

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



**Dimensionamento e Viabilidade Econômica de  
uma Minigeração Solar Fotovoltaica de 595 kW**  
ELT 554 - TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

Gabriela Gomes Oliveira  
ORIENTADOR: Prof. Me. João Marcus Soares Callegari

Viçosa, 15 de Setembro de 2023.

Gabriela Gomes Oliveira

## Dimensionamento e Viabilidade Econômica de uma Minigeração Solar Fotovoltaica de 595 kW

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

**Orientador:** Prof. Me. João Marcus Soares Callegari

Viçosa, 15 de Setembro de 2023.

## ATA DE APROVAÇÃO

Gabriela Gomes Oliveira

### Dimensionamento e Viabilidade Econômica de uma Minigeração Solar Fotovoltaica de 595 kW

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 Setembro de 2023.

---

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

Universidade Federal de Viçosa

---

Membro Titular: Prof. Dr. Heverton Augusto Pereira

Universidade Federal de Viçosa

---

Membro Titular: Eng. Vitor Dimas Siqueira Silva

Universidade Federal de Viçosa

# DEDICATÓRIA

**Dedico este trabalho**

*A meus filhos, Ester e Matias.*

## AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, pelo dom da vida, por ter me dado saúde e sabedoria para conduzir da melhor maneira o curso.

A minha família, por todo apoio, incentivo e compreensão.

A Universidade Federal de Viçosa, em especial ao GESEP e aos professores do curso, pela dedicação, qualidade e disponibilidade.

## RESUMO

Esse trabalho realiza o dimensionamento e o estudo de viabilidade econômica para implantação de uma usina solar fotovoltaica com potência instalada de 595 kW, que será implantada na cidade de Canaã - MG.

O empreendimento é enquadrado no âmbito da minigeração distribuída, atendido em média tensão trifásica 11,4 kV a 60 Hz, demanda contratada de carga de 270 kW e demanda contratada de geração de 595 kW. Para uma irradiação solar média local estimada em 4,849 kWh/m<sup>2</sup>.dia, o sistema solar fotovoltaico foi dimensionado com uma potência instalada de 595 kW, na qual 1386 módulos de 575 Wp e 7 inversores de 85 kW são adotados. A instalação dos módulos é feita no solo, ocupando cerca de 17.200 m<sup>2</sup>. Neste estudo foi utilizado a estrutura em skid solar e subestação blindada.

O projeto apresentou viabilidade, com uma taxa interna de retorno de 30,79% a.a. e pay-back descontado de 5,19 anos, justificando o elevado investimento inicial com um rápido retorno.

**Palavras-chave:** Minigeração, Sistema Fotovoltaico, Skid Solar, Subestação Blindada, Viabilidade Econômica.

# Lista de Figuras

Figura 1: Fotos do local onde será construída a usina solar fotovoltaica. ....	13
Figura 2: Fotos do aplicativo SUNSURVEYOR, ilustrando os possíveis obstáculos ao nascer e pôr do sol durante o ano. ....	14
Figura 3: Estimativa Geração de Energia Elétrica. ....	16
Figura 4: Configuração das séries e arranjos FV conectados ao inversor FV. ....	17
Figura 5: SKID SOLAR. ....	19
Figura 6: Estrutura solo monoposte. ....	22
Figura 7: Sistema de aterramento módulos/estrutura. Fonte: <a href="https://www.energiasolarphb.com.br/sem-categoria/instalacao-correta-do-kit-de-aterramento-phb/">https://www.energiasolarphb.com.br/sem-categoria/instalacao-correta-do-kit-de-aterramento-phb/</a> .....	23
Figura 8: Malha de aterramento da UFV e disposição dos módulos na área. ....	23
Figura 9: Vista externa frontal da subestação blindada. ....	25
Figura 10: Vista dos equipamentos internos – frontal. ....	26
Figura 11: Malha de aterramento da subestação, tipo quadrado cheio. ....	29
Figura 12: Configuração da rede aérea de distribuição protegida entre barra da SE e barra do acessante. ....	30
Figura 13: Resumo das contribuições da concessionária e da usina solar fotovoltaica (UFV) para as correntes de CC nas diversas barras. ....	30
Figura 14: Coordenograma das proteções de fase. ....	33
Figura 15: Coordenograma das proteções de neutro. ....	34
Figura 16: Parametrização do relé Siemens 7SR1004-3KB20-2CA0. ....	35
Figura 17: Parametrização das configurações dos TCs e TPs no relé 7SR1004-3KB20-2CA0. ....	35
Figura 18: Funções habilitadas no relé 7SR1004-3KB20-2CA0. ....	35
Figura 19: Parametrização da função 67 relé 7SR1004-3KB20-2CA0. ....	36
Figura 20: Parametrização da função 67N relé 7SR1004-3KB20-2CA0. ....	36
Figura 21: Parametrização da função 51V relé 7SR1004-3KB20-2CA0. ....	37
Figura 22: Parametrização da função 32 relé 7SR1004-3KB20-2CA0. ....	37
Figura 23: Diagrama unifilar. ....	38

## Lista de Tabelas

Tabela 1: Informação da unidade consumidora. ....	14
Tabela 2: Histórico de consumo da UC.....	14
Tabela 3: Características dos módulos fotovoltaicos e inversores utilizados na instalação. .....	16
Tabela 4: Resumo do dimensionamento elétrico da UFV.....	18
Tabela 6: Premissas para dimensionamento da proteção CC e CA.....	19
Tabela 5: Resumo do dimensionamento da proteção CC e CA.....	19
Tabela 6: Premissas para dimensionamento de cabos CC. ....	20
Tabela 7: Dimensionamento dos cabos CC de acordo com a ABNT NBR 16690 [5]. ....	20
Tabela 8: Premissas para dimensionamento de cabos CA. ....	21
Tabela 9: Dimensionamento do cabo CA de acordo com a ABNT NBR 5410 [6]......	21
Tabela 10: Dimensão Final da Estrutura monoposte.....	22
Tabela 11: Dimensionamento dos condutores de aterramento do lado CC e CA da UFV....	24
Tabela 12: Dimensionamento dos equipamentos da subestação. ....	26
Tabela 13: Especificação do disjuntor de MT. ....	27
Tabela 14: Transformador de corrente. ....	27
Tabela 15: Dimensionamento de TP de medição em 11,4 kV.....	28
Tabela 16: Características elétricas do transformador a seco. ....	28
Tabela 17: Impedância e correntes de curto-circuito fase-fase, fase-terra e trifásica na barra da SE.....	29
Tabela 18: Impedâncias equivalentes de sequência positiva e zero do sistema.....	31
Tabela 19: Ajustes de religadores para coordenação, fornecidas pela concessionária.....	31
Tabela 20: Definição das proteções e suas respectivas parametrizações.....	31
Tabela 21: Custos considerados para construção da UFV. ....	39
Tabela 22: Premissas financeiras. ....	39
Tabela 23: Fluxo de Caixa para 20 anos. ....	40

## Lista de Abreviação

BEP	Barramento de Equipotencialização
BT	Baixa Tensão
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
FV	Fotovoltaico
HP	Hora Ponta
HFP	Hora Fora Ponta
LCOE	Custo Nivelado de energia
MPPT	Maximum Power Point Tracking
MT	Média Tensão
QGBT	Quadro Geral de Baixa Tensão
SE	Subestação
TC	Transformador de Corrente
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
TP	Transformador de Potencial
UC	Unidade Consumidora
UFV	Usina Fotovoltaica
VPL	Valor Presente Líquido

## Lista de Símbolos

$A_m$	Área do módulo
$\eta_{fv}$	Eficiência do módulo
$\Delta V_{mppt}$	Faixa de operação do MPPT
$FSI$	Fator de sobredimensionamento do inversor
$I_{arranjo,max}$	Corrente c.c. máxima por arranjo FV
$I_{cc,3f}$	Corrente de curto-circuito trifásico
$I_{ca}$	Máxima corrente c.a. (RMS)
$I_{dps}$	Corrente de Descarga Nominal – 8/20 $\mu$ s do DPS c.c.
$I_{dsp,ca}$	Corrente de Descarga Nominal – 8/20 $\mu$ s do DPS c.a.
$I_{dps,max}$	Corrente de descarga máxima - 8/20 $\mu$ s do DPS c.c.
$I_{dsp,max,ca}$	Corrente de descarga máxima - 8/20 $\mu$ s do DPS c.a.
$I_{mp}$	Corrente de máxima potência*
$I_{pick-up,n}$	Corrente mínima para sensibilizar o relé
$I_{p,tc}$	Corrente primária do TC de proteção
$I_{serie,max}$	Corrente c.c. máxima por série FV
$I_{sc}$	Corrente de curto-circuito
$N_{inv}$	Número de inversores fotovoltaicos
$N_t$	Número de módulos fotovoltaicos
$N_{fv,inv}$	Número de módulos fotovoltaicos por inversor
$N_{inv,MPPT}$	Número de séries por MPPT
$N_{sfv}$	Número de módulos FV por série fotovoltaica
$N_{inv,serie}$	Número de séries FV permitidas

$N_{série}$	Número de séries FV por inversor
$P_{ca}$	Potência c.a. nominal
$P_{mp}$	Potência máxima*
$P_{ca,usina}$	Potência nominal c.a. da usina FV
$P_{cc,usina}$	Potência nominal c.c. da usina FV*
$P_{fv}$	Potência nominal c.c. por inversor*
$P_{série}$	Potência nominal da série fotovoltaica
$V_{cc,min}$	Tensão c.c. de partida
$V_{oc}$	Tensão de circuito aberto*
$V_{mp}$	Tensão de máxima potência*
$V_{dps}$	Tensão máxima de operação contínua do DPS c.c.
$V_{dps,ca}$	Tensão máxima de operação contínua do DPS c.a.
$V_{dps,max}$	Nível de Proteção do DPS c.c.
$V_{dps,max,ca}$	Nível de Proteção do DPS c.a.
$V_{ca}$	Tensão nominal de saída c.a. (RMS)
$V_{s,tc}$	Tensão de no secundário do TC
$V_{s,max}$	Tensão máxima induzida no secundário do TC sem levar o relé a saturação
$t_{dps}$	Tempo de resposta típico do DPS c.c.
$t_{dps,ca}$	Tempo de resposta típico do DPS c.a.

\*Informações no STC: 25° e 1000°C

## Sumário

1-	Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico .....	13
1.1	LOCALIZAÇÃO DA PLANTA FOTOVOLTAICA .....	13
1.2	UNIDADE CONSUMIDORA E ANÁLISE DO CONSUMO DE ENERGIA .....	14
1.3	DIMENSIONAMENTO DOS MÓDULOS E INVERSORES FV .....	15
1.4	DIMENSIONAMENTO SKID SOLAR.....	18
1.5	DIMENSIONAMENTO DA PROTEÇÃO C.C. E C.A. DE BAIXA TENSÃO .....	19
1.6	DIMENSIONAMENTO DOS CABOS C.C. DE BAIXA TENSÃO .....	20
1.7	DIMENSIONAMENTO DOS CABOS CA DE BAIXA TENSÃO .....	21
1.8	ESTRUTURAS DE FIXAÇÃO E ATERRAMENTO DA UFV.....	22
2-	Dimensionamento da Cabine Primária.....	25
2.1	CARACTERÍSTICAS CONSTRUTIVAS E ELÉTRICAS DA SUBESTAÇÃO.....	25
2.2	DISJUNTOR, RELÉ SECUNDÁRIO, TRANSFORMADORES DE TENSÃO E CORRENTE .....	26
2.3	ATERRAMENTO DA SUBESTAÇÃO .....	28
2.4	ESTUDOS DE PROTEÇÃO .....	29
2.4.1	<i>CÁLCULO DAS CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO .....</i>	<i>29</i>
2.4.2	<i>PARAMETRIZAÇÃO DAS FUNÇÕES DE PROTEÇÃO.....</i>	<i>31</i>
2.4.3	<i>ESTUDO DE SELETIVIDADE E COORDENAÇÃO .....</i>	<i>33</i>
2.4.4	<i>PARAMETRIZAÇÃO DO RELÉ DE PROTEÇÃO SIEMENS 7SR1004-3KB20-2CAO .....</i>	<i>35</i>
2.5	DIAGRAMA UNIFILAR .....	37
3-	Análise de Viabilidade Econômica.....	39
3.1	CUSTOS ESTIMADOS .....	39
3.2	ANÁLISE DE DESPESAS: MANUTENÇÃO, LIMPEZA, CONCESSIONÁRIA, TROCA DE EQUIPAMENTOS.....	39
3.3	Análise da viabilidade financeira.....	40
4-	Conclusões.....	41
5-	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	42

# 1- Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico

## 1.1 LOCALIZAÇÃO DA PLANTA FOTOVOLTAICA

A área disponível para as instalações da usina solar fotovoltaica (UFV) fica situada na área rural da cidade de Canaã/MG, a 1km da rodovia MG-482, na latitude  $20^{\circ}40'51''S$  e longitude  $42^{\circ}38'5''O$ . Com aproximadamente  $17.200m^2$ , o terreno apresenta pouca declividade, irradiação média solar diária de  $4,849 kWh/m^2$ , dado do aplicativo Estimate [1], e poucos problemas quanto a sombreamento devido a árvores, por se tratar de uma área rural aberta. A Figura 1 mostra a vista superior do local da UFV, assim como evidências de vegetação baixa e localidade propícia para o empreendimento.



