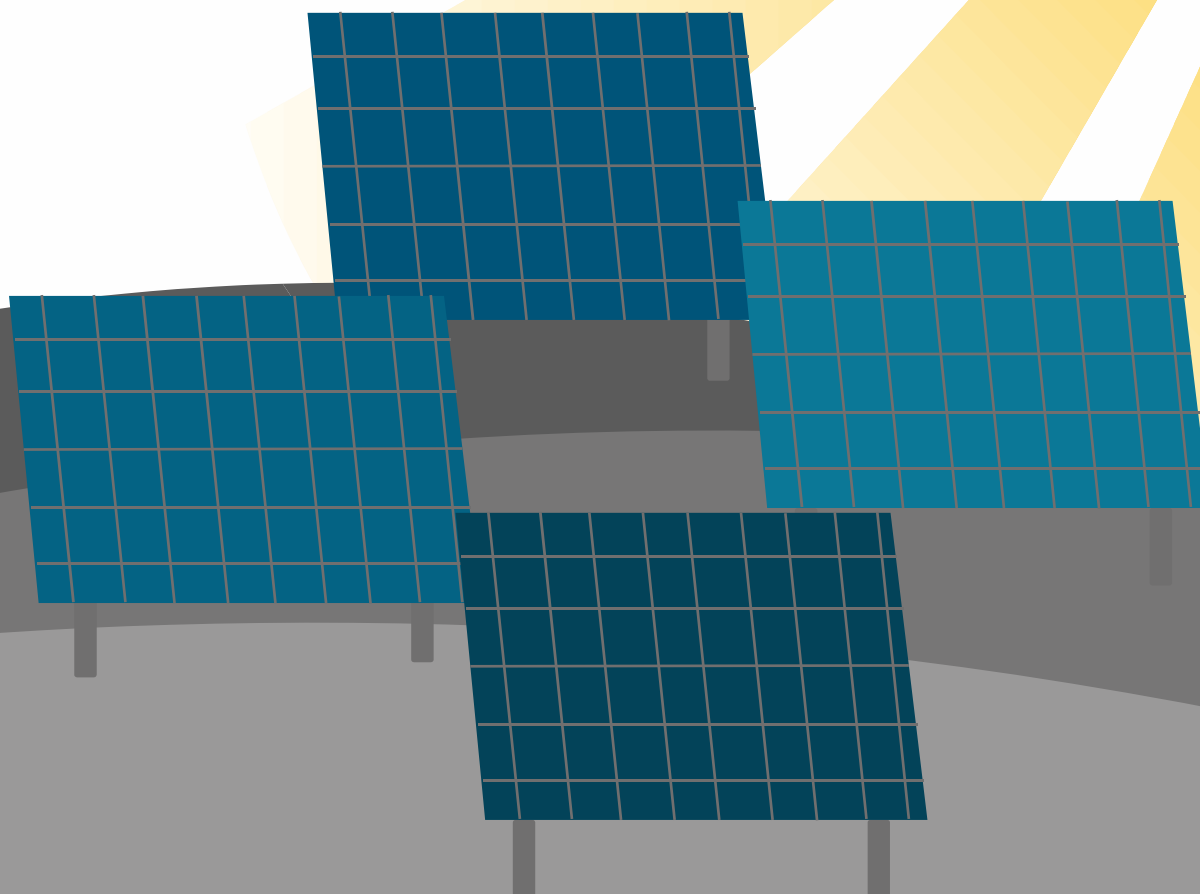


Universidade Federal de Viçosa - UFV

Centro de Ciências Exatas e Tecnológicas - CCE

Departamento de Engenharia Elétrica - DEL



Análise de Projeto de Minigeração Distribuída de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede

ELT 554 - TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

Aluna: Priscila Contarini Machado

Orientador: Prof. Me. João Marcus Soares Callegari

Coorientador: Prof. Dr. Heverton Augusto Pereira

Viçosa, 22 de Fevereiro de 2022.

ATA DE APROVAÇÃO

Aluna: Priscila Contarini Machado

Análise de Projeto de Minigeração Distribuída de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede

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 22 de Fevereiro de 2022.

Presidente e Orientador: Prof. Me. João Marcus Soares Callegari
Universidade Federal de Viçosa

Coorientador: Prof. Dr. Heverton Augusto Pereira
Universidade Federal de Viçosa

Membro Titular: Prof. Dr. Lucas Santana Xavier
Universidade Federal de Minas Gerais

Membro Titular: Prof. Me. William Caires Silva Amorim
Universidade Federal de Viçosa

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho

Aos meus pais, por sempre estarem ao meu lado dando conselhos, palavras de incentivo e afeto, por sempre apoiarem minhas decisões.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, a Deus por me guiar da melhor maneira possível por mais esta etapa da minha vida.

À minha família, meu pai Marcos Leandro, minha mãe Rosane e minha irmã Pâmela que sempre estiveram ao meu lado,

Aos professores que lecionaram cada uma das disciplinas do curso, que com certeza contribuíram de alguma forma para minha formação profissional e, em especial, ao meu Professor e Orientador João Marcus Soares Callegari, que forneceu apoio nesta reta final do curso.

Por fim, agradeço a todas as pessoas que me ajudaram direta ou indiretamente a concluir o curso e este trabalho.

RESUMO

As fontes alternativas de energia têm crescido consideravelmente nas últimas décadas. Trazer fontes de energia que antes não eram tão bem aproveitadas é uma ótima forma para o desenvolvimento de um país. Um bom exemplo é a utilização da energia solar, que apenas na última década tomou forma no Brasil. Este trabalho apresentará a solução de geração de energia utilizando a tecnologia fotovoltaica, para atender uma empresa mineira na região do Centro Oeste de Minas Gerais. Os objetivos principais deste trabalho consistem em: (i) dimensionar e elaborar um projeto solar fotovoltaico de 260 kW instalado no âmbito da Minigeração Distribuída; (ii) reduzir as despesas anuais com energia elétrica; e (iii) avaliar a viabilidade econômica atrativa para realização deste empreendimento. Com base na irradiação solar local de 5,3 kWh/m²dia, o sistema solar fotovoltaico conta com 676 módulos de 530 Wp e 2 inversores totalizando 260 kW. A instalação dos módulos é feita sobre telhado de galpão industrial, ocupando cerca de 3.000 m² e orientados com azimute de 25°. O projeto apresentou, no horizonte de 20 anos, uma taxa interna de retorno de 22 % a.a. e Pay-Back descontado de 6 anos e 4 meses.

