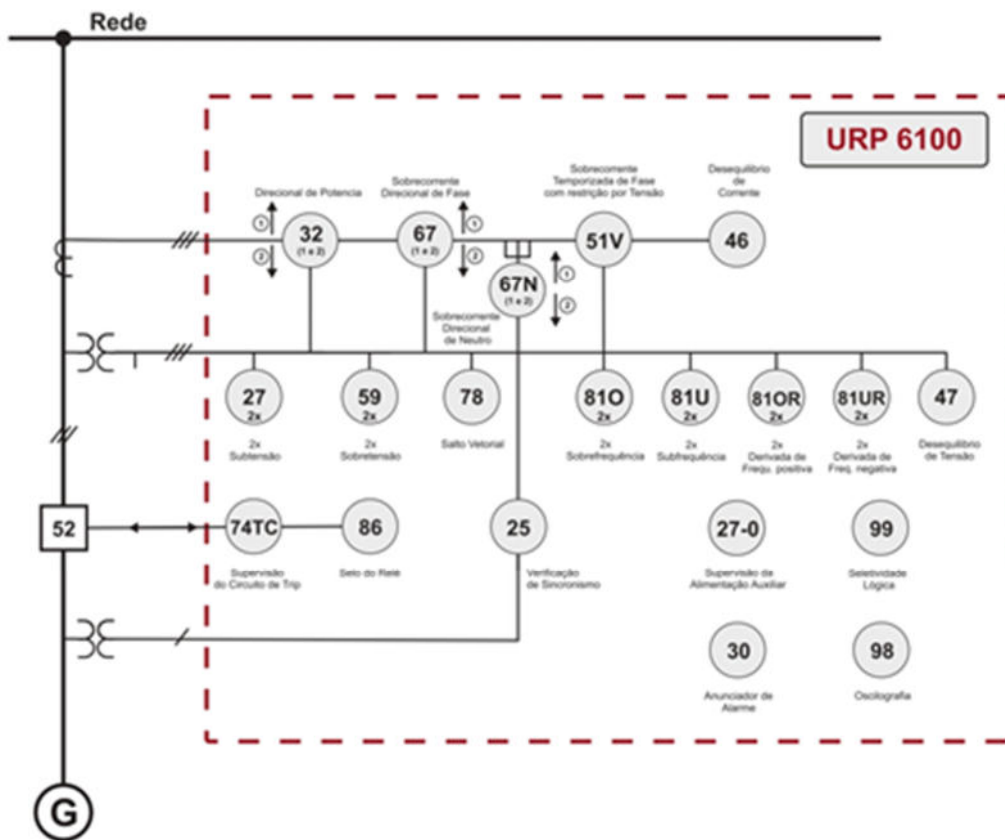
Folheto URP 6100 v4



FUNÇÕES DE PROTEÇÃO

- 51V – Sobrecorrente temporizada de Fase com restrição por tensão
- 67-1 – Direcional de sobrecorrente de Fase, lcc no sentido da Rede
- 67-2 – Direcional de sobrecorrente de Fase, lcc no sentido do Acessante
- 67N-1 – Direcional de sobrecorrente de Neutro, lcc no sentido da Rede
- 67N-2 – Direcional de sobrecorrente de Neutro, lcc no sentido do Acessante
- 32-1 – Direcional de limitação de injeção da potencia da Geração
- 32-2 – Direcional de limitação da potencia da Carga
- 25 – Verificação de sincronismo
- 78 – Salto vetorial (proteção de ilhamento)
- 2x 81U – Dois estágios de Subfrequência a tempo definido
- 2x 81O – Dois estágios de Sobre frequência a tempo definido
- 2x 81UR – Dois estágios de derivada de Frequência negativa e Subfrequência a tempo definido
- 2x 81OR – Dois estágios de derivada de Frequência positiva e Sobre frequência a tempo definido
- 2x 27 – Dois estágios de Subtensão de fase ou entre fases
- 2x 59 – Dois estágios de Sobre tensão de fase ou entre fases
- 27-0 – Subtensão para supervisão da alimentação auxiliar
- 46 – Desequilíbrio de corrente
- 47 – Desequilíbrio de tensão
- 62BF – Falha de disjuntor (instantânea ou temporizada)
- 74 – Alarme de continuidade da bobina e falha no circuito da bobina
- 86 – Bloqueio
- 98 – Oscilografia
- 99 – Seletividade Lógica