Figura 1: Fotos do local onde será construída a usina solar fotovoltaica.

Com o auxílio do aplicativo SUNSURVEYOR [2], Figura 6, é possível observar o caminho do sol durante o ano. Os caminhos em roxo representam a posição do sol nos solstícios (21/06/2023 e 22/12/2023), ou seja, é possível analisar em que horas o sol aparece sobre o relevo, e em que momento ele se esconde atrás dele. Para a localização em estudo, percebe-se que, no menor dia do ano, o sol aparece na área da UFV por volta das 7 horas e 20 minutos e se esconde próximo as 17 horas, ou seja, a UFV não terá grandes perdas devido ao relevo da região. Com esse mesmo aplicativo, é possível identificar possíveis pontos de sombreamento nos módulos fotovoltaicos devido a presença de algum objeto ao redor, como árvores e postes.

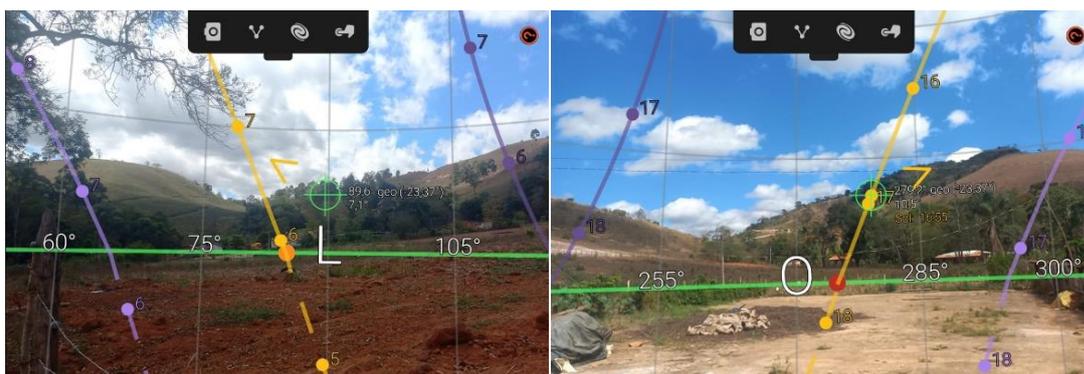


Figura 2: Fotos do aplicativo SUNSURVEYOR, ilustrando os possíveis obstáculos ao nascer e pôr do sol durante o ano.

## 1.2 UNIDADE CONSUMIDORA E ANÁLISE DO CONSUMO DE ENERGIA

Para realização deste trabalho, foi considerado uma indústria fictícia, localizada na cidade de Canaã/MG, com uma área aberta disponível para as instalações da UFV levantada. A Tabela 1 resume as informações principais da unidade consumidora (UC).

Tabela 1: Informação da unidade consumidora.

Concessionária de energia	Energisa MG
Cidade	Canaã/MG
Classe	Industrial
Subclasse	Industrial
Modalidade tarifária	A4 Verde
Demanda contratada	270 kW
Horário de ponta	17h30min às 20h30min
Tensão de fornecimento	11,4 kV
Tensão secundária	380 V
Tipo de ramal de entrada	Subterrâneo

Para a estimativa de consumo, foi utilizado os dados de uma conta de energia de uma indústria de carga semelhante, conforme Tabela 2.

Tabela 2: Histórico de consumo da UC.

Mês	Demanda HP	Demanda HFP	Energia HP	Energia HFP
Dez/20	132 kW	233 kW	2520 kWh	99540 kWh
Jan/21	147 kW	239 kW	2520 kWh	85890 kWh
Fev/21	189 kW	235 kW	4620 kWh	83160 kWh
Mar/21	181 kW	233 kW	2940 kWh	91770 kWh
Abr/21	151 kW	225 kW	3360 kWh	68040 kWh

Mai/21	155 kW	221 kW	3360 kWh	73920 kWh
Jun/21	111 kW	206 kW	3360 kWh	64680 kWh
Jul/21	126 kW	204 kW	2730 kWh	60060 kWh
Ago/21	137 kW	223 kW	2730 kWh	73710 kWh
Set/21	212 kW	277 kW	3150 kWh	93660 kWh
Out/21	265 kW	311 kW	5250 kWh	121800 kWh
Nov/21	242 kW	311 kW	5460 kWh	118440 kWh
Dez/21	223 kW	290 kW	3780 kWh	93870 kWh
Média	175 kW	247 kW	3522 kWh	86811 kWh
Tarifa com tributos	-	R\$ 40,98	R\$ 3,37	R\$0,57
Custo médio	-	R\$ 11.064,60	R\$11.869,14	R\$49.482,27
Total anual			R\$868.992,12	

Com base nas tarifas aplicadas, dado retirado da resolução homologatória Nº 3.210 [3], com aplicação das alíquotas, 18% de ICMS, 3,3343% de PIS/PASEP E 2,63% de COFINS, com uma demanda contratada de 270 kW, a indústria tem um custo anual com energia elétrica de R\$868.992,12.

Considera-se dois cenários para dimensionamento de uma minigeração fotovoltaica. No primeiro cenário, a geração é limitada à demanda de carga contratada do cliente. Portanto, é possível reduzir a conta de energia do cliente em 32,11%. Já em um segundo cenário, onde a geração fotovoltaica é capaz de suprir toda o consumo de energia, com a contratação de demanda de geração de 595 kW, a redução da conta de energia é de 77,43%. O dimensionamento da UFV será feito considerando este segundo cenário descrito.

### 1.3 DIMENSIONAMENTO DOS MÓDULOS E INVERSORES FV

Para suprir toda a necessidade de energia do cliente a UFV deverá ser capaz de produzir em média 92519 kWh/mês, utilizando-se de uma fator de ajuste de 1,62 na média de energia consumida no horário de ponta. Para isso serão conectados 1386 módulos FV de 575 Wp, que proporcionará uma média de geração de 97865,22 kWh/mês, conforme mostra o gráfico da Figura 3.

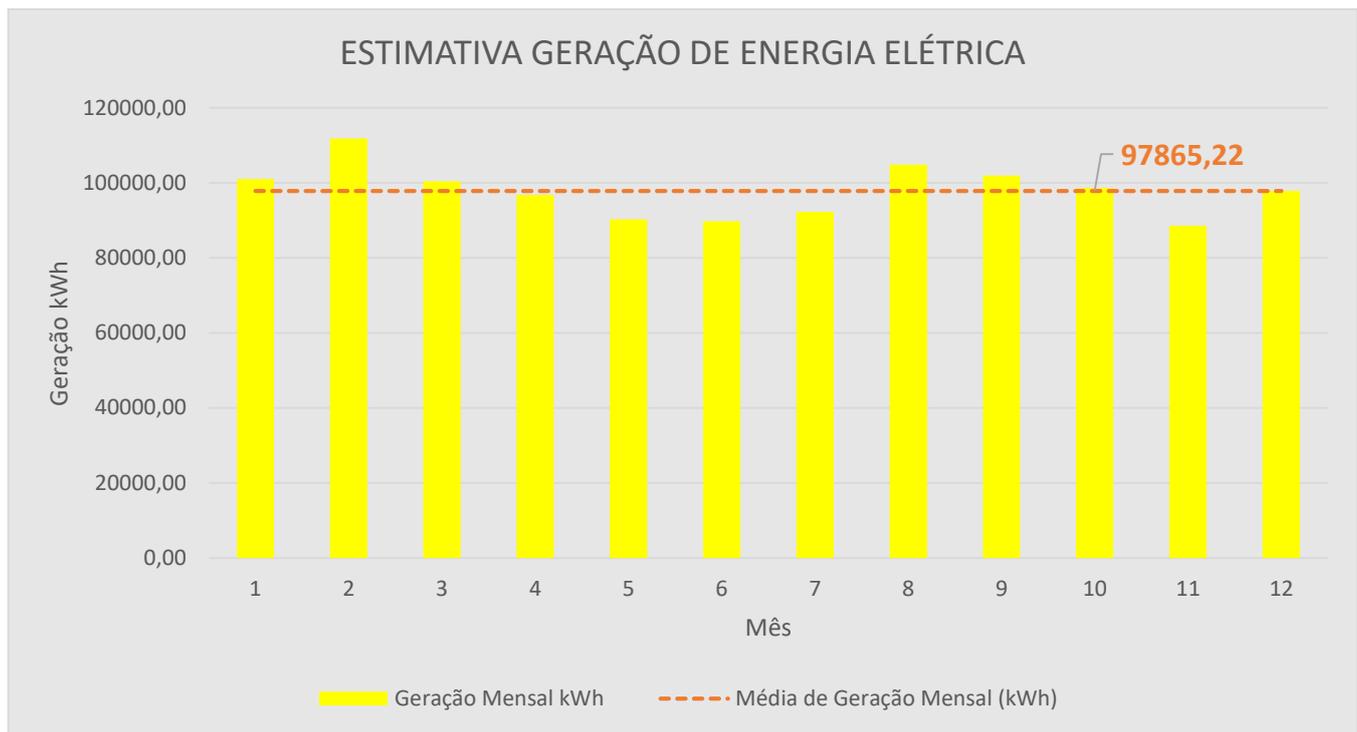


Figura 3: Estimativa Geração de Energia Elétrica.

A Tabela 3 apresenta as características dos módulos fotovoltaicos [4] e inversores [5] utilizados na instalação da UFV.

Tabela 3: Características dos módulos fotovoltaicos e inversores utilizados na instalação.

<b>Parâmetros do módulo FV</b>	<b>Símbolo</b>	<b>Valor</b>
Modelo	-	JKM575N-72HL4-V
Potência máxima no STC*	$P_{mp}$	575 W
Tensão de máxima potência no STC*	$V_{mp}$	42,22 V
Corrente de máxima potência no STC*	$I_{mp}$	13,62 A
Tensão de circuito aberto no STC*	$V_{oc}$	50,88 V
Corrente de curto-circuito no STC*	$I_{sc}$	14,39 A
Eficiência do módulo	$\eta_{fv}$	22,26%
Área do módulo	$A_m$	2,58 m <sup>2</sup>
<b>Parâmetros do inversor FV</b>	<b>Símbolo</b>	<b>Valor</b>
Modelo	-	PHB85K-MT
Máxima tensão c.c. por série FV	-	1100 V
Faixa de operação do MPPT	$\Delta V_{mppt}$	200~1000 V
Tensão c.c. de partida	$V_{cc,min}$	200 V
Corrente c.c. máxima por série FV	$I_{serie,max}$	15 A
Corrente c.c. máxima por arranjo FV	$I_{arranjo,max}$	44 A
Número de séries por MPPT	$N_{inv,MPPT}$	3
Número de séries FV permitidas	$N_{inv,serie}$	12

Potência c.a. nominal	$P_{ca}$	85 kW
Máxima corrente c.a. (RMS)	$I_{ca}$	133 A
Tensão nominal de saída c.a. (RMS)	$V_{ca}$	380/220 V ~ 60 Hz

\*Informações no STC: 25°, 1000°C e AM1,5.

Os 1386 módulos FV JKM575N-72HL4-V serão distribuídos nas entradas c.c. de 7 inversores PHB85K-MT. Cada inversor possui 4 MPPTs com 3 séries fotovoltaicas cada (ou *strings*), totalizando 12 *strings* fotovoltaicas por inversor, conforme esquema da Figura 4.