Palavras-chave: Dimensionamento Fotovoltaico, Energia Fotovoltaica, Minigeração Distribuída, Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Esquema prático de um sistema fotovoltaico conectado à rede [4].	2
Figura 2 - Valores de Radiação Solar de Formiga – MG [11]......	5
Figura 3 - Curva de Radiação Solar de Formiga – MG [11].	5
Figura 4 - Ângulo de declinação do Sol, adaptado de [9]......	6
Figura 5 - Modelagem do telhado do cliente.....	7
Figura 6 - Modelagem do Sombreamento às 8 horas e ao meio-dia.....	7
Figura 7 - Modelagem do Sombreamento às 16 horas e vista lateral ao meio-dia.....	8
Figura 8 - Geração Prevista Mensal do Sistema fotovoltaico.....	17
Figura 9 - GD até 300 kW interligada com inversores - SE nº2 [6].	20
Figura 10 - Diagrama de impedância de Sequência Positiva, Negativa e Zero.....	25
Figura 11 - Coordenograma das Proteções de Fase.	29
Figura 12 - Coordenograma das Proteções de Neutro.	30
Figura 13 - Pay-Back horizonte de 20 anos.....	32
Figura 14 - Planta de Situação.	34
Figura 15 - Diagrama Unifilar.....	35
Figura 16 - Arranjo das <i>strings</i> no telhado.....	35
Figura 17 - Diagrama Trifilar.....	36

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Informação da UC.	3
Tabela 2 - Histórico de Consumo da UC.	4
Tabela 3 – Parâmetros de perdas de um sistema fotovoltaico conectado à rede.	9
Tabela 4 - Perdas percentuais por Orientação.	9
Tabela 5 – Perdas Percentuais para inclinações diferentes da latitude local.	10
Tabela 6 - Parâmetros elétricos na STC [13].	12
Tabela 7 - Especificação técnica dos inversores.	13
Tabela 8 - Dimensionamento dos Circuitos (Inversor 150 kW).	18
Tabela 9 - Dimensionamento dos Circuitos (Inversor 110 kW).	18
Tabela 10 - Proteção dos Circuitos Elétricos (Inversor 150 kW).	19
Tabela 11 - Proteção dos Circuitos Elétricos (Inversor 110 kW).	19
Tabela 12 - Características do Disjuntor de Média Tensão.	21
Tabela 13 - Critérios Dimensionamento Transformador de Corrente.	22
Tabela 14 - Características do Transformador de Potencial.	22
Tabela 15 – Dimensionamento TP de Proteção.	23
Tabela 16 - Dimensionamento TP de Carga da SE.	23
Tabela 17 - Correntes de Curto-Circuito da Concessionária.	24
Tabela 18 - Impedâncias do Sistema.	24
Tabela 19 - Corrente que alimentam os curtos em cada situação.	26
Tabela 20 - Ajuste do Religador para Coordenação.	27
Tabela 21 - Parametrização das Funções de Proteção.	28
Tabela 22 - Comparativo de Custos.	32

LISTA DE ABREVIações

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ART	Anotação de Responsabilidade Técnica
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
Cofins	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
CPF	Cadastro de Pessoa Física
CREA	Conselho Regional de Engenharia e Agronomia
CRESESB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito
DPS	Dispositivo de Proteção Contra Surtos
EPR	Isolação em Borracha etileno-propileno
FV	Fotovoltaico
GD	Geração Distribuída
HFP	Hora Fora Ponta
HP	Hora Ponta
ICMS	Circulação de Mercadorias e Serviços
IP	Grau de Proteção
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
NBR	Norma Brasileira
NOCT	<i>Nominal Operating Cell Temperature</i>
PIS	Programa de Integração Social
PJ	Pessoa Jurídica
PN	Dopagem Positiva e Negativa
RG	Registro Geral
RT	Responsável Técnico
RTC	Relação de transformação de corrente
RTV	Relação de transformação de tensão
SE	Subestação
STC	<i>Standard Test Conditions</i>
TC	Transformador de Corrente
TE	Tarifa de Energia
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
TP	Transformador de Potencial
UC	Unidade Consumidora
VPL	Valor Presente Líquido
XLPE	Isolação em polietileno reticulado

LISTA DE SÍMBOLOS

%	Percentual (por cento)
% a.a	Por cento ao ano
%/°C	Percentual por temperatura
°C	Unidade de temperatura (Graus celsius)
A, kA	Unidade de Corrente Elétrica (Ampère e quiloampère)
F	Fase Elétrica
Hz	Unidade de Frequência (Hertz)
I_n	Corrente nominal demandada da instalação
I_{ufv}	Corrente nominal da Usina Fotovoltaica
I_b	Corrente base
I_{cc3f}	Corrente de Curto-Circuito trifásica
I_{ccft}	Corrente de curto-circuito fase-terra
I_{magt}	Corrente de magnetização
I_{mp}	Corrente de Máxima Potência
I_p	Corrente primária
I_{pickup}	Corrente de partida
I_{sc}	Corrente de Curto-Circuito
kg	Unidade de massa (quilograma)
kWh	Unidade de energia (quilowatt hora)
kWh/m ² dia	Unidade de Irradiação solar
kWh/mês	Unidade de energia ao mês
m, mm	Unidade de comprimento (metro, milímetro)
m ² , mm ²	Unidade de área (metro quadrado e milímetro quadrado)
°	Unidade de ângulo
Ω	Unidade de resistência (Ohm)
R\$	Unidade monetária - (Real)
S_b	Potência Aparente base
tcc	Tempo de curto-circuito
V, kV	Unidade de tensão elétrica (Volts, quilovolts)
VA, kVA, MVA	Unidade de Potência Aparente (Volt-Ampère)
V_b	Tensão base
V_{cc}	Tensão Contínua
V_{mp}	Tensão de Máxima Potência
V_n	Tensão nominal
V_{oc}	Tensão de Circuito Aberto
V_s	Tensão no secundário
W, kW	Unidade de Potência
W/m ²	Unidade de irradiância
Wh/m ²	Unidade de Irradiação solar (Watt-Hora por metro quadrado)
W_p	Unidade de Potência de módulo
Z_{cabo}	Impedância do cabo
Z_{carga}	Impedância da carga
Z_{eq-}	Impedância equivalente negativa
Z_{eq+}	Impedância equivalente positiva
Z_{eq0}	Impedância equivalente zero
$Z_{relé}$	Impedância do relé
Z_{tc}	Impedância do transformador de corrente

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	1
2. ANÁLISE DA INSTALAÇÃO DA UNIDADE CONSUMIDORA	1
2.1. COMO FUNCIONA O SISTEMA FOTOVOLTAICO	1
2.2. DADOS PRELIMINARES DO CLIENTE	3
2.3. HISTÓRICO DE CONSUMO	3
2.4. IRRADIAÇÃO SOLAR, ORIENTAÇÃO, INCLINAÇÃO E SOMBREAMENTO	5
2.5. PERDAS DO SISTEMA	8
3. DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO	10
3.1. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	11
3.2. INVERSOR	12
3.3. DIMENSIONAMENTO FOTOVOLTAICO	14
3.4. PROTEÇÃO FOTOVOLTAICA	17
4. DIMENSIONAMENTO DA CABINE PRIMÁRIA	20
5. ESTUDO DE PROTEÇÃO	24
6. VIABILIDADE ECONÔMICA	30
7. PROJETO	33
8. CONCLUSÕES	36
8.1. CONSIDERAÇÕES FINAIS	37
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	38
9. APÊNDICES	41
APÊNDICE A – PLANTA DE SITUAÇÃO	41
APÊNDICE B – DIAGRAMA UNIFILAR	41
APÊNDICE C – DIAGRAMA TRIFILAR	41
10. ANEXOS	41
ANEXO A – DATASHEET DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	41
ANEXO B – DATASHEET DOS INVERSORES DE FREQUÊNCIA	41
ANEXO C – ESQUEMA DE INTERLIGAÇÃO DO RELÉ PEXTRON URP 6100	41

1. INTRODUÇÃO

O crescimento econômico e populacional do mundo gera como consequência um aumento na demanda por energia elétrica. No Brasil a previsão de aumento da demanda para o decênio de 2017 a 2026 é de 3,7 % ao ano, o que demandará investimentos no setor visando o aumento da oferta de energia e incentivos a autoprodução de energia elétrica [1]. As fontes renováveis de energia foram pouco exploradas no passado, devido à falta de tecnologias que tornassem os processos de geração de energia viáveis economicamente. Entre elas, destaca-se a energia das ondas e mares, a energia eólica, a energia de biomassa, a energia solar térmica e a energia solar fotovoltaica. Esta última será tratada neste trabalho.