DIAGRAMA FUNCIONAL



Folheto URP 6100 v4



FUNÇÕES DE MEDIÇÃO

- Correntes de fase (IA, IB, IC), de neutro e fuga à terra (IN e IG - calculadas e medidas), corrente de sequência zero (I0), positiva (I1) e negativa (I2)
- Correntes máximas e da última falta
- Tensões de fase (VA, VB, VC), tensão de sincronismo (VAS), de sequência zero (3V0), positiva (V1) e negativa (V2)
- Tensões máximas, mínimas e da última falta
- Tensão de alimentação auxiliar (CA ou CC)
- Potência ativa e reativa trifásicas
- Fator de potência fase a fase e trifásico
- Energia ativa e reativa trifásicas
- Frequência da fonte e da carga
- Grandezas para sincronismo (ΔF , ΔV , $\Delta \Phi$)
- Temperatura interna do relé

FUNÇÕES DE MONITORAMENTO

- Oscilografia com 80 registros de 48 ciclos, resolução de 16 amostras por ciclo, pré-falta de 4 a 23 ciclos, incluindo correntes, tensões e binárias, com estampa de tempo e arquivos gerados em padrão COMTRADE
- Sequência de eventos com armazenagem dos últimos 2048 eventos, incluindo estampa de tempo e arquivos gerados em padrão TXT para uso em planilhas eletrônicas
- Relatório de perfil de carga com coleta de até 13 grandezas analógicas por registro, com intervalos programáveis (1 a 240 minutos), totalizando 4096 registros, e arquivos gerados em padrão TXT para uso em planilhas eletrônicas
- Memórias de oscilografia, eventos e perfil de carga podem ser utilizadas simultaneamente sem prejuízo das características de qualquer destas funções
- Monitoramento do sistema de alimentação auxiliar (CA ou CC) com alarme para subtensão
- Acumulador de FT do disjuntor por fase

HARDWARE

- Relé extraível a quente (curto circuita os TC's)
- 4 entradas de corrente (neutro calculado opcional)
- 4 entradas de tensão (3V0 calculado)
- 6 entradas lógicas isoladas (binárias)
- 6 saídas relés (5 configuráveis + auto-check)
- Fonte de alimentação chaveada (72...250Vca/Vcc ou 20...80Vca/Vcc tolerante a interrupções de energia de curta duração)
- Painel de comando frontal em policarbonato com microchaves
- Display LCD HT e LED's de alta eficiência
- Bandeiras individuais para cada proteção
- Borneira traseira em policarbonato com fibra de vidro
- Entradas de medição de corrente com baixo consumo (típico 7mΩ)
- Contatos com parafusos e arruelas tipo "unha" com tratamento em níquel químico
- Lâminas de contato de corrente com alta suportabilidade térmica com estrutura mecânica em material termofixo
- Terminais e lâminas de contato elétrico em bronze fosforoso com tratamento em níquel químico
- Caixa metálica com estrutura em ABS preto V0 - DIN 72 x 144mm
- Capa de proteção frontal em policarbonato cristal com prisioneiros de fixação com orifício para lacre
- Puxador, presilhas e dispositivos de fixação em aço inox 304
- Circuitos eletrônicos "tropicalizados", protegidos por verniz especial (Conformal Coating)
- Componentes dimensionados para vida útil superior a 30 anos

INTERFACES DE COMUNICAÇÃO

- Porta USB frontal de comunicação serial para conexão de Notebook/PC
- Porta traseira de comunicação serial RS485 ou RS232 para conexão em rede/supervisão remota (SCADA)
- Protocolos de comunicação DNP3 nível 2 e/ou MODBUS[®] RTU
- Software gratuito para parametrização, coleta de oscilografia, acesso a memória de massa e medições