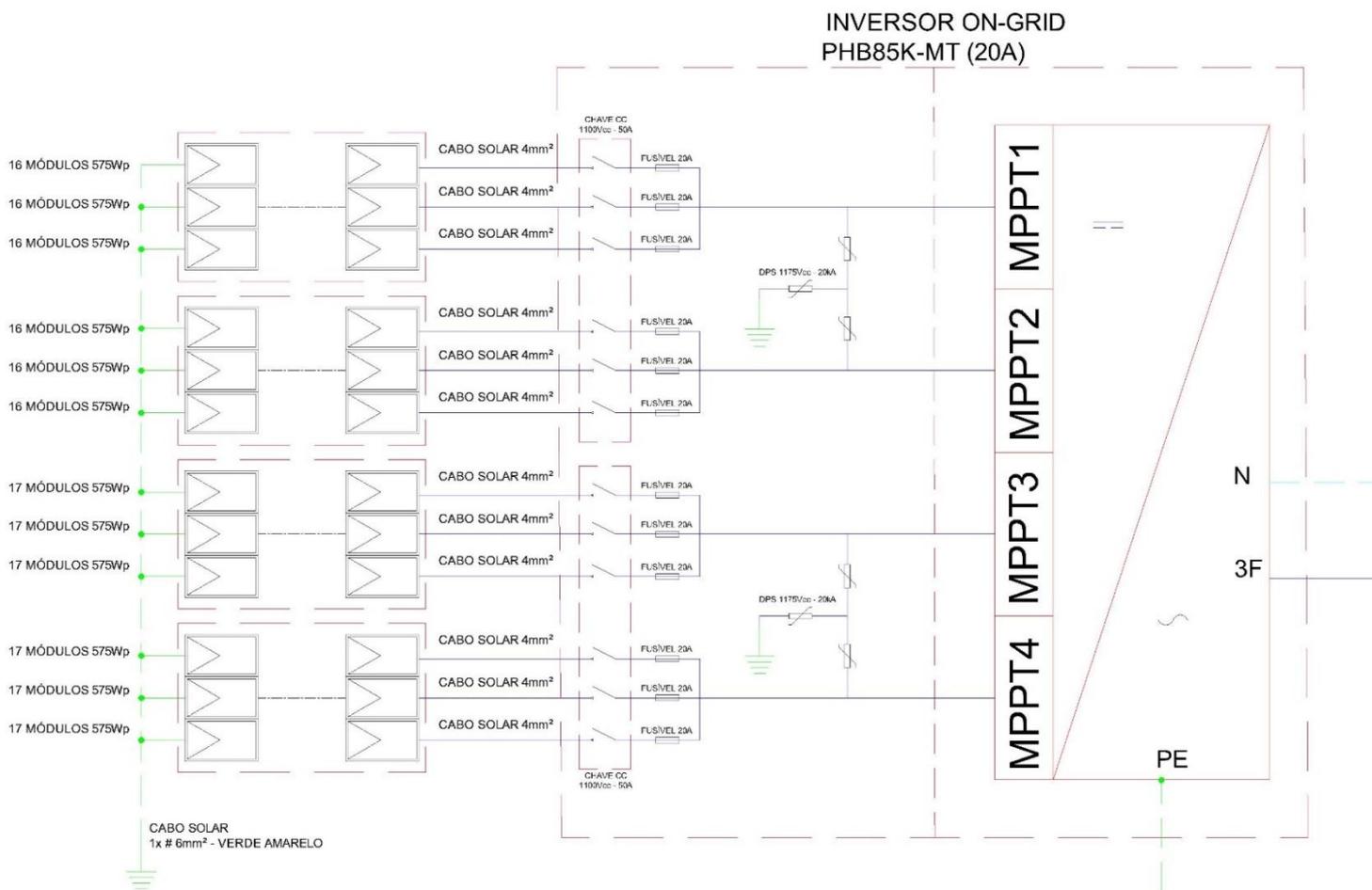


Figura 4: Configuração das séries e arranjos FV conectados ao inversor FV.

As potências por inversor e da usina FV estão resumidas na Tabela 4, assim como outras características importantes do dimensionamento da usina FV. Um total de aproximadamente 3576 m<sup>2</sup> de área serão necessários apenas para comportar os módulos FV desta UFV.

Tabela 4: Resumo do dimensionamento elétrico da UFV.

Parâmetro	Símbolo	Valor
Número de séries FV por inversor	$N_{série}$	12
Número de módulos FV por série fotovoltaica	$N_{sfv}$	16/17
Potência nominal da série fotovoltaica*	$P_{série}$	9200/9775 W
Número de módulos fotovoltaicos por inversor	$N_{fv,inv}$	198
Potência nominal c.c. por inversor*	$P_{fv}$	113,85 kW
Fator de sobredimensionamento do inversor	$FSI$	1,34
Número de inversores fotovoltaicos	$N_{inv}$	7
Número de módulos fotovoltaicos	$N_t$	1386
Potência nominal c.c. da usina FV*	$P_{cc,usina}$	796,95 kW
Potência nominal c.a. da usina FV	$P_{ca,usina}$	595 kW

\*Informações no STC: 25° e 1000°C

#### 1.4 DIMENSIONAMENTO SKID SOLAR

A utilização do *skid* solar, também conhecido como eletrocentro, tem-se mostrado uma tendência no mercado de energia solar. O *skid* é uma solução integradora, personalizado de acordo com cada projeto, ele pode comportar os equipamentos de proteção/seccionamento em MT, transformador, QGBT e inversores. Desse modo ele reduz a quantidade de cabos CA e diminui as perdas e queda de tensão entre os componentes de uma UFV. Além disso, como ele já sai de fábrica pronto para ser instalado, sua instalação é mais simplificada e conseqüentemente proporciona uma economia em relação ao tempo de instalação. Por esse, e outros motivos, a utilização de um *skid* solar tem-se revelado uma excelente opção.

Para este estudo e projeto será adotado um *skid* composto pelos módulos de seccionamento, transformador, QGBT e inversores, como mostrado na Figura 5. Trata-se de uma solução modular, com módulo de seccionamento, transformação, QGBT e inversores.

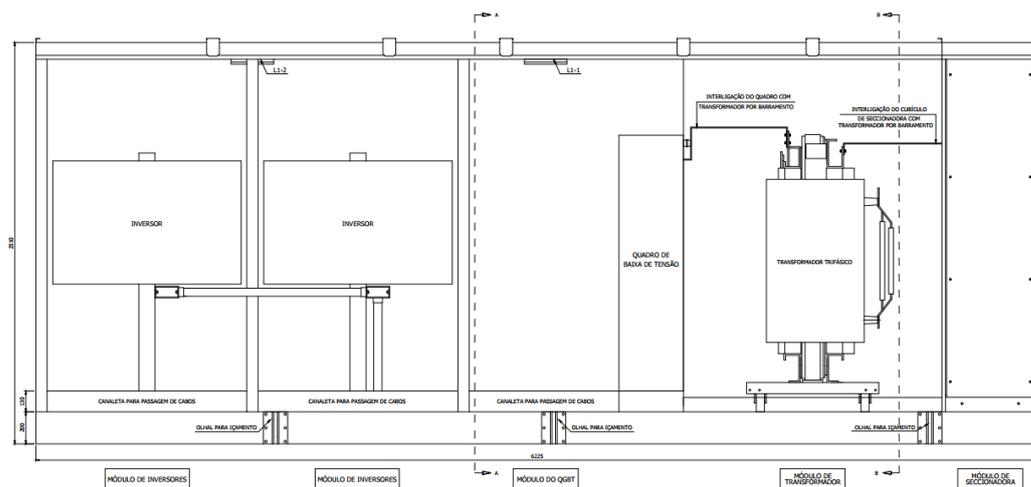


Figura 5: SKID SOLAR.

### 1.5 DIMENSIONAMENTO DA PROTEÇÃO C.C. E C.A. DE BAIXA TENSÃO

Os inversores PHB85K-MT possuem *string box* CC integrada com interruptor/seccionador CC, DPS CC classe II e fusível gPV 20A, como visto na Figura 4. Como será usado a estrutura do *skid solar*, mencionada no item anterior, o QGBT ficará muito próximo aos inversores, portanto, ele será usado como único quadro de proteção CA.

Tabela 5: Premissas para dimensionamento da proteção CC e CA.

<b>Premissas e considerações</b>	
Temperatura ambiente:	30°C
Número de condutores carregados:	3
Número de circuitos na linha:	4
Condutor:	Cobre unipolar
Corrente de projeto (por inversor):	172,19 A
Capacidade mínima de interrupção:	14 kA
Distância máxima do QGBT ao respectivo inversor:	10m
Queda de tensão máxima (relação ao ponto de máxima potência):	4%

Tabela 6: Resumo do dimensionamento da proteção CC e CA.

<b>Parâmetros DPS CC</b>	<b>Símbolo</b>	<b>Valor</b>
Tensão máxima de operação contínua	$V_{dps}$	1175 V
Tempo de resposta típico	$t_{dps}$	< 25 ns
Corrente de descarga nominal - 8/20 $\mu$ s	$I_{dps}$	10 kA
Corrente de descarga máxima - 8/20 $\mu$ s	$I_{dps,max}$	20 kA
Classe	-	II
Nível de proteção	$V_{dps,max}$	5 kV
<b>Parâmetros disjuntor CA (por inversor)</b>	<b>Símbolo</b>	<b>Valor</b>
Modelo	-	A2B200TMF

Corrente nominal	-	200 A
Capacidade de interrupção	-	18 kA
<b>Parâmetros DPS CA</b>	<b>Símbolo</b>	<b>Valor</b>
Tensão máxima de operação contínua	$V_{dps,ca}$	385 Vca
Tempo de resposta típico	$t_{dps,ca}$	< 25 ns
Corrente de descarga nominal - 8/20 $\mu$ s	$I_{dsp,ca}$	20 kA
Corrente de descarga máxima - 8/20 $\mu$ s	$I_{dsp,max,ca}$	45 kA
Classe	-	II
Nível de proteção	$V_{dps,max,ca}$	1,5 kV

## 1.6 DIMENSIONAMENTO DOS CABOS C.C. DE BAIXA TENSÃO

A Tabela 7 apresenta as premissas para dimensionamento dos cabos CC. A linha elétrica é composta por eletroduto enterrado numa profundidade de 1m e cabos unipolares que satisfazem as prescrições normativas da 16612 [6] e 16690 [7]. Os resultados do dimensionamento, de acordo com os critérios de capacidade de condução de corrente e queda de tensão, são mostrados na Tabela 8, sendo adotado cabos das séries fotovoltaicas de 4 mm<sup>2</sup>.

Tabela 7: Premissas para dimensionamento de cabos CC.

<b>Premissas e considerações</b>
Cabos satisfazem NBR 16612 e 16690
Temperatura ambiente: 30°C
Temperatura de operação: 90°C
Cabos em eletroduto diretamente enterrado
Método de instalação com dois cabos em paralelo em um eletroduto na profundidade de 1,0m
Potência nominal do módulo fotovoltaico: 575 W
Tensão no ponto de máxima potência do módulo FV: 42,22V
Corrente de curto-circuito do módulo FV: 14,39A
Número de módulos FV em série: 17
Número de séries FV: 3
Corrente da série fotovoltaica: 15
Distância máxima da série fotovoltaica ao respectivo inversor: 120m
Condutividade do cobre em 90° C: 44 m/ $\Omega$ mm <sup>2</sup>
Queda de tensão máxima (relação ao ponto de máxima potência): 3%

Tabela 8: Dimensionamento dos cabos CC de acordo com a ABNT NBR 16690 [7].

<b>Critérios</b>	<b>Bitola calculada</b>
Seção transversal mínima	2,5 mm <sup>2</sup>
Máxima condução de corrente	2,5 mm <sup>2</sup>
Queda de tensão	4 mm <sup>2</sup>
<b>Bitola do cabo CC final</b>	<b>4 mm<sup>2</sup></b>

## 1.7 DIMENSIONAMENTO DOS CABOS CA DE BAIXA TENSÃO

Como já mencionado no item 1.4, a ligação entre o QGBT e o transformador será feita com barramento, e o QGBT será o único quadro de proteção CA. Logo, na parte CA de baixa de tensão, tem-se apenas os cabos entre o inversor e o QGBT. A Tabela 9 apresenta as premissas para dimensionamento dos cabos CA, sendo instalados em linha elétrica composta por eletrocalha e condutores unifilares. A Tabela 10 mostra o resultado do dimensionamento dos cabos CA de acordo com os critérios de capacidade de condução de corrente e queda de tensão, com as premissas das proteções térmicas e magnéticas devidamente ajustadas.

Tabela 9: Premissas para dimensionamento de cabos CA.

<b>Premissas e considerações</b>
Isolação EPR/XLPE, cabo unipolar 0,6/1 kV de cobre
Linha elétrica eletrocalha/canaleta, com doze condutores carregados (4 circuitos por linha elétrica)
Cabos unipolares ou cabo multipolar em canaleta ventilada embutida no piso.
Número de condutores carregados: 3
Número de circuitos na linha: 4
Condutor: Cobre unipolar
Corrente de projeto (por inversor): 172,19 A
Capacidade mínima de interrupção: 14 kA
Distância máxima do inversor ao QGBT: 10 m
Queda de tensão máxima inferior a 4%
Temperatura ambiente: 30°C
Proteções de sobrecorrente e curto-circuito devidamente dimensionadas

Tabela 10: Dimensionamento do cabo CA de acordo com a ABNT NBR 5410 [8].