O desenvolvimento tecnológico da energia solar fotovoltaica possibilitou nas últimas décadas uma significativa redução dos custos de implantação [2]. Isto propiciará um grande aumento no número de unidades que deverão entrar em operação no Brasil até 2024, com projeção de aproximadamente 1.200.000 unidades conectadas ao sistema elétrico, sendo que atualmente tem-se um pouco mais de 800.000 unidades conectadas [3].

Neste trabalho será abordado a análise de projeto e dimensionamento de um Gerador Solar Fotovoltaico, no âmbito da Minigeração Distribuída. Alguns pontos importantes que serão apresentados são o Estudo de Proteção de Seletividade e Coordenação, dimensionamento do sistema fotovoltaico, adequação da subestação existente e viabilidade econômica do empreendimento.

O objetivo principal deste trabalho é apresentar um Projeto Fotovoltaico qualificado para ser aprovado pela Concessionária, instalado no Centro Oeste de Minas Gerais, explicitando os principais aspectos que influenciam no dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos de Minigeração Distribuída; reduzir as despesas anuais com energia elétrica; e avaliar a viabilidade econômica.

2. ANÁLISE DA INSTALAÇÃO DA UNIDADE CONSUMIDORA

2.1. COMO FUNCIONA O SISTEMA FOTOVOLTAICO

Um esquema prático do sistema fotovoltaico conectado à rede (ou do inglês *On-Grid*) pode ser visto na Figura 1. Este sistema é composto, basicamente, por módulos fotovoltaicos, inversores, dispositivos de proteção e um medidor bidirecional.

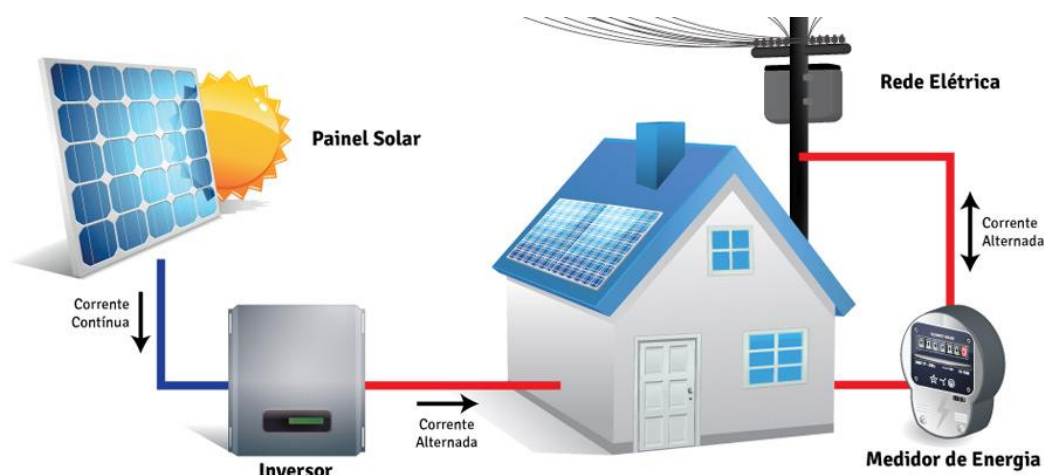


Figura 1 - Esquema prático de um sistema fotovoltaico conectado à rede [4].

O funcionamento se inicia pela incidência da irradiação proveniente do Sol nos módulos fotovoltaicos. A energia solar é então convertida, devido à junção PN da célula, em corrente contínua. O módulo fotovoltaico é conectado à entrada do inversor, que irá realizar a conversão de Corrente Contínua para Corrente Alternada (CC para CA) dentro dos padrões que a concessionária local exige.

Durante o dia, o sistema irá gerar energia, onde parte desta energia será consumida instantaneamente pela unidade consumidora onde está instalado o gerador fotovoltaico e parte será injetada na rede elétrica da concessionária, gerando créditos para a unidade consumidora. No período da noite, o sistema desligará automaticamente e a unidade consumidora será suprida pela rede elétrica da concessionária. Após a instalação do gerador fotovoltaico, a concessionária faz uma inspeção e teste do sistema, realizando também a troca do medidor de energia unidirecional por um medidor bidirecional, o qual registrará a energia consumida pela unidade consumidora, bem como a energia injetada na rede elétrica da concessionária. No final do mês, a diferença entre a energia consumida da concessionária e a energia injetada na rede resultará no valor em quilowatt hora (kWh) a ser pago para a concessionária. Caso a energia injetada seja maior ou igual à energia consumida, a unidade consumidora pagará à concessionária apenas o valor referente a demanda contratada ou custo de disponibilidade, nas instalações do grupo tarifário A e B, respectivamente.

O sistema de compensação da energia elétrica para unidades consumidoras em baixa tensão (grupo B), que possuam sistemas fotovoltaicos, prevê que deverá ser pago, no mínimo, o Custo de Disponibilidade da rede. Será pago um valor em reais equivalente a 30 kWh para instalações monofásicas, 50 kWh nas instalações bifásicas e 100 kWh nas instalações

trifásicas. Já para os consumidores conectados em alta tensão (grupo A), deverá ser pago, no mínimo, a parcela referente à demanda contratada [5].

2.2. DADOS PRELIMINARES DO CLIENTE

Este trabalho aborda a análise do Projeto de Minigeração Distribuída realizada para o consumidor cativo denominado “cliente”. O cliente é Pessoa Jurídica (PJ) e possui uma Unidade Consumidora (UC) com Contrato de Demanda de 190 kW na cidade de Formiga/MG. Se trata de uma subestação (SE) tipo 2 abrigada [6], sendo a medição da energia feita em média tensão. A Tabela 1 apresenta as informações preliminares da UC.

Tabela 1 - Informação da UC.