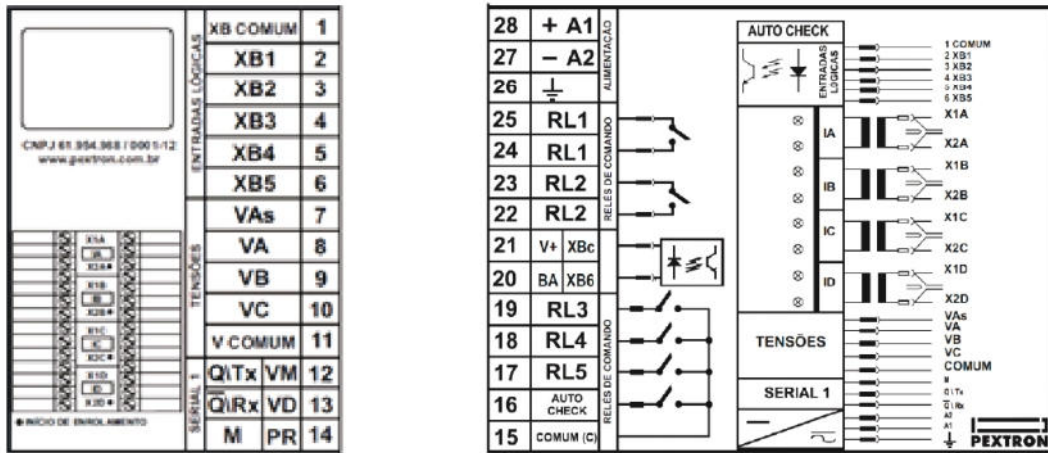
Folheto URP 0100 v4



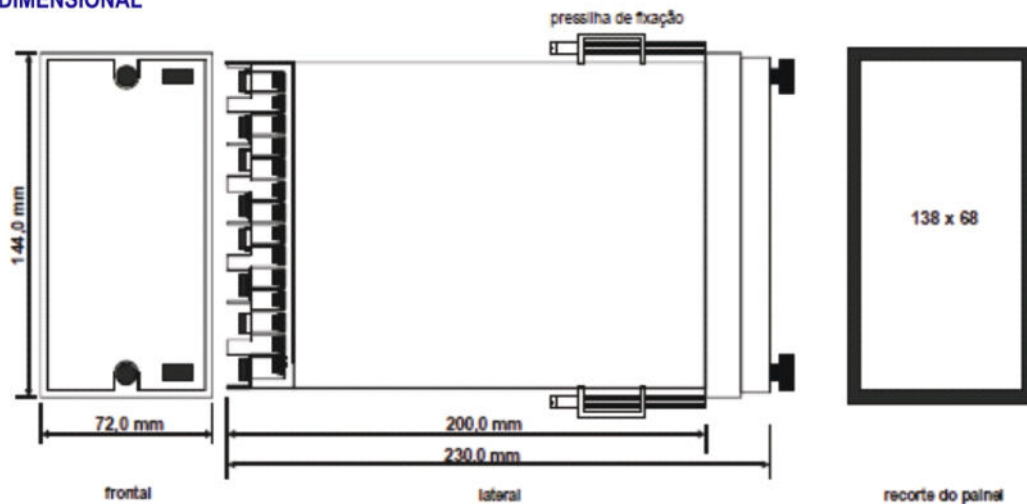
FUNÇÕES LÓGICAS PROGRAMÁVEIS

- Entradas e saídas configuráveis por matriz
- Bloqueios lógicos
- Bloqueio por 2ª harmônica
- 4 sets de parametrização
- Memória de bandeiras e registros
- Função *hot line tag* (HLT)
- Seletividade Lógica

IDENTIFICAÇÃO DE BORNES



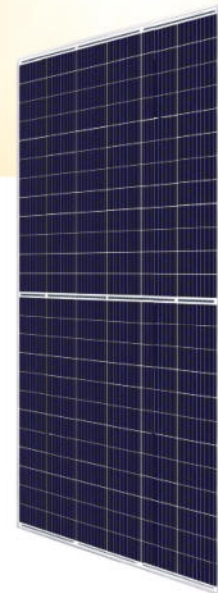
DIMENSIONAL



PEXTRON Controles Eletrônicos Ltda
 Av. Miruna, 502 - São Paulo - SP - Brasil - CEP 04084-002
 Fone: (11) 5094-3200 - (11) 5543-2199
www.pextron.com

Vendas: vendas@pextron.com.br
 Suporte Técnico: aplicacao@pextron.com.br





6.2 Anexo B






HiKu

SUPER HIGH POWER POLY PERC MODULE
395 W ~ 420 W
 CS3W-395 | 400 | 405 | 410 | 415 | 420P

MORE POWER

-  24 % higher power than conventional modules
-  Up to 4.5 % lower LCOE
Up to 2.7 % lower system cost
-  42°C Low NMOT: 42 ± 3 °C
Low temperature coefficient (Pmax): -0.36 % / °C
-  Better shading tolerance

MORE RELIABLE

-  Lower internal current, lower hot spot temperature
-  Minimizes micro-crack impacts
-  Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 3600 Pa*

25 years linear power output warranty*

12 years enhanced product warranty on materials and workmanship*

*According to the applicable Canadian Solar Limited Warranty Statement.