	<b>Crítérios</b>	<b>Bitola calculada</b>
Inversor ao quadro junção CA (QGBT)	Seção transversal mínima	2,5 mm <sup>2</sup>
	Máxima condução de corrente	70 mm <sup>2</sup>
	Queda de tensão	2,5 mm <sup>2</sup>
	<b>Bitola do cabo c.c. final</b>	<b>70 mm<sup>2</sup></b>

## 1.8 ESTRUTURAS DE FIXAÇÃO E ATERRAMENTO DA UFV

Será adotada a estrutura de solo monoposte, com angulação de  $20^\circ$ , com montagem de dois módulos FV na posição retrato. A distância entre as estruturas será de 10 metros, o que evitará sombreamento nos módulos todos os dias do ano das 08 às 16 horas. A Figura 6 apresenta a estrutura monoposte, enquanto a Tabela 11 discrimina as cotas entre uma estrutura e outra para evitar auto sombreamento.

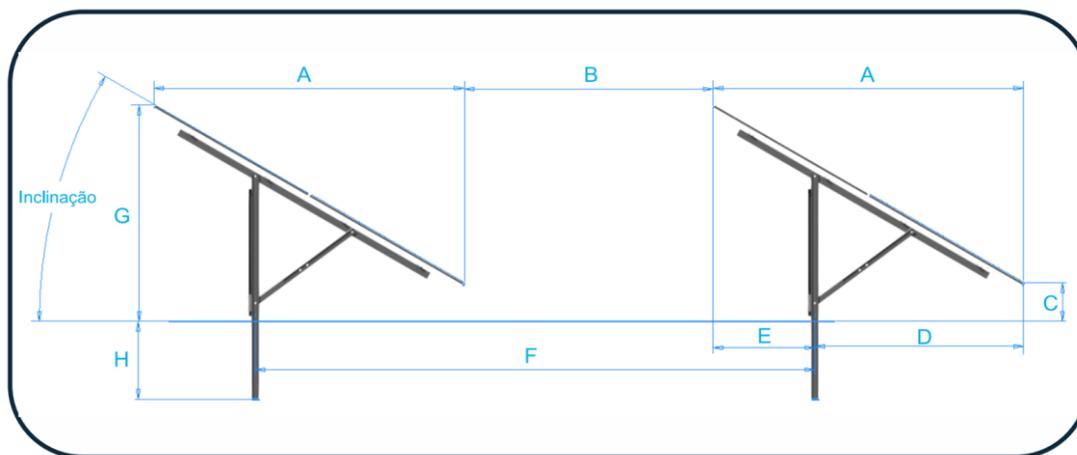


Figura 6: Estrutura solo monoposte.

Tabela 11: Dimensão Final da Estrutura monoposte.

Inclinação	A	B	C	D	E	F	G	H
$20^\circ$	4309 mm	10000 mm	978 mm	2876 mm	1433 mm	9393 mm	2542 mm	1000 mm

A equipotencialização entre os módulos e a estrutura será feita através de clips de aterramento, que são instalados juntamente com os grampos intermediários. Para exercer sua função, o clip de aterramento, possui ressaltos que rompe o isolamento da anodização do perfil e do frame do módulo, permitindo a interconexão de todos os módulos com a estrutura de fixação.

Já a equipotencialização entre as estruturas, será feita por meio do grampo de aterramento. Instalado em uma das extremidades do perfil, o grampo tem um clip que rompe a isolação do perfil anodizado e permite o contato elétrico do cabo elétrico e a estrutura. Veja a Figura 7.

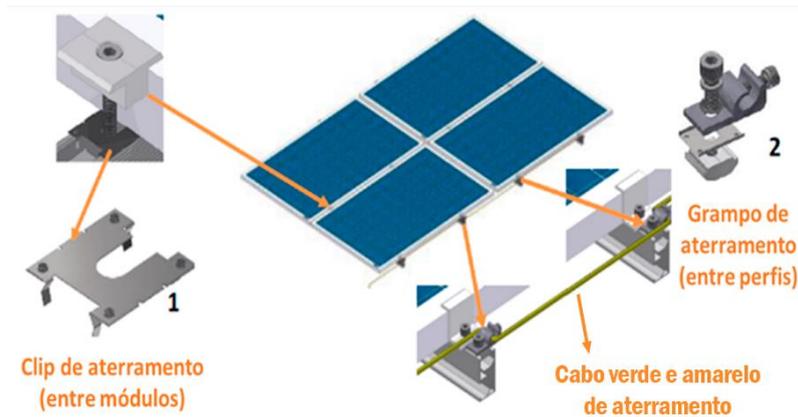


Figura 7: Sistema de aterramento módulos/estrutura. Fonte:

<https://www.energiasolarphb.com.br/sem-categoria/instalacao-correta-do-kit-de-aterramento-phb/>

O cabo de aterramento da estrutura e dos módulos será conectado ao eletrodo de aterramento da UFV, que será formado por uma malha de aterramento, feita na área de instalação dos módulos FV, conforme Figura 8. Essa malha será equipotencializada com o aterramento da subestação de energia no barramento (BEP) do QGBT, através do condutor de aterramento.

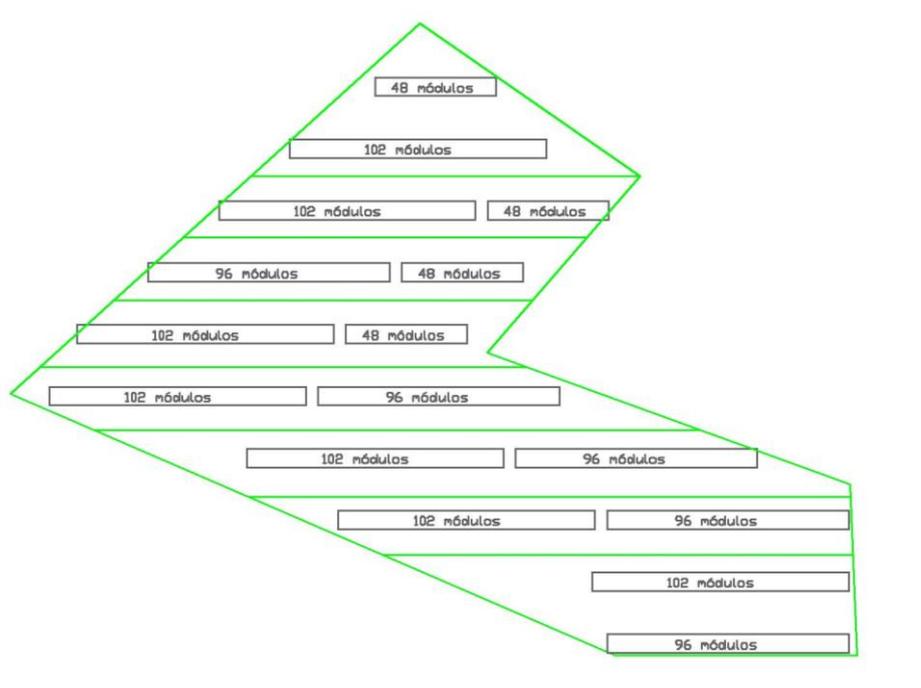


Figura 8: Malha de aterramento da UFV e disposição dos módulos na área.

O dimensionamento dos condutores de aterramento foi feito baseado nos itens 6.4 da NBR 16690:2019 [7] e 6.4.3 da NBR 5410:2004 [8], e está resumido na Tabela 12.

Tabela 12: Dimensionamento dos condutores de aterramento do lado CC e CA da UFV

<b>Seção transversal dos condutores de aterramento</b>	<b>Valor</b>
Aterramento de estruturas e carcaças metálicas no lado CC	6 mm <sup>2</sup>
Aterramento de estruturas e carcaças metálicas no lado CA (inversores)	50 mm <sup>2</sup>
Condutor de cobre nu, constituindo eletrodo de aterramento	50 mm <sup>2</sup>
Condutor de equipotencialização	50 mm <sup>2</sup>

## 2-Dimensionamento da Cabine Primária

### 2.1 CARACTERÍSTICAS CONSTRUTIVAS E ELÉTRICAS DA SUBESTAÇÃO

A subestação de entrada será em cabine blindada no modelo Power Balt 15 kV 7SR1004 ENERGISA, do grupo SETTA ENERGY. As subestações blindadas são mais seguras, mesmo em caso de explosões causadas por arco elétrico, elas são projetadas para não haver projeção de vapores e partes sólidas aquecidos na direção do operador, qualquer que seja a posição onde ele se encontra. Além disso proporcionam uma economia no tempo de instalação, visto que já sai da fábrica pronto, testado e homologado pela concessionária de energia.

O modelo utilizado terá apenas as cabines de medição e proteção, como apresentado na Figura 9 e Figura 10.

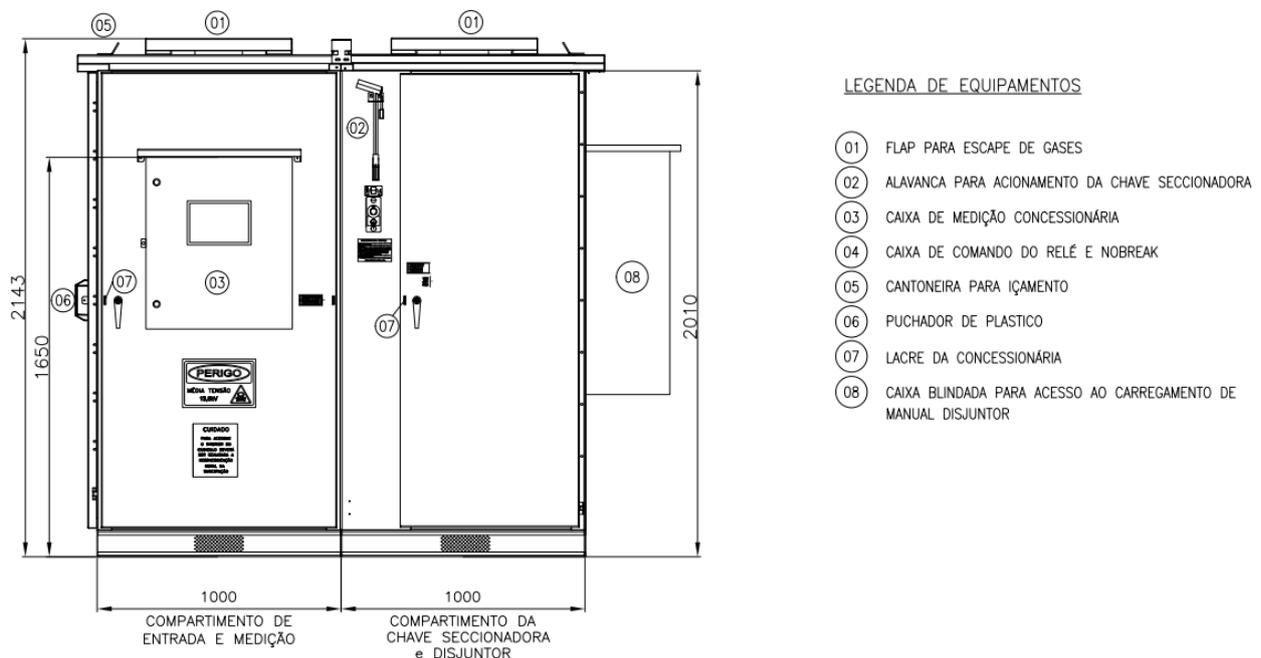


Figura 9: Vista externa frontal da subestação blindada.

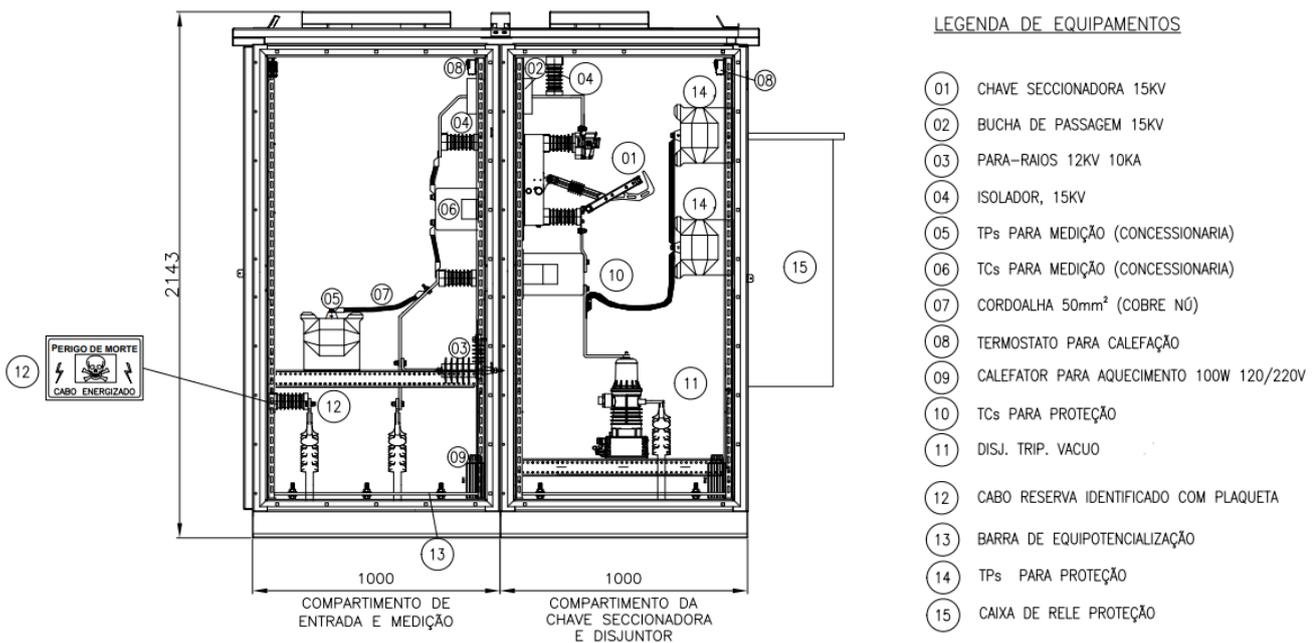


Figura 10: Vista dos equipamentos internos – frontal.