Concessionária de Energia	Cemig Distribuição S.A.
Cidade	Formiga/MG
Nº do Cliente	7000000000*
Nº da Instalação	3000000000*
Classe	Industrial
Subclasse	Industrial
Modalidade Tarifária	THS Verde A4
Demanda Contratada	190 kW
Horário Ponta	17:00 às 20:00
Tensão de Fornecimento	13,8 kV
Tipo de Ramal de Entrada	Subterrâneo
Tensão de Atendimento	380 e 220 V (F-F)
Transformador da Subestação	300 e 112,5 kVA
Disjuntor da Subestação	800 A

*dados fictícios.

2.3. HISTÓRICO DE CONSUMO

Para realizar uma avaliação do consumo do cliente, deve ser analisado pelo menos o ciclo de um ano para levar em consideração os seguintes aspectos: os ciclos de produção do cliente; o ciclo das estações do ano; além de verificar com o cliente as perspectivas de aumento de produção ou ampliação de maquinário, entre outros, para fazer as projeções de aumento/diminuição do consumo do cliente adequadamente. Desta forma é possível verificar o histórico de consumo e a demanda Hora Ponta (HP) e Hora Fora Ponta (HFP) do cliente na Tabela 2.

Tabela 2 - Histórico de Consumo da UC.

Avaliação Consumo Anual de Energia Cliente					
Mês	Demanda - (HP)	Demanda - (HFP)	Energia - (HP)	Energia - (HFP)	Total de Consumo
ago/20	140	168	4.200	25.900	30.100
jul/20	172	172	3.850	25.200	29.050
jun/20	154	161	2.800	22.400	25.200
mai/20	147	165	4.200	24.850	29.050
abr/20	140	165	3.850	27.300	31.150
mar/20	165	172	4.550	25.200	29.750
fev/20	158	168	4.900	30.450	35.350
jan/20	165	168	3.500	23.800	27.300
dez/19	158	168	4.200	25.900	30.100
nov/19	158	175	4.200	28.700	32.900
out/19	165	168	4.900	27.650	32.550
set/19	158	172	4.900	28.000	32.900
Consumo Médio Mensal	157 kW	169 kW	4.171 kWh	26.279 kWh	30.450 kWh
Consumo Médio Anual	1.880 kW	2.022 kW	50.050 kWh	315.350 kWh	365.400 kWh
Custo médio mensal	R\$ 3.279,58	R\$ 8.852,34	R\$ 11.866,25	R\$ 20.718,59	
Custo médio Anual	R\$ 39.355,01	R\$ 106.228,08	R\$ 142.395,04	R\$ 248.623,11	
Tarifa* (R\$)	19,46340955	2,12243908	0,45154602		

* Já com impostos (ICMS, PIS e COFINS).

O cliente também pretende compensar parte da energia gerada em uma outra unidade consumidora que está mesma titularidade, na modalidade de autoconsumo remoto prevista pela Resolução Normativa 687/2015 da ANEEL [7]. Neste caso será acrescido no momento do dimensionamento do sistema o consumo previsto deste local. Não será necessário realizar nenhuma adequação ou mudança no padrão da unidade de compensação, apenas no momento do faturamento será identificado o envio de saldo de energia para esta unidade. O consumo médio mensal da unidade de compensação é de 11.600 kWh/mês.

2.4. IRRADIAÇÃO SOLAR, ORIENTAÇÃO, INCLINAÇÃO E SOMBREAMENTO

Estima-se que a energia solar incidente sobre a superfície da Terra seja dez mil vezes maior do que o consumo energético mundial [8]. O Sol é uma estrela de tamanho médio, sua energia é proveniente da fusão nuclear do hidrogênio. A energia resultante é emitida na forma de irradiação eletromagnética e quando parte dessa energia é interceptada pela Terra, os diferentes comprimentos de onda da irradiação interagem de forma distinta com as partículas atmosféricas, podendo sofrer processos de absorção. A irradiação solar é então definida como sendo a integral da irradiância no tempo. A unidade de medida da irradiação solar é Wh/m^2 (Watt-Hora por metro quadrado) [9].

O índice de irradiação de cada cidade pode ser obtido de modo gratuito e confiável por meio dos dados disponibilizados na base de dados do SunData no site do CRESESB (Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito) [9]. Estes dados estão disponíveis para diferentes planos inclinados.

Para a realização deste trabalho, serão usadas irradiações médias do Centro Oeste de Minas Gerais. O perfil de irradiação da cidade de Formiga/MG é mostrado no quadro da Figura 2, contendo os dados de irradiação solar média ao longo dos meses obtidos no CRESESB, enquanto a Figura 3 ilustra a curva desses dados.

Município	Irradiação solar diária média [$\text{kWh/m}^2.\text{dia}$]													Média	Variação
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez			
Formiga /MG	5,18	5,55	5,07	5,34	5,16	5,10	5,37	6,02	5,67	5,34	4,80	5,05	5,30	1,22	

Figura 2 - Valores de Irradiação Solar de Formiga – MG [11].

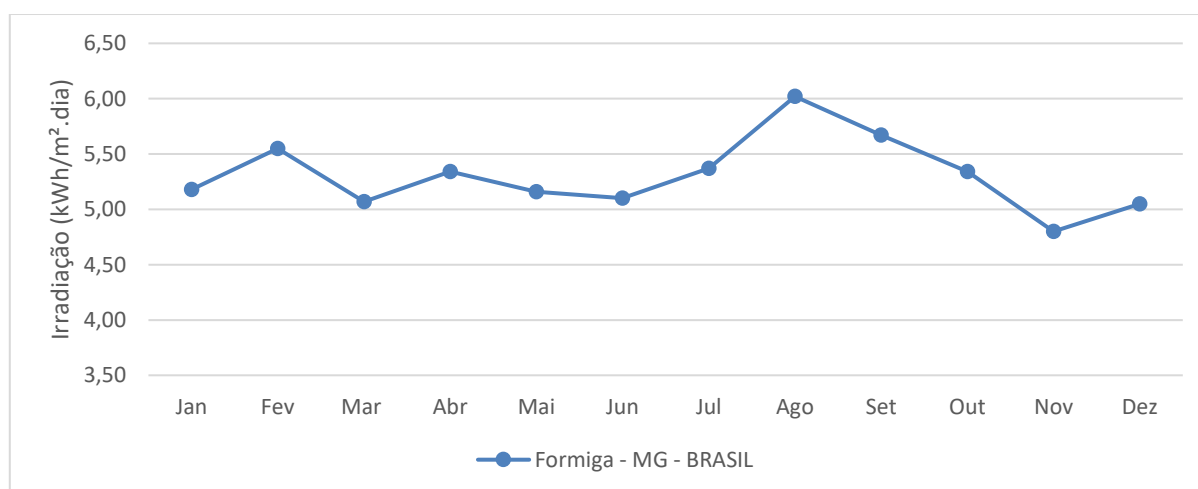


Figura 3 - Curva de Irradiação Solar de Formiga – MG [11].

A cidade de Formiga apresenta meses intercalados com altos e baixos níveis de irradiação, conforme exemplificado na Figura 3. A irradiação média é de 5,3 kWh/m².dia, com uma variação de 1,2 kWh/m².dia para ângulos de inclinação iguais à latitude local 20°.