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001:2015 / Quality management system
 ISO 14001:2015 / Standards for environmental management system
 OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730: VDE / CE / MCS / KS / INMETRO
 UL 1703 / IEC 61215 performance: CEC listed (US)
 UL 1703: CSA / IEC 61701 ED2: VDE / IEC 62716: VDE / IEC 60068-2-68: SGS
 UNI 9177 Reaction to Fire: Class 1 / Take-e-way



* As there are different certification requirements in different markets, please contact your local Canadian Solar sales representative for the specific certificates applicable to the products in the region in which the products are to be used.

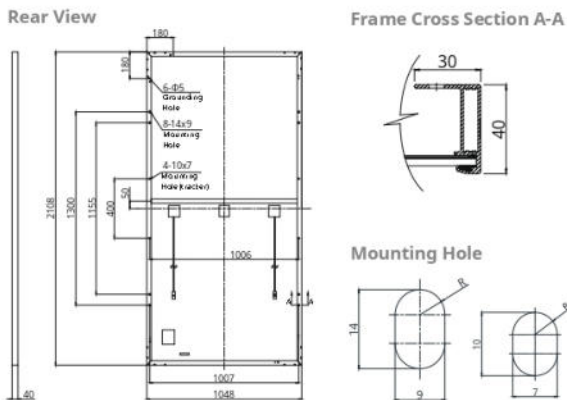
CANADIAN SOLAR INC. is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in IHS Module Customer Insight Survey. As a leading PV project developer and manufacturer of solar modules with over 40 GW deployed around the world since 2001.

* For detail information, please refer to Installation Manual.

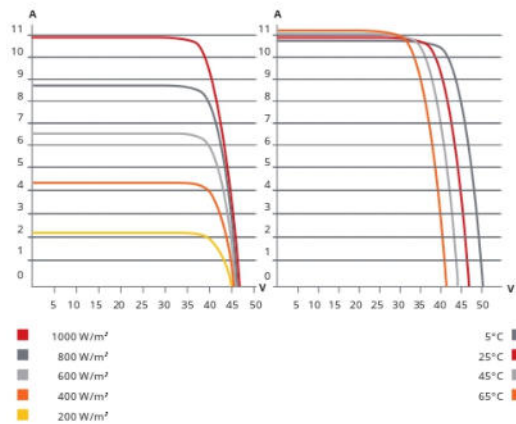
CANADIAN SOLAR INC.

545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS3W-400P / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

CS3W	395P	400P	405P	410P	415P	420P
Nominal Max. Power (Pmax)	395 W	400 W	405 W	410 W	415 W	420 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	38.5 V	38.7 V	38.9 V	39.1 V	39.3 V	39.5 V
Opt. Operating Current (Imp)	10.26 A	10.34 A	10.42 A	10.49 A	10.56 A	10.64 A
Open Circuit Voltage (Voc)	47.0 V	47.2 V	47.4 V	47.6 V	47.8 V	48.0 V
Short Circuit Current (Isc)	10.82 A	10.90 A	10.98 A	11.06 A	11.14 A	11.26 A
Module Efficiency	17.9%	18.1%	18.3%	18.6%	18.8%	19.0%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C					
Max. System Voltage	1500V (IEC/UL) or 1000V (IEC/UL)					
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)					
Max. Series Fuse Rating	20 A					
Application Classification	Class A					
Power Tolerance	0 ~ + 10 W					

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

ELECTRICAL DATA | NMOT*

CS3W	395P	400P	405P	410P	415P	420P
Nominal Max. Power (Pmax)	294 W	298 W	302 W	305 W	309 W	313 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	35.8 V	36.0 V	36.2 V	36.4 V	36.6 V	36.8 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.21 A	8.27 A	8.33 A	8.39 A	8.45 A	8.51 A
Open Circuit Voltage (Voc)	44.1 V	44.3 V	44.5 V	44.7 V	44.9 V	45.1 V
Short Circuit Current (Isc)	8.73 A	8.79 A	8.86 A	8.92 A	8.99 A	9.08 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m² spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