Os equipamentos da subestação são dimensionados de acordo a norma NDU-002 – Fornecimento de energia elétrica em tensão primária [9], da concessionária Energisa. Veja a Tabela 13.

Tabela 13: Dimensionamento dos equipamentos da subestação.

Equipamento	Grandeza	Valor
Tirante da bucha de passagem	Diâmetro	3/8"
Barramento de barra MT	Seção transversal	1.1/2"x3/8" (774 <sup>a</sup> )
Cabos MT cobre ponto de entrega à mufla da subestação (ramal de entrada)	Seção nominal	50 mm <sup>2</sup>
Terminais de MT 15kV	Método de instalação	Enfaixado, com saia
Condutores de aterramento cobre nu	Seção transversal	50 mm <sup>2</sup>
Base fusível da chave seccionadora	Corrente nominal	400 A

## 2.2 DISJUNTOR, RELÉ SECUNDÁRIO, TRANSFORMADORES DE TENSÃO E CORRENTE

A Tabela 14 apresenta a especificação do disjuntor de MT, com mecanismo de extinção do arco elétrico à vácuo. A Tabela 15 resume o dimensionamento do transformador de corrente (TC), destacando as correntes máximas e mínimas circulantes neste equipamento. A partir dos critérios de sensibilidade

e saturação, o TC é especificado com RTC = 40, 12,5 VA 10P20. Em condições críticas de operação, a tensão induzida máxima secundária (para corrente de curto-circuito simétrica trifásica de quase 4 kA) é quase 20 V menor que a tensão de saturação do TC. Esta margem garante confiabilidade ao sistema de proteção ante à possibilidade de leituras indevidas por parte do relé de proteção.

Tabela 14: Especificação do disjuntor de MT.

Parâmetro	Valor
Tensão máxima de operação	38 kV
Tensão nominal de operação	17,5 kV
Corrente máxima de interrupção	20 kA
Tecnologia de interrupção	À vácuo
Corrente nominal	630 A
Tempo de fechamento	≤ 70 ms
Tempo de abertura	≤ 35 ms
Tensão nominal de impulso	95 kV

Tabela 15: Transformador de corrente.

Descrição	Equação	Valores calculados
Corrente mínima para sensibilizar o relé	$I_{pick-up,n}$	4,68 A
Corrente máxima para sensibilizar o relé sem causar saturação	$I_{cc,3f}$	3724,1 A
Critério de sensibilidade	$I_{p,tc} \leq 50 \times I_{pick-up,n}$	$I_{p,tc} = 200 \text{ A}$
Critério de saturação	$V_{s,tc} \leq V_{s,max}$	RTC = 40 $V_{s,max} = 30,75 \text{ V}$ $V_{s,tc} = 50 \text{ V}$
Especificação final	12,5 VA 10P20, RTC = 40	

A Tabela 16 apresenta a especificação do transformador de potência (TP), cuja relação de transformação é de 60:1 para grupo de ligação 2. Este equipamento é utilizado para referência das proteções direcionais de sobrecorrente (i.e., fornecer tensão de polarização para definir as regiões de

atuação e bloqueio das funções de sobrecorrente direcionais) e cálculo de potência. A Tabela 17 apresenta as características do transformador a seco, sem ventilação forçada (ONAN), disposto no *skid* solar.

Tabela 16: Dimensionamento de TP de medição em 11,4 kV.

Parâmetro	Símbolo	Valor
Relação de transformação	$RTV$	60:1
Grupo (fase-terra)	-	2
Tensão primária-secundária	$V_p: V_s$	$11,4k/\sqrt{3} : 115 V$
Especificação final	0,3P75, RTV 60	

Tabela 17: Características elétricas do transformador a seco.

Característica dos transformadores	Valor
Potência aparente [kVA]	750
Tensão primária [V]	13800-4x600
Tensão secundária [V]	380
Impedância [%]	6,0 %
Classe material isolante	ONAN
Grupo de ligação	Dyn1
Frequência [Hz]	60
X/R	4,1

### 2.3 ATERRAMENTO DA SUBESTAÇÃO

A malha de aterramento será do tipo quadrado cheio, composta por 12 eletrodos (hastes de aterramento + condutor). A Figura 11 mostra o esquema proposto. Serão utilizadas hastes de aço recobertas por cobre, espessura mínima de deposição mínima de 254  $\mu\text{m}$ , diâmetro mínimo 16mm e comprimento de 2400 mm. As hastes serão espaçadas de, no mínimo, 2400mm, comprimento da haste, e serão interligadas por condutores de cobre nú contínuo, seção mínima de 50  $\text{mm}^2$ , enterrados a pelo menos 600 mm de profundidade, em conformidade com o item 11.3 da NDU-002 [9]. O eletrodo de aterramento cobrirá todo o pátio da subestação, sendo o pátio delimitado por cercas devidamente equipotencializadas ao eletrodo de aterramento.

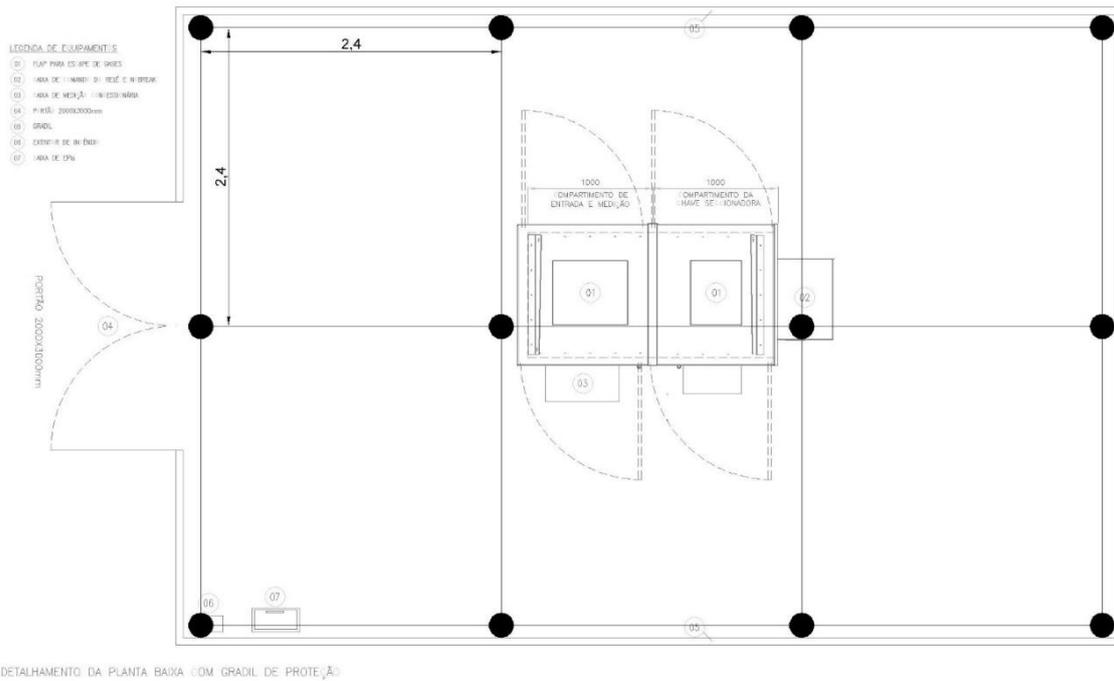


Figura 11: Malha de aterramento da subestação, tipo quadrado cheio.

Para realizar o aterramento das carcaças metálicas de equipamentos, ferragens, gradil e para uma eventual necessidade de novos pontos de aterramentos, será deixado rabichos de conexão em vários pontos da subestação. E por fim, com o objetivo de reduzir a tensão de passo, a área interna ao gradil, será recoberta por pedra brita n2.

## 2.4 ESTUDOS DE PROTEÇÃO

### 2.4.1 CÁLCULO DAS CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO

Para efeito de estudo, serão usados dados de um parecer de acesso modal. As impedâncias de seqüências do equivalente de rede são mostradas na Tabela 18.

Tabela 18: Impedância e correntes de curto-circuito fase-fase, fase-terra e trifásica na barra da SE.

Impedância equivalente	Seqüência + [ $\Omega$ ]	Seqüência - [ $\Omega$ ]	Seqüência 0 [ $\Omega$ ]
	$Z_{eq}^+ = 0.18758 + j2,04182$	$Z_{eq}^- = 0.18454 + j2,03343$	$Z_{eq}^0 = 0 + j1,48164$

As informações da rede aérea de distribuição protegida (RDP) trifásica de 11,4 kV foram fornecidas no parecer de acesso, e foram adaptadas para a situação real, e estão mostradas na Figura 12.

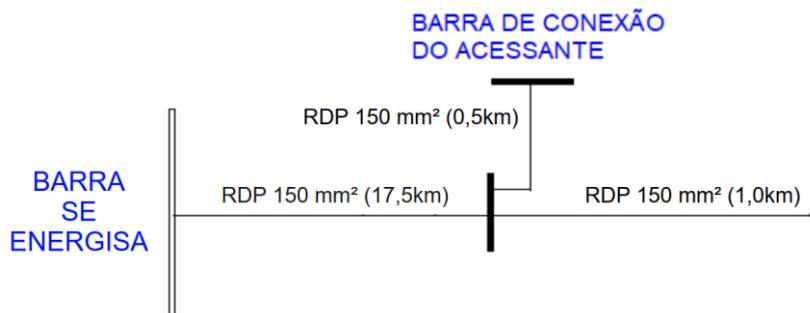


Figura 12: Configuração da rede aérea de distribuição protegida entre barra da SE e barra do acessante.

A Figura 13 mostra a tabela resumo das contribuições da ENERGISA e da usina solar fotovoltaica para as correntes de curto-circuito em algumas barras. A Tabela 10 detalha as impedâncias de cada trecho para reprodutibilidade dos resultados mostrados na Figura 13. Veja que os dispositivos de proteção em média tensão requerem capacidade de interrupção de correntes na ordem de 3,5 kA (pior caso – barra P2). Já na barra S2 (QGBT), os dispositivos de proteção em baixa tensão precisam suportar 14 kA para garantia de proteção sob tais condições adversas.

Contribuição concessionária:

BARRAS DO SISTEMA	I <sub>cc</sub> 3F [A]	I <sub>cc</sub> FT [A]
P2	3209,97	3528,19
P4	1160,13	341,19
S2	12448,46	13925,59

Contribuição acessante:

BARRAS DO SISTEMA	I <sub>cc</sub> 3F [A]	I <sub>cc</sub> FT [A]
P2	58,46	64,25
P4	59,95	17,63
S2	1981,75	2216,9

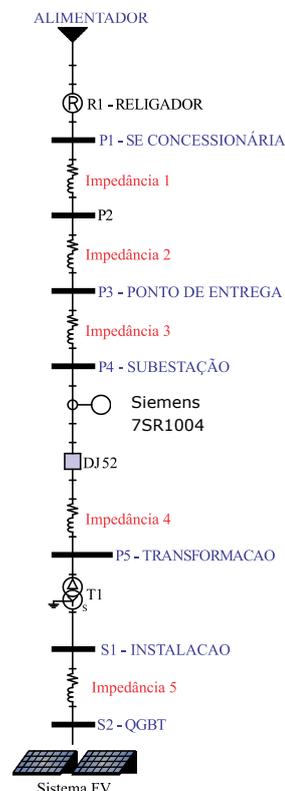


Figura 13: Resumo das contribuições da concessionária e da usina solar fotovoltaica (UFV) para as correntes de CC nas diversas barras.

Tabela 19: Impedâncias equivalentes de sequência positiva e zero do sistema.