Outro fato importante é com relação a translação elíptica da Terra em torno do Sol e a rotação no seu próprio eixo. A Terra possui uma inclinação em seu eixo de cerca de 23,45° [9]. Esta inclinação, juntamente com o movimento de translação da Terra, dá origem às estações do ano. Para o caso de um observador no hemisfério Sul, o Solstício de Verão ocorre em Dezembro e o de Inverno em Junho. Já o Equinócio de Outono ocorre em Março e o Equinócio de Primavera em Setembro. Estes são eventos determinantes para descrever a trajetória do Sol, ao longo do ano, com diferentes inclinações, como pode ser visto na Figura 4.

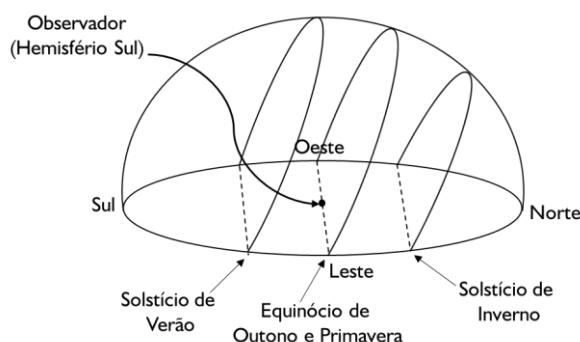


Figura 4 - Ângulo de declinação do Sol, adaptado de [9].

Por esse motivo, para um observador posicionado no Hemisfério Sul, é indicado que os módulos fotovoltaicos estejam orientados para o Norte Verdadeiro. Como na maioria dos casos o Norte Verdadeiro não é o mesmo do Norte magnético, se faz necessário corrigir o norte Verdadeiro pelo referencial magnético. Para a latitude 20°, deve-se rotacionar para leste 22,8° do norte magnético (identificado na bússola) para que se encontre o Norte Verdadeiro [9]. Além disso, a inclinação dos módulos deve ter a mesma amplitude da Latitude do local para melhorar a captação da irradiação solar durante o ano. O inverso ocorre para o caso do observador posicionado no Hemisfério Norte, é indicado que os módulos fotovoltaicos estejam orientados para o Sul verdadeiro e com inclinação na mesma amplitude da Latitude do local.

Como se pode analisar, a área disponível para instalação dos módulos fotovoltaicos é no telhado do galpão principal do cliente. O plano maior do telhado está orientado com um desvio de 25° do azimute. Já a inclinação do telhado tem 20° conforme exemplificado na Figura 5.

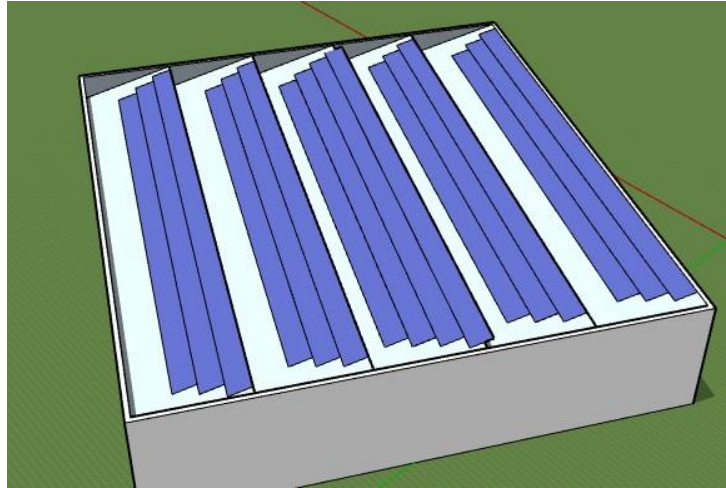
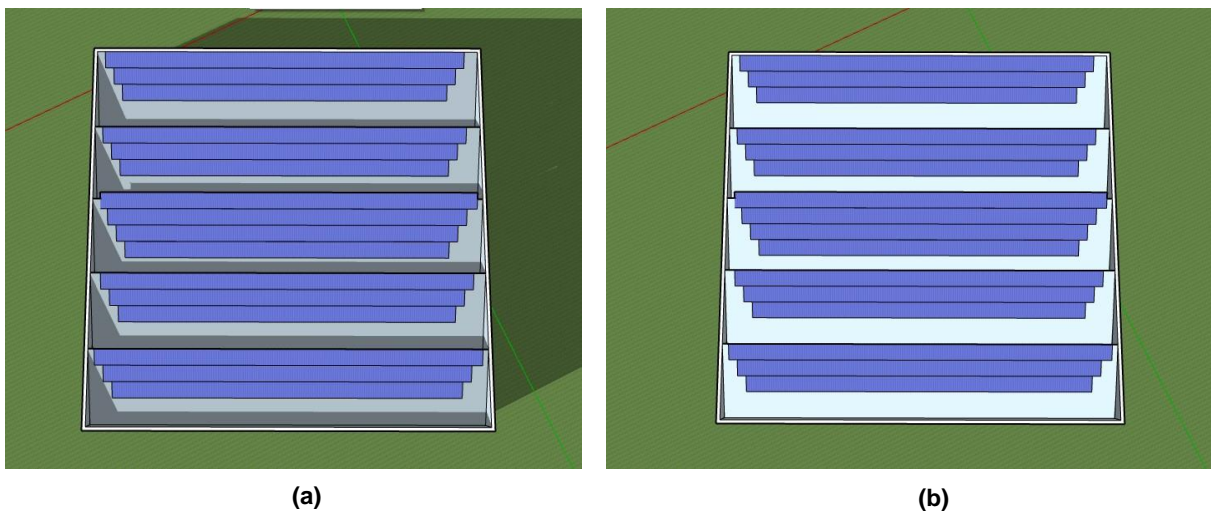


Figura 5 - Modelagem do telhado do cliente.

Deve ser levado em consideração também o sombreamento que obstáculos possam causar. Quando uma célula é sombreada, a mesma opera como uma carga, consumindo energia, este efeito irá aquecer a célula e criar os pontos quentes, além de diminuir a produção de energia elétrica do sistema. Para minimizar as perdas por sombreamento, os módulos tem diodos de bypass e são realizados estudos no local de instalação para não utilizar regiões que possam ter sombras.

Por fim, a análise de sombreamento é feita por meio do *software SketchUp* [10] com o intuito de rastrear as possíveis sombras e limitar o espaço efetivo para instalação dos módulos. Na Figura 6, à esquerda, é visualizado a pior sombra que pode ter ao longo do ano às 8 horas da manhã; à direita, é visualizado quase nenhuma sombra sobre o telhado ao meio-dia. Na

Figura 7, à esquerda, é visualizado a pior sombra que pode ter ao longo do ano às 16 horas da tarde; por fim, à direita, tem-se uma vista lateral do telhado ao meio-dia.



(a)

(b)

Figura 6 - Modelagem do Sombreamento (a) às 8 horas e (b) ao meio-dia.