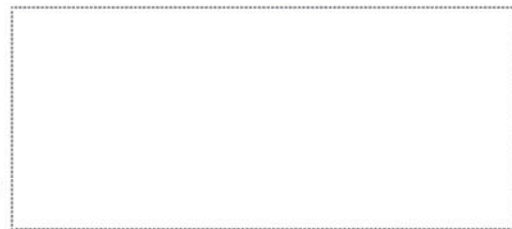
Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline
Cell Arrangement	144 [2 X (12 X 6)]
Dimensions	2108 X 1048 X 40 mm (83.0 X 41.3 X 1.57 in)
Weight	24.9 kg (54.9 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy, crossbar enhanced
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4 mm² (IEC), 12 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 500 mm (19.7 in) (+) / 350 mm (13.8 in) (-); landscape: 1400 mm (55.1 in); leap-frog connection: 1670 mm (65.7 in)*
Connector	T4 series or H4 UTX or MC4-EVO2
Per Pallet	27 pieces
Per Container (40' HQ)	594 pieces

* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.36 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.28 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	42 ± 3°C

PARTNER SECTION



* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. Canadian Solar Inc. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice.
Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

CANADIAN SOLAR INC.

545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com

May 2020. All rights reserved. PV Module Product Datasheet V5.591_EN

6.3 Anexo C

Inversor Trifásico com Tecnologia Synergy

Para redes 220/127 Vca, 380/220 Vca e 480/277 Vca para o Brasil

SE75K / SE100K / SE120K



INVERSORES

Integrado com processo único de pré-comissionamento para uma rápida instalação do sistema

- / Função de pré-comissionamento para validação automática dos componentes do sistema e cabeamentos durante o processo de instalação do sistema antes da conexão com a rede elétrica
- / Fácil instalação com 2 pessoas, com design leve e modular (cada inversor consiste em 3 unidades Synergy e um gerenciador)
- / Operação independente de cada unidade Synergy, permitindo maior período de operação e fácil manutenção
- / Integrado com sensores térmicos para detecção de falha de cabeamentos garantindo proteção e segurança aprimorada
- / Proteção contra arco integrada
- / Mitigação de PID integrada para maximizar a performance do sistema
- / Dispositivo de proteção de surto monitorado* e substituível, para uma maior proteção contra surtos causados por descargas ou outros eventos: Integrado com DPS tipo 2, RS485 e CC (opcional DPS CA tipo 2)
- / Chave seccionadora CC integrada opcional, eliminando a necessidade de string box externa
- / Monitoramento a nível de módulo integrado com Ethernet ou comunicação celular para uma total visibilidade do sistema