Referência na Figura 13	Comprimento [km]	Impedância eq. De sequência positiva [ $\Omega$ ]	Impedância eq. Sequência zero [ $\Omega$ ]
Impedância 1	-	$0,18758 + j2,04182$	$0 + j1,48164$
Impedância 2	18	$2,8818 + j2,7054$	$35,3592 + j26,2908$
Impedância 3	0,05	$0,02374 + j0,00874$	$0,116615 + j0,085235$
Impedância 4	0,01	$0,004748 + j0,001748$	$0,023323 + j0,01747$
Impedância 5	0	-	-

### 2.4.2 PARAMETRIZAÇÃO DAS FUNÇÕES DE PROTEÇÃO

A Tabela 20 apresenta as características das curvas de proteção de fase e neutro do religador para coordenação com a proteção do acessante. As funções de proteção implementadas, em conformidade com a NDU-015 [10] conforme Tabela 21, 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;
- Função 51V – proteção de sobrecorrente com restrição por tensão. Duas unidades, uma atrelada à cada função 67.

Tabela 20: Ajustes de religadores para coordenação, fornecidas pela concessionária.

Ajuste de fase		Ajuste de neutro	
<b>Pick-up</b>	300 A	<b>Pick-up</b>	60 A
<b>Curva</b>	IEC VI (Muito inverso)	<b>Curva</b>	TD (Tempo definido)
<b>Dial</b>	0,1	<b>Tempo</b>	8 s
<b>T. adicional</b>	-	<b>T. adicional</b>	-

Tabela 21: Definição das proteções e suas respectivas parametrizações.

Código ANSI	Descrição	Parâmetro	Ajuste
32 (1)	Direcional de Potência (Sentido ENERGISA)	Potência Ativa	624,75 kW
		Tempo	15 s
32 (2)	Direcional de potência	Potência Ativa	283,5 kW

	(sentido acessante)	Tempo	15 s
67 (1)	Direcional de sobrecorrente de fase (sentido conc.)	Pickup (A)	34,39
		Curva	EI
		Dial	0,1
		Tempo Adicional	-
		Instantâneo	-
		Ângulo	45°
67 (2)	Direcional de sobrecorrente de fase (sentido acessante)	Pickup (A)	15,6 A
		Curva	EI
		Dial	0,2
		Instantâneo	319,06 A
		Tempo Adicional	-
		Ângulo	45°
67N (1)	Sobrecorrente de neutro	Pickup (A)	10,32 A
		Curva	Tempo definido
		Dial	6 s
		Tempo Adicional	-
		Instantâneo	-
		Ângulo	110°
67N (2)	Direcional de Sobrecorrente de neutro	Pickup (A)	4,68 A
		Curva	Tempo definido
		Dial	3 s
		Tempo Adicional	-
		Instantâneo	95,72 A
		Ângulo	110°
51 V	Sobrecorrente com restrição por tensão	Tensão	6,58 kV

Além disso, as proteções serão parametrizadas no relé de proteção Siemens 7SR10046100, instalado em cubículo de proteção abrigado em cabine blindada. Os sinais de corrente e tensão são instrumentados por TCs e TPs de RTC e RTV de 40 e 60, respectivamente. As curvas direcionais de sobrecorrente de fase são do tipo IEC extremamente inversa, enquanto as direcionais curvas de sobrecorrente de neutro são do tipo tempo definido. Unidade instantânea estão somente implementadas nas funções 67(2) e 67N(2), devidamente ajustadas para não atuarem em decorrência da corrente de magnetização do transformador de média tensão.

### 2.4.3 ESTUDO DE SELETIVIDADE E COORDENAÇÃO

A Figura 14 e Figura 15 mostram os coordenogramas em papel formatado bi-log tempo  $\times$  corrente, onde se pode verificar a coordenação e seletividade da proteção dimensionada para qualquer valor de corrente de fase e neutro, respectivamente. As correntes estão referidas ao primário. Além disso, os seguintes pontos de operação podem ser encontrados nos gráficos:

- Correntes de partida do relé de fase e neutro (Pickup);
- Corrente ANSI do transformador;
- Correntes de curto-circuito trifásico e fase-terra fornecidos pela concessionária;

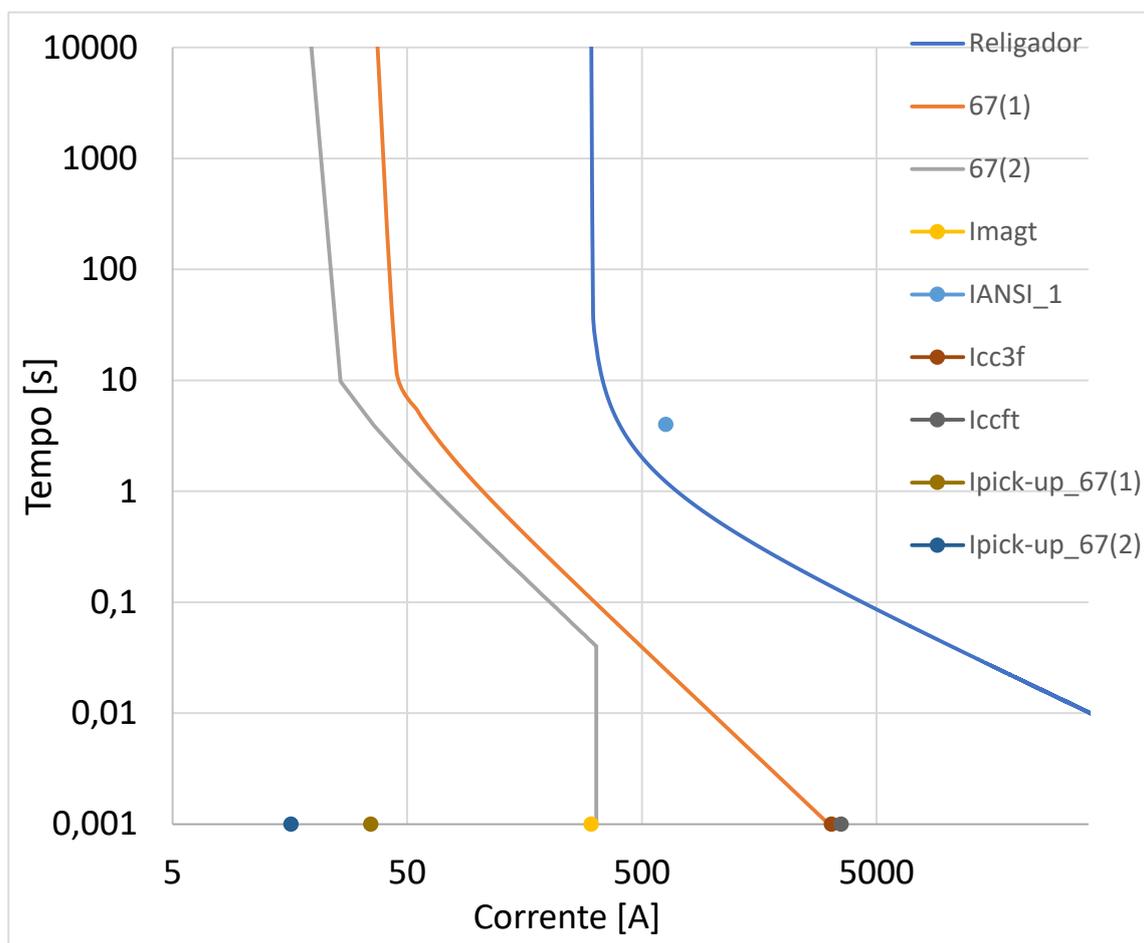


Figura 14: Coordenograma das proteções de fase.

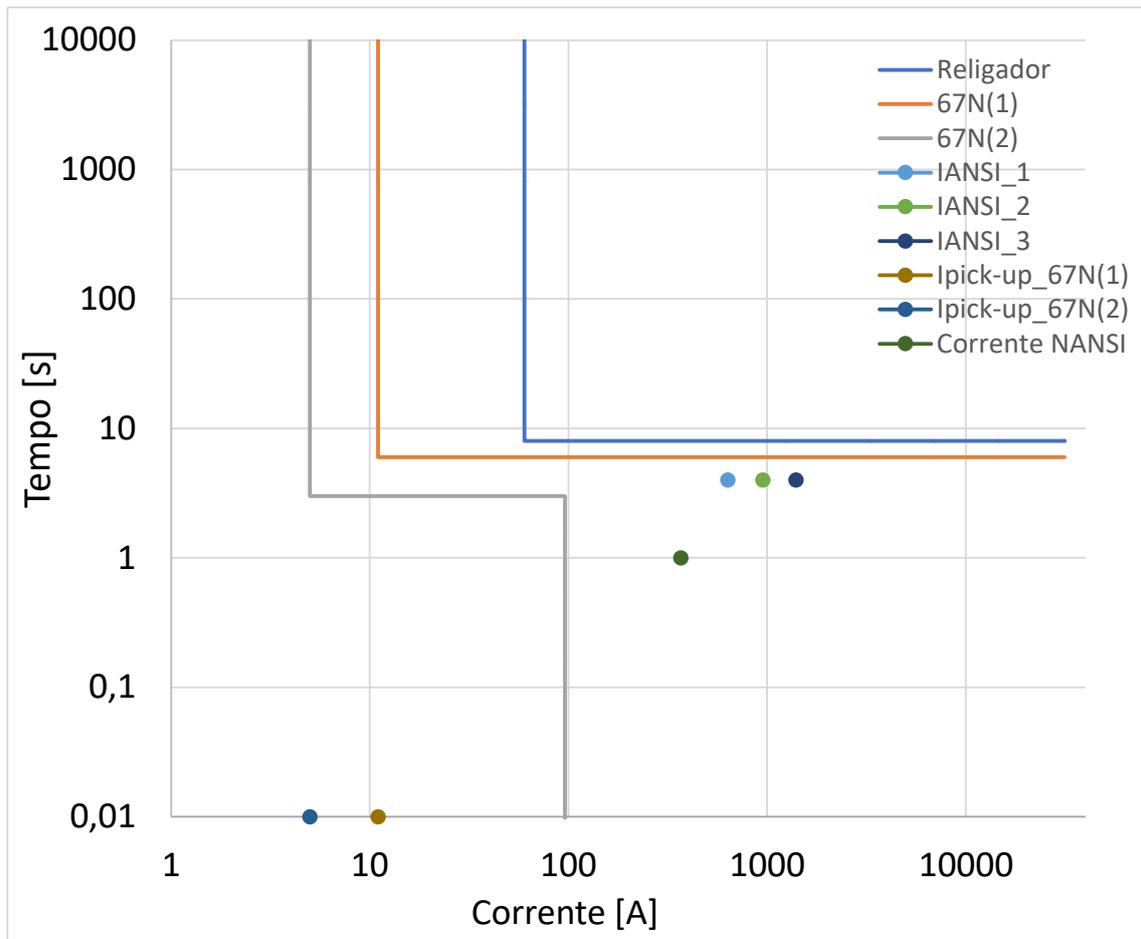


Figura 15: Coordenograma das proteções de neutro.

- Corrente de magnetização dos transformadores;
- Curva temporizada IEC muito inversa de fase, do religador;
- Curva temporizada IEC extremamente inversa de fase 67(1), sem unidade instantânea;
- Curva temporizada IEC extremamente inversa de fase 67(2), com unidade instantânea;
- Curva tempo definido de neutro 67N(1), sem unidade instantânea;
- Curva tempo definido de neutro 67N(1), com unidade instantânea.

Nota-se, nas Figura 14 e Figura 15, a seletividade entre as proteções principais e de retaguarda.

## 2.4.4 PARAMETRIZAÇÃO DO RELÉ DE PROTEÇÃO SIEMENS 7SR1004-3KB20-2CAO

As figuras a seguir mostram as telas de parametrização do relé Siemens.