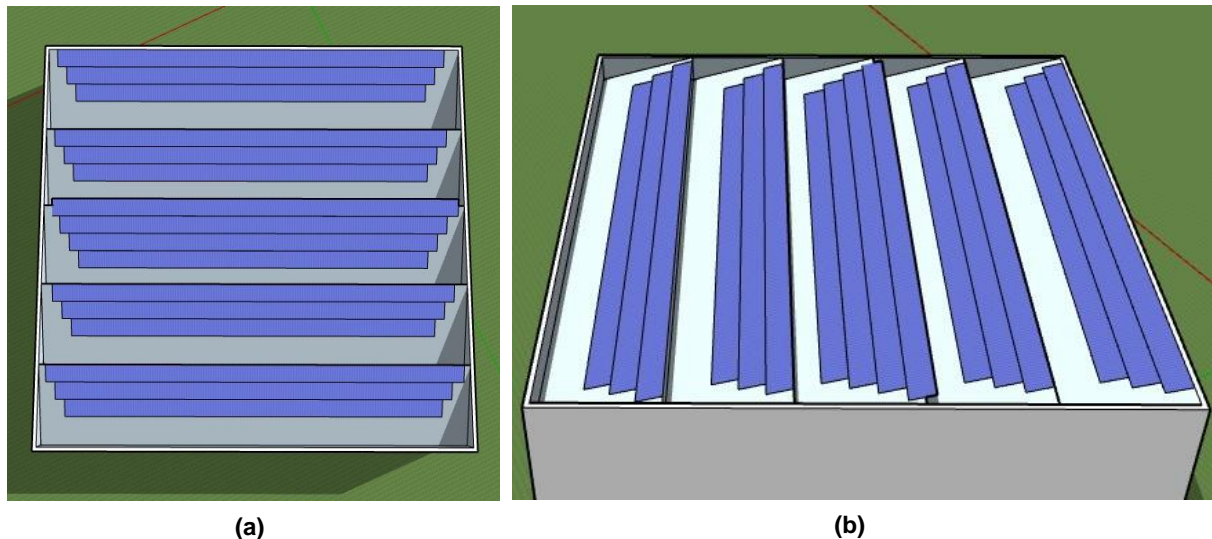


Figura 7 - Modelagem do Sombreamento (a) às 16 horas e (b) vista lateral ao meio-dia.

2.5. PERDAS DO SISTEMA

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede apresentam diversos parâmetros que influenciam no desempenho global de geração de energia. Os principais fatores que ocasionam perdas são: temperatura de operação do módulo, nível de sombreamento nos módulos, desvio do rendimento nominal do módulo devido à irradiação, inclinação e orientação dos mesmos. Entretanto, para um dimensionamento real, são necessários outros fatores que devem ser levados em consideração como, por exemplo, incompatibilidade (*mismatch*) da *string* no rastreador de máxima potência (*Maximum Power Point Tracking – MPPT*), perdas por efeito Joule nos condutores, tanto do lado CC quanto do lado CA, eficiência do inversor, perdas no transformador, perdas por conexões e diodos, por indisponibilidade da rede, perdas por degradação dos módulos e sujeira acumulada nos mesmos. Segundo [11], cada um dos parâmetros possui níveis de variação destas perdas que estão dispostas na Tabela 3. A tabela também descreve o valor de cada parâmetro utilizado para a realização dos cálculos neste trabalho.

Tabela 3 – Parâmetros de perdas de um sistema fotovoltaico conectado à rede.

Perdas	Valor Considerado	Variações da Perda
Desvio no rendimento nominal do módulo e da irradiância de 1000 W/m ²	0,8%	-5% a 10%
Temperatura no módulo	8,0%	-3% a 10%
Perdas nos condutores do lado CC	1,0%	1% a 3%
Perdas nos condutores do lado CA	1,0%	0,7% a 2%
Eficiência do Inversor na conversão	2,5%	1% a 15%
<i>Mismatch</i> no MPPT	1,5%	1,5% a 3%
Sombreamento	0,0%	0% a 100%
Diodos e Conexões	0,5%	0,3% a 1%
Transformadores	0,0%	2% a 4%
Sistema <i>Solar-Tracking</i>	0,0%	0% a 2%
Degradação na incidência solar inicial	0,7%	1% a 10%
Indisponibilidade do sistema	0,0%	0% a 0,5%
Sujeira nos módulos	2,0%	2% a 25%
Total de perdas	18,00%	-

Um ponto muito importante que há de ser levado em consideração é com relação às perdas por inclinação e orientação dos módulos fotovoltaicos. É indicado que a orientação dos módulos esteja voltada para o Norte verdadeiro, visando o melhor aproveitamento da irradiação solar. A Tabela 4 estima as perdas percentuais por orientação considerando a inclinação ideal dos módulos fotovoltaicos para diferentes latitudes [12]. Esta perda é calculada pela diferença dos ângulos de instalação do módulo e o Norte Verdadeiro.

Tabela 4 - Perdas percentuais por Orientação.

Estimativa percentual de perdas por desvio de Azimute considerando a inclinação ideal dos módulos fotovoltaicos para cada latitude					
Latitude	Oeste -90°	Noroeste -45°	Norte 0°	Nordeste 45°	Leste 90°
5°	0	0	0	0	0
8°	1	0	0	1	2
10°	3	0	0	2	4
13°	4	1	0	2	5
15°	6	1	0	3	7
18°	7	2	0	3	8
20°	9	2	0	4	10
23°	10	3	0	4	12
25°	11	3	0	4	13
28°	13	3	0	5	15
30°	14	4	0	5	16
33°	16	4	0	6	18
35°	17	5	0	6	19
38°	19	5	0	7	21
40°	20	5	0	7	22

A Tabela 5 mostra a estimativa de perdas causadas pela diferença de inclinação em cada uma das latitudes [13]. O ideal é que a inclinação dos módulos fotovoltaicos esteja com o mesmo grau da latitude do local, visando o melhor aproveitamento do caminho do Sol durante o dia. Porém, em alguns casos, como por exemplo em instalações existentes, se utiliza a inclinação do próprio telhado para fixação dos módulos. Nestes casos são estimadas perdas para ajustar a geração de energia.

Tabela 5 – Perdas Percentuais para inclinações diferentes da latitude local.

Estimativa de perdas por desvio a inclinação dos módulos fotovoltaicos para cada latitude							
Inclinação	Lat. 5°	Lat. 10°	Lat. 15°	Lat. 20°	Lat. 25°	Lat. 28°	Lat. 30°
0°	0,1	0,7	2,2	3,8	6,2	7,9	9,0
5°	0,0	0,2	0,7	2,0	3,5	5,3	5,7
10°	0,6	0,0	0,0	0,7	1,9	2,9	3,5
15°	1,6	0,5	0,0	0,0	0,6	1,2	1,6
20°	3,8	1,9	0,7	0,0	0,0	0,5	0,5
25°	6,2	3,8	1,9	0,5	0,0	0,0	0,2
30°	9,2	6,1	4,0	2,0	1,0	0,5	0,0
35°	13,0	9,2	6,8	4,3	2,3	1,5	0,9
40°	17,4	13,2	10,0	6,7	4,2	3,1	2,3
45°	22,2	17,4	13,6	10,0	6,9	5,4	4,4
50°	27,4	22,1	18,0	13,9	10,2	8,5	7,1
60°	39,5	33,4	28,4	23,1	18,5	16,1	14,4
70°	52,7	46,3	40,4	34,5	29,0	26,0	23,7
80°	63,9	59,0	53,7	47,3	41,1	37,7	35,2

O caso em estudo possui latitude de, aproximadamente, 20°, sendo possível observar que o maior aproveitamento da energia solar se dá com o módulo inclinado entre 15° e 20°. Com sua face orientada 25° do azimute, é possível perceber que a perda por orientação representa aproximadamente 2%.