* Aplicável apenas para DPS CC e CA

solaredge.com

solaredge

/ Inversor Trifásico com Tecnologia Synergy

SE75K / SE100K / SE120K

Aplicável a inversores com part number	SExxK-xxx01xxxx		SExxK-xxx81xxxx	
	SE75K para redes 220/127V e 380/220V	SE100K para redes 380/220V	SE120K para redes 480/277V	
SAÍDA CA				
Potência Nominal ⁽¹⁾	55150 @ 220/127v 75000 @ 380/220v	95300	120000	W
Potência Máxima ⁽¹⁾	55150 @ 220/127v 75000 @ 380/220v	95300	120000	VA
Tensão Nominal (FF/FN)	380 / 220; 220 / 127	380 / 220	480 / 277	Vca
Faixa de tensão (FF/FN)	304 - 437 / 176 - 253; 176 - 253 / 102 - 146	304 - 437 / 176 - 253	432 - 529 / 249 - 305	Vca
Frequência Nominal		60 ± 5%		Hz
Máxima Corrente injetada (por fase)	145 @ 220/127v 120 @ 380/220v		145	Aca
Redes Trifásicas Compatíveis		3W + PE, 4W + PE		
Redes suportadas		WYE: TN-C, TN-S, TN-C-S, TT, IT; Delta: IT		
Máxima Corrente Residual Injetada ⁽²⁾		300		mA
Monitoramento de Rede, Proteção Anti-Ilhamento, Fator de Potência Configurável, Limites Configuráveis por País		Sim		
Distorção Harmônica Total (THD)		≤ 3		%
Fator de Potência		+/-0.8 to 1		
ENTRADA CC				
Máxima Potência-Pico (STC): Conjunto/Unidade	82725 / 27575 @ 220/127v 112500 / 37500 @ 380/220v	142950 / 47650	180000 / 60000	W
Transformer-less, Não Aterrado		Sim		
Faixa de Tensão de Operação		400 - 600 @ 220/127v 680 - 1000 @ 380/220v ; 480/277v		Vcc
Máxima Corrente de Entrada	3 x 48,25 @ 220/127v 3 x 40 @ 380/220v		3 x 48,25	Acc
Proteção Contra Inversão de Polaridade		Sim		
Deteção de Falha de Isolamento à Terra		167kΩ Sensitividade por unidade Synergy ⁽³⁾		
Máxima Eficiência do Inversor		98.3	98.1	%
Eficiência Euro (média)		98		%
Consumo Noturno	< 8		< 12	W
CARACTERÍSTICAS ADICIONAIS				
Interfaces de Comunicação Compatíveis ⁽⁴⁾		2 x RS485, Ethernet, Wi-Fi (opcional), Celular (opcional)		
Gerenciamento Smart Energy		Limitação de Exportação		
Comissionamento do Inversor		Com o aplicativo de celular SetApp usando o ponto de acesso Wi-Fi integrado para conexão local		
Proteção Contra Falha de Arco		Integrado, configurável pelo usuário (de acordo com UL1699B)		
Retificador de PID		Noturno, Integrado		
Proteção de surto (DPS) RS485 (portas 1+2)		Tipo II, substituível em campo, integrado		
Proteção de Surto (DPS) CC		Tipo II, substituível em campo, integrado		
Proteção de Surto (DPS) CA		Tipo II, substituível em campo, opcional		
Fusíveis CC (unipolar)		25A, opcional		
Chave seccionadora CC		Opcional		
CONFORMIDADE ÀS NORMAS				
Segurança		IEC-62109-1, IEC-62109-2		
Padrões de Conexão à Rede ⁽⁵⁾		VDE-AR-N-4105, AS-4777, EN 50549-1, EN 50549-2, CEI-021, VDE 0126-1-1, CEI-016		
Emissões		IEC61000-6-2, IEC61000-6-3 Class A, IEC61000-3-11, IEC61000-3-12		
RoHS		Sim		

(1) Potência para temperatura até 50°C, para informações sobre "de-rating", acesse <https://www.solaredge.com/sites/default/files/se-temperature-derating-note.pdf>

(2) Se um dispositivo DR externo for necessário, o valor de ativação deverá ser >= 300mA

(3) Em locais cujas normas permitem

(4) Para especificações das comunicações opcionais, visite <https://www.solaredge.com/products/communication> ou na página da Biblioteca de Recursos: <https://www.solaredge.com/resource-library>, para baixar as especificações relevantes do produto

(5) Para download de documentos e certificações, acesse a categoria de Certificados na página da Biblioteca de Recursos: <https://solaredge.com/resource-library>