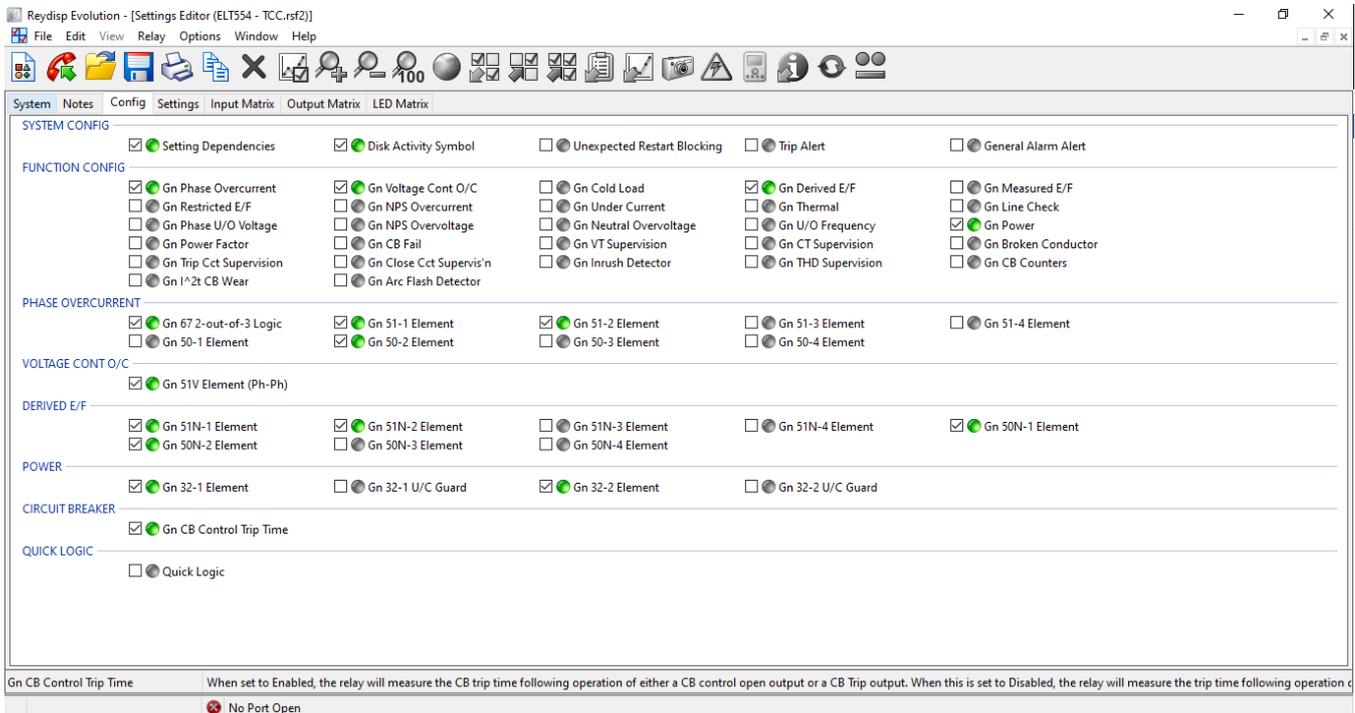


Figura 16: Parametrização do relé Siemens 7SR1004-3KB20-2CA0.

```

CT/VT CONFIG
Phase Nom Voltage           (40..160)           115V
Phase Voltage Trim Magnitude (0..20)             0V
Phase Voltage Trim Angle    (-45..45)          0deg
Phase Voltage Config        (Van,Vbn,Vcn..Va,Vb,Vc)
Phase VT Ratio Prim         ( 6 Character String) 6582..
Phase VT Ratio Sec          (40..160)           115
Phase Current Input         (1..5)              5A
Phase CT Ratio Prim         ( 6 Character String) 200...
Phase CT Ratio Sec          (0.2..7)            5
Earth Current Input         (1..5)              5A
Earth CT Ratio Prim         ( 6 Character String) 200...
Earth CT Ratio Sec          (0.2..7)            5
Phase Rotation              (A,B,C..A,C,B)     A,B,C
    
```

Figura 17: Parametrização das configurações dos TCs e TPs no relé 7SR1004-3KB20-2CA0.

```

FUNCTION CONFIG
Gn Phase Overcurrent        (Enabled..Disabled) Enabled
Gn Voltage Cont O/C         (Enabled..Disabled) Enabled
Gn Cold Load               (Enabled..Disabled) Disabled
Gn Derived E/F              (Enabled..Disabled) Enabled
Gn Measured E/F             (Enabled..Disabled) Disabled
Gn Restricted E/F           (Enabled..Disabled) Disabled
Gn NPS Overcurrent          (Enabled..Disabled) Disabled
Gn Under Current            (Enabled..Disabled) Disabled
Gn Thermal                  (Enabled..Disabled) Disabled
Gn Line Check               (Enabled..Disabled) Disabled
Gn Phase U/O Voltage        (Enabled..Disabled) Disabled
Gn NPS Overvoltage          (Enabled..Disabled) Disabled
Gn Neutral Overvoltage      (Enabled..Disabled) Disabled
Gn U/O Frequency            (Enabled..Disabled) Disabled
Gn Power                    (Enabled..Disabled) Enabled
Gn Power Factor             (Enabled..Disabled) Disabled
Gn CB Fail                  (Enabled..Disabled) Disabled
Gn VT Supervision           (Enabled..Disabled) Disabled
Gn CT Supervision           (Enabled..Disabled) Disabled
Gn Broken Conductor         (Enabled..Disabled) Disabled
Gn Trip Cct Supervision     (Enabled..Disabled) Disabled
Gn Close Cct Supervis'n    (Enabled..Disabled) Disabled
Gn Inrush Detector          (Enabled..Disabled) Disabled
Gn THD Supervision         (Enabled..Disabled) Disabled
Gn CB Counters              (Enabled..Disabled) Disabled
Gn I^2t CB Wear            (Enabled..Disabled) Disabled
Gn Arc Flash Detector       (Enabled..Disabled) Disabled
    
```

Figura 18: Funções habilitadas no relé 7SR1004-3KB20-2CA0.

```

PHASE OVERCURRENT
Gn 67 Char Angle          (-95..95)          45deg
Gn 67 Minimum Voltage    (1..20)            10V
Gn 67 2-out-of-3 Logic   (Enabled..Disabled) Enabled
Gn 50 Measurement        (RMS..Fundamental) Fundamental
Gn 51 Measurement        (RMS..Fundamental) Fundamental
  51-1
    Gn 51-1 Element       (Disabled..Enabled) Enabled
    Gn 51-1 Dir. Control  (Non-Dir..Reverse) Reverse
    Gn 51-1 Setting       (0.05..4)          0.18xIn
    Gn 51-1 Char          (DTL..ANSI-EI)     IEC-EI
    Gn 51-1 Time Mult (IEC/ANSI(0.01..100) 0.1
    Gn 51-1 Min Operate Time (0..20)            0s
    Gn 51-1 Follower DTL  (0..20)            0s
    Gn 51-1 Reset         ((IEC/ANSI) Decaying..60) 0s
  51-2
    Gn 51-2 Element       (Disabled..Enabled) Enabled
    Gn 51-2 Dir. Control  (Non-Dir..Reverse) Forward
    Gn 51-2 Setting       (0.05..4)          0.08xIn
    Gn 51-2 Char          (DTL..ANSI-EI)     IEC-EI
    Gn 51-2 Time Mult (IEC/ANSI(0.01..100) 0.2
    Gn 51-2 Min Operate Time (0..20)            0s
    Gn 51-2 Follower DTL  (0..20)            0s
    Gn 51-2 Reset         ((IEC/ANSI) Decaying..60) 0s
  51-3
    Gn 51-3 Element       (Disabled..Enabled) Disabled
  51-4
    Gn 51-4 Element       (Disabled..Enabled) Disabled
  50-1
    Gn 50-1 Element       (Disabled..Enabled) Disabled
  50-2
    Gn 50-2 Element       (Disabled..Enabled) Enabled
    Gn 50-2 Dir. Control  (Non-Dir..Reverse) Forward
    Gn 50-2 Setting       (0.05..50)         1.6xIn
    Gn 50-2 Delay         (0..14400)         0s
  50-3
    Gn 50-3 Element       (Disabled..Enabled) Disabled
  50-4
    Gn 50-4 Element       (Disabled..Enabled) Disabled
    
```

Figura 19: Parametrização da função 67 relé 7SR1004-3KB20-2CA0.

```

DERIVED E/F
Gn 67N Polarizing Quantity (ZPS..NPS)          ZPS
Gn 67N Char Angle         (-95..95)          95deg
Gn 67N Minimum Voltage    (0.33..3)          0.33V
  51N-1
    Gn 51N-1 Element       (Disabled..Enabled) Enabled
    
```

tings Editor

```

Gn 51N-1 Dir. Control      (Non-Dir..Reverse) Reverse
Gn 51N-1 Setting          (0.05..4)          0.06xIn
Gn 51N-1 Char             (DTL..ANSI-EI)     DTL
Gn 51N-1 Delay (DTL)      (0..20)            6s
Gn 51N-1 Min Operate Time (0..20)            0s
Gn 51N-1 Follower DTL     (0..20)            0s
Gn 51N-1 Reset           ((IEC/ANSI) Decaying..60) 0s
  51N-2
    Gn 51N-2 Element       (Disabled..Enabled) Enabled
    Gn 51N-2 Dir. Control  (Non-Dir..Reverse) Forward
    Gn 51N-2 Setting       (0.05..4)          0.05xIn
    Gn 51N-2 Char          (DTL..ANSI-EI)     DTL
    Gn 51N-2 Delay (DTL)   (0..20)            3s
    Gn 51N-2 Min Operate Time (0..20)            0s
    Gn 51N-2 Follower DTL  (0..20)            0s
    Gn 51N-2 Reset         ((IEC/ANSI) Decaying..60) 0s
  51N-3
    Gn 51N-3 Element       (Disabled..Enabled) Disabled
  51N-4
    Gn 51N-4 Element       (Disabled..Enabled) Disabled
  50N-1
    Gn 50N-1 Element       (Disabled..Enabled) Enabled
    Gn 50N-1 Dir. Control  (Non-Dir..Reverse) Non-Dir
    Gn 50N-1 Setting       (0.05..50)         0.5xIn
    Gn 50N-1 Delay         (0..14400)         0s
  50N-2
    Gn 50N-2 Element       (Disabled..Enabled) Enabled
    Gn 50N-2 Dir. Control  (Non-Dir..Reverse) Forward
    Gn 50N-2 Setting       (0.05..50)         0.5xIn
    Gn 50N-2 Delay         (0..14400)         0s
  50N-3
    Gn 50N-3 Element       (Disabled..Enabled) Disabled
  50N-4
    Gn 50N-4 Element       (Disabled..Enabled) Disabled
    
```

Figura 20: Parametrização da função 67N relé 7SR1004-3KB20-2CA0.

```

POWER
32-1
Gn 32-1 Element          (Disabled..Enabled)      Enabled
Gn 32-1 Operation        (Under..Over)            Over
Gn 32-1 1Ph/3Ph Power    (3Ph..1Ph)               3Ph
Gn 32-1 Power            (Real..Apparent)         Real
Gn 32-1 Dir. Control     (Non-Dir..Reverse)       Reverse
Gn 32-1 Setting          (0.05..2)                0.16xSn
Gn 32-1 Delay            (0..14400)               15s
Gn 32-1 U/C Guard        (Disabled..Enabled)      Disabled
32-2
Gn 32-2 Element          (Disabled..Enabled)      Enabled
Gn 32-2 Operation        (Under..Over)            Over
Gn 32-2 1Ph/3Ph Power    (3Ph..1Ph)               3Ph
Gn 32-2 Power            (Real..Apparent)         Real
Gn 32-2 Dir. Control     (Non-Dir..Reverse)       Forward
Gn 32-2 Setting          (0.05..2)                0.08xSn
Gn 32-2 Delay            (0..14400)               15s
Gn 32-2 U/C Guard        (Disabled..Enabled)      Disabled

```

Figura 21: Parametrização da função 51V relé 7SR1004-3KB20-2CA0.

```

VOLTAGE CONT O/C
Gn 51V Element (Ph-Ph)    (Disabled..Enabled)      Enabled
Gn 51V Setting           (5..200)                 57V
Gn 51V VTS Action        (Off..Inhibit)          Off
Gn 51-1 Multiplier       (0.25..1)                0.75
Gn 51-2 Multiplier       (0.25..1)                0.75

```

Figura 22: Parametrização da função 32 relé 7SR1004-3KB20-2CA0.

## 2.5 DIAGRAMA UNIFILAR

A Figura 23 apresenta o diagrama unifilar completo da unidade consumidora, desde o ponto de entrega concessionária até os inversores FV. Todos os equipamentos mostrados na Figura 23 foram devidamente descritos nas seções anteriores.