Assim, pode-se afirmar que, apesar de todos os dados colhidos e obtidos referentes às perdas, para uma melhor análise, é necessário sempre levar em consideração a realidade do local onde será instalado o sistema.

3. DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

O dimensionamento do sistema fotovoltaico envolve conhecimento de diversas áreas, as quais geram influências positivas ou negativas sobre o resultado do gerador. Alguns destes fatores não podem ser controlados pelo homem, tais como os índices de irradiação e temperatura ambiente. Porém, muitos outros fatores podem ser definidos na fase de

dimensionamento e ajustados para se obter o melhor resultado possível de geração. Entre estes fatores, estão a orientação e inclinação dos módulos fotovoltaicos, a eficiência dos módulos e inversores, a localização do sistema, entre outros.

Todo projeto é dimensionado para atender a uma demanda específica de consumo de energia elétrica, sendo o desafio do projetista conseguir equalizar todas as perdas e ganhos advindos dos diversos fatores que influenciam o resultado do sistema fotovoltaico, fazendo com que o mesmo atenda, ao final, a demanda requerida.

3.1. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

O painel fotovoltaico é o principal componente do sistema fotovoltaico, sendo caracterizado por um conjunto de módulos fotovoltaicos. Estes módulos são um conjunto de células associadas. A forma com que as células são associadas definem as características de tensão e corrente do módulo fotovoltaico. Associá-las em série acarreta uma soma de tensão para uma mesma corrente e associá-las em paralelo faz com que a tensão se mantenha a mesma e a corrente se some.

As células fotovoltaicas são compostas, basicamente, de material semicondutor, em sua maioria de silício, dopados do tipo P (presença de lacunas) e do tipo N (excesso de elétrons), formando assim, uma polarização na célula denominada junção PN [12].

O princípio de funcionamento se inicia pela irradiação proveniente do Sol incidente nos módulos fotovoltaicos. Quando a energia dos fótons (energia do Sol) for maior que o *gap* (energia mínima necessária para ocorrer a recombinação do par elétron-lacuna na junção PN), haverá uma circulação de elétrons da junção N para a junção P. Este fenômeno é denominado Efeito Fotovoltaico, permitindo assim, transformar a energia do Sol em energia elétrica. Este fenômeno foi observado, pela primeira vez, por Alexandre-Edmond Becquerel em 1839 [14].

A tecnologia, desde então, vem se aprimorando. Os módulos fotovoltaicos são especificados por condições padrões de teste, a STC (*Standard Test Conditions*). Neste caso, considera-se que o espectro de massa de ar esteja em 1,5, a temperatura da célula em 25°C e a irradiância seja de 1.000 W/m². A Tabela 6 mostra os parâmetros levantados para este teste do módulo Jinko Solar de 530 W Bifacial (*Datasheet* em anexo).

Tabela 6 - Parâmetros elétricos na STC [13].

Marca	JINKO
Modelo	JKM530M-72HL4-TV
Tecnologia	Monocristalino
Potência Nominal - P em (Wp)	530
Tensão de Circuito Aberto - Voc (V)	49,35
Tensão de Máxima Potência - Vmp (V)	40,71
Corrente de Curto-Circuito - Isc (A)	13,71
Corrente de Máxima Potência - Imp (A)	13,02
Coef. Temperatura da Potência (%/°C)	-0,35
Coef. Temperatura Isc (%/°C)	0,048
Coef. Temperatura Voc (%/°C)	-0,28
NOCT (°C)	45 +/- 2
Comprimento (mm)	2274
Largura (mm)	1134
Altura (mm)	35
Massa (kg)	28,9

Com as condições obtidas para a STC se define a máxima potência do módulo. Realizando uma análise no módulo de 530 W, serão descritos alguns fatores que alteram suas características.

O fator de temperatura influencia o funcionamento dos módulos provocando redução da tensão de circuito aberto em 0,28 %/°C e um aumento da corrente de curto-circuito de 0,048 %/°C. Desta forma, a potência máxima entregue sofre uma redução de 0,35 %/°C.

3.2. INVERSOR

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

Em casos de perda ou anormalidades de tensão e frequência na rede CA, o inversor deixa de fornecer energia CA, evitando o funcionamento ilhado. Esta exigência é uma garantia de segurança aos trabalhadores de manutenção da rede elétrica da companhia de distribuição de energia elétrica. Voltando os valores de tensão e frequência à sua normalidade, o inversor se conecta novamente automaticamente à rede após 180 segundos.

Os inversores aplicados em sistemas fotovoltaicos devem atender aos requisitos estabelecidos na ABNT NBR IEC 62116 - [15]. Funcionará também como dispositivo de

monitoramento de isolamento, para desconexão automática da instalação fotovoltaica, no caso de perda da resistência de isolamento.

O lado CC do inversor, será conectado aos módulos fotovoltaicos, e o lado CA, será conectado ao ponto de distribuição elétrica mais próximo da planta fotovoltaica.

O inversor é especialmente projetado para perseguir o ponto de máxima transferência de potência do gerador fotovoltaico, e entregar esta potência a rede com o mínimo de perdas possíveis. O inversor a ser utilizado garante uma ótima qualidade de energia com baixa distorção harmônica (<3,0%). Ele atua como uma fonte de corrente sincronizado com a rede.

O equipamento é parametrizado pelo fabricante de acordo com a “ABNT NBR 16149:2013 [16], capítulo 4 – Compatibilidade com a rede e capítulo 5 – Segurança pessoal e proteção do sistema FV”, quanto às faixas de operação normal de: Tensão CA, Injeção de Componente CC, Frequência (Hz), Fator de Potência, Distorção harmônica de corrente, Proteção contra ilhamento, Reconexão, Isolação e Seccionamento.

O inversor possui um rendimento de 98,0% a 99,9% da potência nominal. Em operação seu consumo estimado é inferior a 30 W, e a noite fora de operação, o consumo é menor que 5 W. Tem um fator de potência superior a 0,99, para a faixa de potência requerida.

O equipamento conta com classe de proteção IP-65, com uma faixa de temperatura tolerável, de -25°C a +60°C, e uma umidade relativa de 0 a 100%. A seguir estão às principais características dos modelos dos inversores (*Datasheets* em anexo).

Tabela 7 - Especificação técnica dos inversores.