/ Inversor Trifásico com Tecnologia Synergy

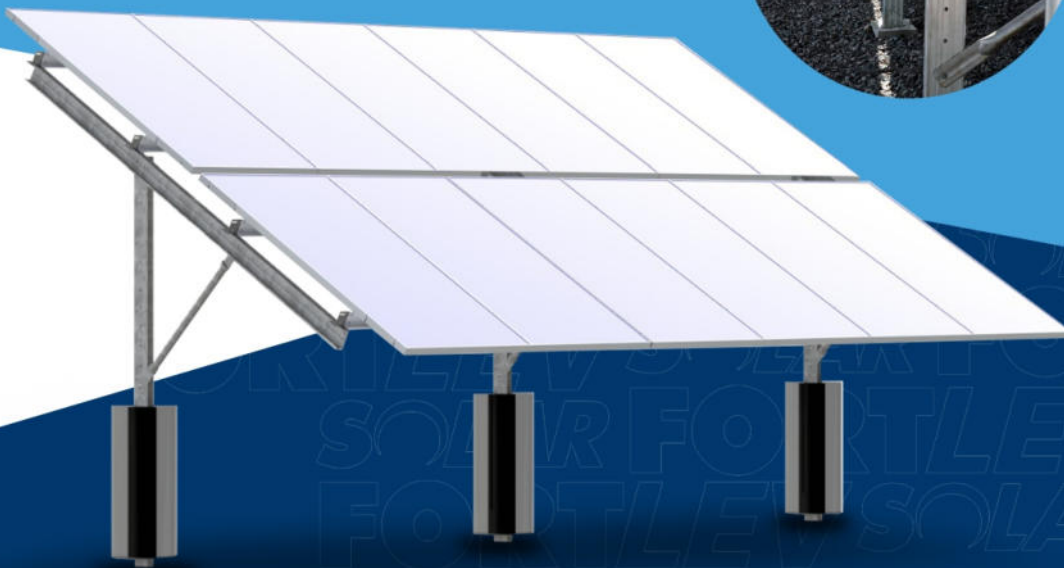
SE75K / SE100K / SE120K

Aplicável a inversores com part number	SExxK-xxx0lxxxx		SExxK-xxx8lxxxx	
	SE75K para redes 220/127V e380/220V	SE100K para redes 380/220V	SE120K para redes 480/277V	
ESPECIFICAÇÕES DA INSTALAÇÃO				
Número de Unidades Synergy por Inversor	3			
Seção transversal cabo CA e Diâmetro de saída: Fase/PE (alumínio ou cobre)	Seção transversal até 120 / 70mm ² ; diâmetro saída 30-50 / 12-20mm			
Entrada CC. Inversor / Unidade Synergy ⁽⁵⁾	12 / 4 pares de MC4			
	Prensa Cabo, 3 pares / 1 par, seção transversal de até 50mm ² , cabo alumínio ou cobre com diâmetro externo de 12-20mm			
Dimensões (A x L x P)	Unidade Synergy: 558 x 328 x 273 Synergy Manager: 360 x 560 x 295			mm
Peso	Unidade Synergy: 32 Synergy Manager: 18			kg
Faixa de Temperatura de Operação	-40 a +60			°C
Resfriamento	Ventilador (substituível pelo usuário)			
Ruído	< 67			dBA
Grau de Proteção	IP65 — Ambientes externos e internos			
Montagem	Suporte fornecido			

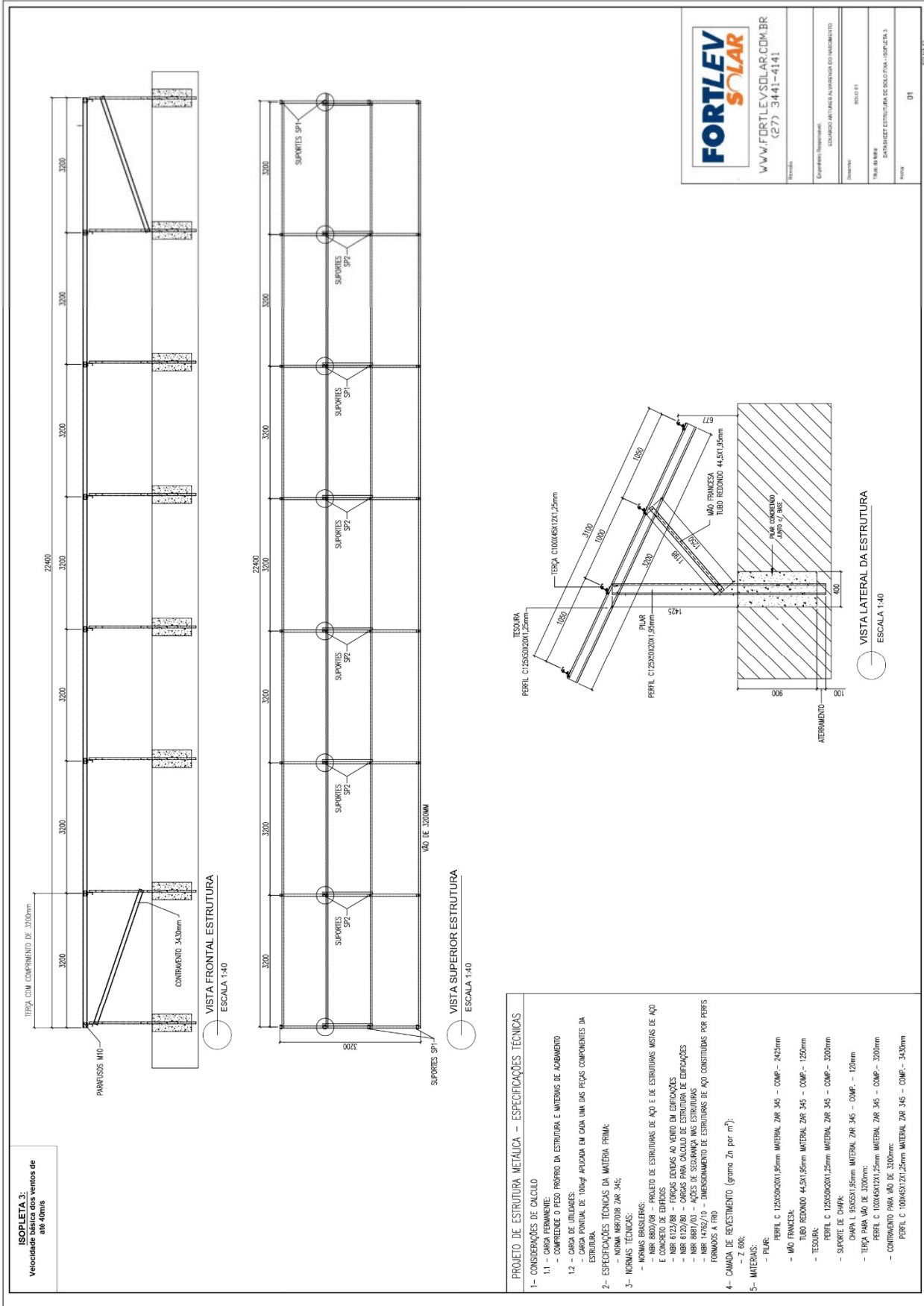
(5) Entradas CC estão disponíveis com MC4 ou prensa cabo, de acordo com o part-number do produto. Para mais informações contate a SolarEdge