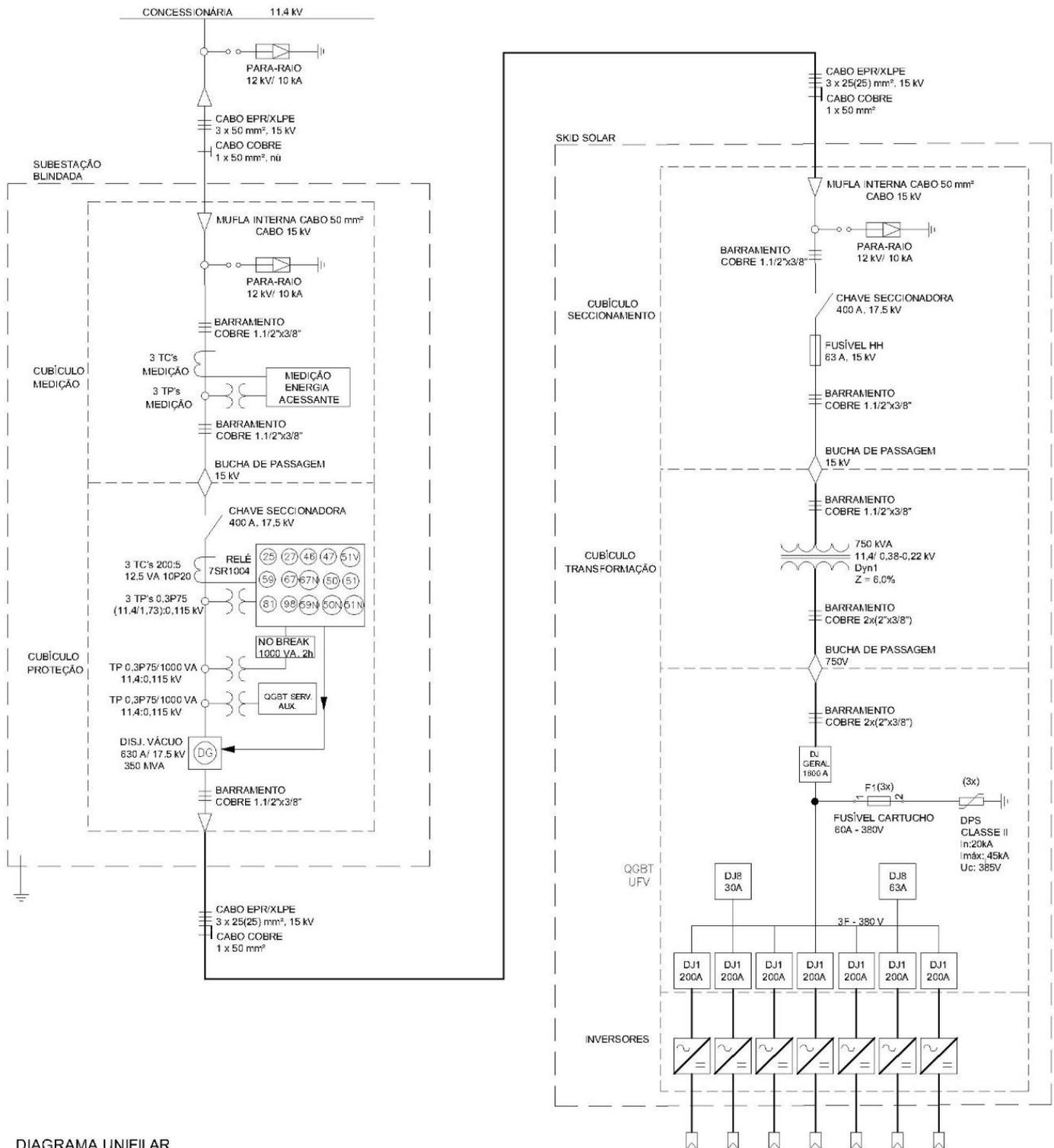


DIAGRAMA UNIFILAR

Figura 23: Diagrama unifilar.

## 3- Análise de Viabilidade Econômica

### 3.1 CUSTOS ESTIMADOS

A Tabela 22 apresenta os custos de CAPEX da UFV, onde discrimina-se os custos com equipamentos FV, *skid solar*, subestação, engenharia, cabos e miscelâneas elétricas.

Tabela 22: Custos considerados para construção da UFV.

ITEM	VALOR
1 - kit Solar (módulos + inversores + estrutura de fixação)	R\$ 1.534.799,01
2 - Aterramento UFV	R\$ 35.800,00
3 - Instalação	R\$ 597.713,00
4 - Skid Solar	R\$ 493.684,97
5 - Subestação + Aterramento SE	R\$ 121.092,90
6 - Engenharia	R\$ 216.831,00
7 - Cabos e Miscelâneas elétricas	R\$ 25.030,00
<b>Total</b>	<b>R\$ 3.024.950,88</b>

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

Os custos operacionais e premissas financeiras são apresentados na Tabela 23. A troca dos inversores é prevista no 11º ano, assim como uma manutenção anual de 13.600 reais (primeiro ano). Todas as tarifas são reajustadas anualmente em 5%, assim como os custos de O&M.

Tabela 23: Premissas financeiras.

Variáveis	Valor
Reajuste anual das tarifas de energia	5%
Reajuste anual dos custos de O&M	5%
Taxa mínima de atratividade	9%
Custos mensais relativos à demanda de geração contratada – primeiro ano	15,99 R\$/kW
Tarifa de energia horário fora ponta (FP) – primeiro ano	0,57 R\$/kWh
Tarifa de energia horário ponta (P) – primeiro ano	3,37 R\$/kWh
Queda de eficiência dos módulos FV (abordagem conservadora)	1%/a.a.
Manutenção anual – primeiro ano	R\$13.600,00
Troca de inversores no décimo primeiro ano	R\$128.100,00

### 3.3 Análise da viabilidade financeira

Considerando o investimento inicial apresentado na seção 3.1, as taxas de reajuste anual das tarifas de energia e custos de O&M, a perda de eficiência dos módulos FV e a troca de inversores no 11º ano apresentados na seção anterior, o fluxo de caixa é apresentado na Tabela 24.

Tabela 24: Fluxo de Caixa para 20 anos.

Ano	Invest. R\$	Produção kWh/ano	Valor FP R\$/kWh	Valor Ponta R\$/kWh	Despesa Manutenção R\$	Despesa Demanda Geração	Fluxo de Caixa	Saldo Acumulado	Fluxo Descont.	Saldo Descontado
1	R\$ 3.024.951	1.126.489	0,57	3,37	13.600	65.479	-R\$ 2.334.015	-R\$ 2.334.015	-R\$ 2.334.015	-R\$ 2.334.015
2	0	1.115.224	0,63	3,72	13.668	68.753	R\$ 740.698	-R\$ 1.593.317	R\$ 623.430	-R\$ 1.710.585
3	0	1.104.072	0,66	3,90	13.736	72.191	R\$ 751.506	-R\$ 841.812	R\$ 580.300	-R\$ 1.130.284
4	0	1.093.031	0,69	4,10	13.805	75.800	R\$ 761.797	-R\$ 80.015	R\$ 539.676	-R\$ 590.609
5	0	1.082.101	0,73	4,30	13.874	79.590	R\$ 771.503	R\$ 691.488	R\$ 501.424	-R\$ 89.185
6	0	1.071.280	0,76	4,52	13.943	83.570	R\$ 780.552	R\$ 1.472.040	R\$ 465.418	R\$ 376.233
7	0	1.060.567	0,80	4,74	14.013	87.748	R\$ 788.866	R\$ 2.260.906	R\$ 431.537	R\$ 807.770
8	0	1.049.961	0,84	4,98	14.083	92.136	R\$ 796.361	R\$ 3.057.267	R\$ 399.667	R\$ 1.207.437
9	0	1.039.462	0,88	5,23	14.154	96.742	R\$ 508.561	R\$ 3.565.828	R\$ 234.156	R\$ 1.441.592
10	0	1.029.067	0,93	5,49	14.224	101.579	R\$ 515.324	R\$ 4.081.152	R\$ 217.678	R\$ 1.659.271
11	R\$ 128.100	1.018.776	0,97	5,76	14.296	106.658	R\$ 393.566	R\$ 4.474.718	R\$ 152.520	R\$ 1.811.790
12	0	1.008.589	1,02	6,05	14.367	111.991	R\$ 527.535	R\$ 5.002.253	R\$ 187.557	R\$ 1.999.347
13	0	998.503	1,07	6,35	14.439	117.591	R\$ 532.877	R\$ 5.535.130	R\$ 173.813	R\$ 2.173.160
14	0	988.518	1,13	6,67	14.511	123.471	R\$ 537.633	R\$ 6.072.763	R\$ 160.885	R\$ 2.334.045
15	0	978.633	1,18	7,01	14.584	129.644	R\$ 541.740	R\$ 6.614.503	R\$ 148.728	R\$ 2.482.774
16	0	968.846	1,24	7,36	14.656	136.126	R\$ 545.131	R\$ 7.159.634	R\$ 137.302	R\$ 2.620.076
17	0	959.158	1,31	7,72	14.730	142.933	R\$ 547.732	R\$ 7.707.366	R\$ 126.566	R\$ 2.746.642
18	0	949.566	1,37	8,11	14.803	150.079	R\$ 549.466	R\$ 8.256.832	R\$ 116.483	R\$ 2.863.125
19	0	940.071	1,44	8,52	14.877	157.583	R\$ 550.251	R\$ 8.807.083	R\$ 107.018	R\$ 2.970.143
20	0	930.670	1,51	8,94	14.952	165.462	R\$ 549.998	R\$ 9.357.081	R\$ 98.137	R\$ 3.068.280

Em um horizonte de 20 anos:

- A taxa interna de retorno (TIR) calculada foi de 30,79%;
- O valor presente líquido (VPL) calculado foi de R\$5.393.115,00
- O retorno sobre investimentos (payback) simples foi calculado em 4,10 anos, sem correção monetária da inflação;
- O retorno sobre investimentos (payback) descontado foi calculado em 5,19 anos, com correção monetária da inflação;
- O custo nivelado de energia (LCOE, do inglês levelized cost of energy) foi calculado em R\$ 0,52;

A partir dos indicadores financeiros acima, é possível concluir que o projeto da usina FV é viável, exequível e rentável.

## 4- Conclusões

Este trabalho percorre todas as etapas necessárias para um projeto de geração fotovoltaica e consolida uma abordagem sistemática para projeto de usinas enquadradas na modalidade de minigeração distribuída (Grupo A).

Para aproximar às práticas de mercado, uma subestação abrigada blindada de média tensão foi empregada para realizar a interface com a rede de média tensão da concessionária. As devidas proteções foram dimensionadas no relé de proteção Siemens 7SR1004, assim como foi verificado coordenação e seletividade com a proteção de retaguarda. Os estudos de curto-circuito definiram os disjuntores e componentes do QGBT para adequada interrupção em caso de falhas à terra ou falhas simétricas francas.

O projeto mostra-se tecnicamente viável e rentável, com um retorno de 5,19 anos e uma TIR de 30,79% e LCOE de R\$ 0,52 por kWh produzido, considerando um horizonte de 20 anos.

## 5- REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] ESTIMATE. [Online]. Available: [https://play.google.com/store/apps/details?id=br.developer.gesep.estimate&hl=pt\\_BR&gl=US&pli=1](https://play.google.com/store/apps/details?id=br.developer.gesep.estimate&hl=pt_BR&gl=US&pli=1).
- [2] SUNSURVEYOR. [Online]. Available: [https://play.google.com/store/apps/details?id=com.ratana.sunsurveyor&hl=pt\\_BR&gl=US](https://play.google.com/store/apps/details?id=com.ratana.sunsurveyor&hl=pt_BR&gl=US).
- [3] A. N. D. E. ELÉTRICA, “RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 3.210, DE 20 DE JUNHO DE 2023,” [Online]. Available: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20233210ti.pdf>.
- [4] J. Solar, “Tiger Neo N-type 72HL4-(V) 555-575 Watt,” [Online]. Available: <https://www.energiasolarphb.com.br/wp-content/uploads/2023/05/JINKO-575W-MONO-TR-NEO-N-TYPE-JKM575N-72HL4-V.pdf>.
- [5] P. Solar, “Inversor Solar Trifásico PHB,” [Online]. Available: [https://www.plataformaphbsolar.com.br/imagensite/inversores/datasheet/inversor\\_mt\\_20a.pdf](https://www.plataformaphbsolar.com.br/imagensite/inversores/datasheet/inversor_mt_20a.pdf).
- [6] ABNT NBR 16612, Cabos de Potência para sistemas fotovoltaicos, não halogenados, isolados, com cobertura - Requisitos de desempenho, 2020.
- [7] ABNT NBR 16690, Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos - Requisitos de projeto, 2019.
- [8] ABNT NBR 5410, Instalações elétricas de baixa tensão, 2008.
- [9] ENERGISA NDU-002, “Fornecimento de energia elétrica em tensão primária,” [Online]. Available: <https://www.energisa.com.br/Documents/Normas%20técnicas/NDU%20002%20-%20Fornecimento%20de%20Energia%20Elétrica%20em%20Tensão%20Primária.pdf>.
- [10] ENERGISA NDU-015, “Critérios para a Conexão em Média Tensão de Acessantes de Geração Distribuída ao Sistema de Distribuição,” [Online]. Available: <https://www.energisa.com.br/Documents/Normas%20técnicas/NDU%20015%20-%20Critérios%20para%20a%20Conexão%20em%20Média%20Tensão%20de%20Acessantes%20de%20Geração%20Distribuída%20ao%20Sistema%20de%20Distribuição.pdf>.



Coordenadoria de  
Educação Aberta e a Distância