(6) São aprovados para uso, apenas conectores MC4 fabricados pela StaUBLI

6.4 Anexo D

**FORTLEV
SOLAR**CREDIBILIDADE
EM TUDO**ESTRUTURA
DE SOLO
FORTLEV SOLAR****Características**

- Estrutura monoposte para 2 (dois) módulos em retrato e modular conforme o projeto de layout;
- Fundação em concreto;
- Fabricada com aço ZAR345 de alta resistência mecânica;
- Galvanizada por imersão a quente e revestida com camada de zinco Z600 (espessura de 42 µm);
- Garantia de 10 anos contra defeitos de fabricação;
- Garantia de 35 anos contra efeitos de oxidação em ambientes de corrosão agressivo (C5).



6.5 Anexo E



Certificate of compliance

Applicant: SolarEdge Technologies Ltd.
1 HaMada Street
Herzeliya 4673335
Israel

Product: Photovoltaic inverter

Model: SE55K (2 x SE27.6K)
SE66.6K (2 x SE33.3K)
SE82.8K (3 x SE27.6K)
SE100K (3 x SE 33.3K)

Use in accordance with regulations:

The inverters are tested according to electrical safety, specified environmental influences and efficiency. For detailed information, please see the corresponding test reports.

Applied rules and standards:

IEC 61727:1995	Photovoltaic (PV) systems – Characteristics of the utility interface
IEC 62116:2014	Utility-interconnected photovoltaic inverters – Test procedure of islanding prevention measures
IEC 62109-1:2010	Safety of power converters for use in photovoltaic power systems
IEC 62109-2:2011	Safety of power converters for use in photovoltaic power systems
IEC 60068-2-1:2007	Environmental testing – Part 2-1: Tests – Test A: Cold
IEC 60068-2-2:2007	Environmental testing – Part 2-2: Tests – Test B: Dry heat
IEC 60068-2-14:2009	Environmental testing – Part 2-14: Tests – Test N: Change of temperature
IEC 60068-2-30:2005	Environmental testing – Part 2-30: Tests – Test Db: Damp heat, cyclic (12h + 12 h cycle)
IEC 60068-2-78:2012	Environmental testing – Part 2-78: Tests – Test Cab: Damp heat, steady state
IEC 61683:1999	Photovoltaic systems – Power conditioners – Procedure for measuring efficiency

At the time of issue of this certificate the safety concept of an aforementioned representative product corresponds to the valid safety specifications for the specified use in accordance with regulations.

Report number: 14TH0209-IEC61727_0
14TH0209-IEC62109-1_4
14TH0209-IEC62109-2_1
14TH0209-IEC60068-ENV-TR_0
14TH0209-IEC61683_0

Certificate number: U18-0259
Date of issue: 2018-05-07



Certification body of Bureau Veritas Consumer Products Services Germany GmbH
Accredited according to DIN EN ISO/IEC 17065