Marca	SMA	SMA
Modelo	STP 110-60	SHP 150-20
Potência Fotovoltaica máx. (kWp)	165	225
Tensão Máxima CC	1100	1500
Tensão Mínima CC	585	880
Corrente Máxima MPPT CC (A)	26	180
Corrente Máxima de curto MPPT CC (A)	40	325
Potência CA (kW)	110	150
Corrente Máxima CA (A)	159	151
Tensão CA	380	600
Conexão CA (Monofásico/Trifásico)	Trifásico	Trifásico
Dimensões (mm)	1117x682x363	770x830x444
Massa (kg)	93,5	98
Grau de Proteção IP	66	65
Frequência (Hz)	60	60

3.3. DIMENSIONAMENTO FOTOVOLTAICO

Para a definição da quantidade de energia elétrica necessária para abater todo o consumo do cliente são verificados os históricos de consumo na Hora Ponta e Hora Fora Ponta. O sistema fotovoltaico praticamente não gera energia no Horário de Ponta. Para abater o consumo deste período, é utilizado o Fator de Ajuste definido pela Resolução Homologatória nº 2.877, de 25 de maio de 2021 da AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL [17]. O Fator de Ajuste é calculado pela razão entre a Tarifa de Energia (TE) da Hora Ponta (HP) pela Tarifa de Energia (TE) da Hora Fora Ponta (HFP) aplicada sem impostos. Logo, o Fator de Ajuste é de:

$$Fator\ de\ Ajuste = \frac{TE_{HP}}{TE_{HFP}} = \frac{409,91\ R\$/MWh}{260,89\ R\$/MWh} = 1,5712. \quad (1)$$

Desta forma a geração média mensal necessária é de:

$$Geração\ Total = Consumo\ HFP + Consumo\ HP * Fator\ de\ Ajuste + Compensação = (2)$$

$$Geração\ Total = 26.279 + 4.171 \times 1,5712 + 11.600 = 44.433\ kWh/mês.$$

Como dito nos capítulos anteriores, para a definição do local da instalação, é realizada uma inspeção em campo para avaliar as condições do local. O local disponível possui uma área no telhado muito boa e possui a mesma inclinação da latitude do local. O desvio de azimute utilizado nesta instalação foi de 25° leste.

Com o levantamento da irradiação solar já definido na Figura 2, é então feito o dimensionamento da quantidade e configuração dos módulos fotovoltaicos. Primeiramente a geração de 1 kWp é calculada pela equação (3):

$$Geração\ 1\ kWp = D * Rad * Efi. \quad (3)$$

Em que,

- D - é o número de dias no mês para a realização da geração prevista mês a mês, ou pela média anual, que é 30,417;
- Rad - é a irradiação média diária do mês para realização da geração prevista anual, ou a média anual, que é de 5,30 kWh/m².dia;

- Efi - é referente a eficiência do sistema, considerando todas as perdas citadas na Tabela 3, mais a perda devido ao desvio de azimute em 25°, acarretando em 2% de perdas de orientação, como descrita na Tabela 4, mais as perdas de transformador de 3,0%. Como na inspeção do local foi definido que a inclinação seria a ideal recomendada, não foram acrescentadas perdas referentes a esse fator. Logo, a eficiência total do sistema é de 77%.

Com estes valores, tem-se que:

$$\text{Geração 1 kWp} = 30,417 * 5,3 * 0,77 = 124,13 \text{ kWh/mês.} \quad (4)$$

Para encontrar a potência em kWp do sistema como um todo, é necessário dividir o consumo médio pelo valor de geração de 1 kWp.

$$\text{Potência do Sistema} = \frac{44.433}{124,13} = 358 \text{ kWp.} \quad (5)$$

E para encontrar a quantidade de módulos, é calculado pela razão entre a Potência do Sistema e do módulo, resultando em, aproximadamente, 676 módulos de 530 W.

$$\text{N}^\circ \text{ de módulos} = \frac{358}{0,53} \cong 676 \text{ módulos.} \quad (6)$$

Portanto, é possível utilizar um inversor de 110 kW em 380 V e um inversor de 150 kW acrescido de um transformador 600/380 V. O inversor possui 150 kW possui uma entrada com um único MPPT para realizar o arranjo das *strings*. Todas as entradas precisam ter a mesma configuração, devido ao único MPPT. Além disso, o somatório das correntes de curto-circuito não pode ultrapassar 325 A, enquanto a tensão máxima de circuito aberto da entrada é limitada em 1.500 V. Verificando todas as condições de operação do inversor, tem-se que a corrente de curto-circuito será dada pela equação (7) utilizando 13 entradas na *stringbox* e uma saída para o inversor.

$$\text{Corrente de Curto} = 13 * 13,71 = 178,23 \text{ A.} \quad (7)$$

A equação (7) mostra que a corrente de curto-circuito do arranjo projetado está abaixo do limite de corrente de curto-circuito do inversor, que é de 325 A. A tensão de circuito aberto será calculada pela equação (8), na qual serão utilizados 30 módulos em série.

$$\text{Tensão de circuito aberto} = 30 * 49,35 = 1.480,5 \text{ V.} \quad (8)$$

A tensão de circuito aberto calculada é de 1.480,5 V sendo inferior a tensão de circuito aberto de 1.500 V do inversor.

Para o ponto de máxima potência de operação são calculados os valores de tensão e corrente. A corrente de operação das 13 entradas é calculada pela equação (9).

$$\text{Corrente de Operação} = 13 * 13,02 = 169,26 \text{ A.} \quad (9)$$

A corrente de operação do inversor é de 180 A, sendo assim satisfeita esta condição. E a faixa de tensão de operação do inversor é de 880 a 1.450 V. O cálculo de tensão de operação para 30 módulos em série é definido pela equação (10), também satisfeita.

$$\text{Tensão de Operação} = 30 * 40,71 = 1.221,3 \text{ V.} \quad (10)$$

Por fim foi verificado que a máxima potência pico que o inversor suporta é de 225 kWp. Com o *layout* de 13 *strings* contendo 30 módulos cada totalizando 390 módulos. Desta forma, a potência total do sistema é:

$$\text{Potência (inv 150 kW)} = 390 * 0,530 = 206,7 \text{ kWp.} \quad (11)$$

A potência do sistema está dentro do esperado que o inversor suporta. Utilizando a mesma orientação descrita para o inversor de 150 kW e sendo aplicado para o dimensionamento do inversor de 110 kW, tem-se que o *layout* de 14 *strings* contendo 18 módulos cada e 2 *strings* contendo 17 módulos cada, totalizando 286 módulos, ou seja 151,58 kWp.

Assim, a potência total do sistema é o somatório dos dois dimensionamentos realizados para os inversores escolhidos de 110 kW e 150 kW.

$$\text{Potência Total} = 206,7 + 151,58 = 358,28 \text{ kWp.} \quad (12)$$

Desta forma a geração prevista será calculada multiplicando o valor da geração de 1 kWp pela potência total do sistema, como descrito na equação (13).

$$\text{Geração total} = 124,13 * 358,28 = 44.474 \text{ kWh/mês.} \quad (13)$$

Estendendo o conceito é possível estimar a geração mensalmente utilizando a irradiação mês a mês conforme descrito na Figura 3 para o sistema fotovoltaico. Assim, a geração prevista mensalmente está descrito na Figura 8.

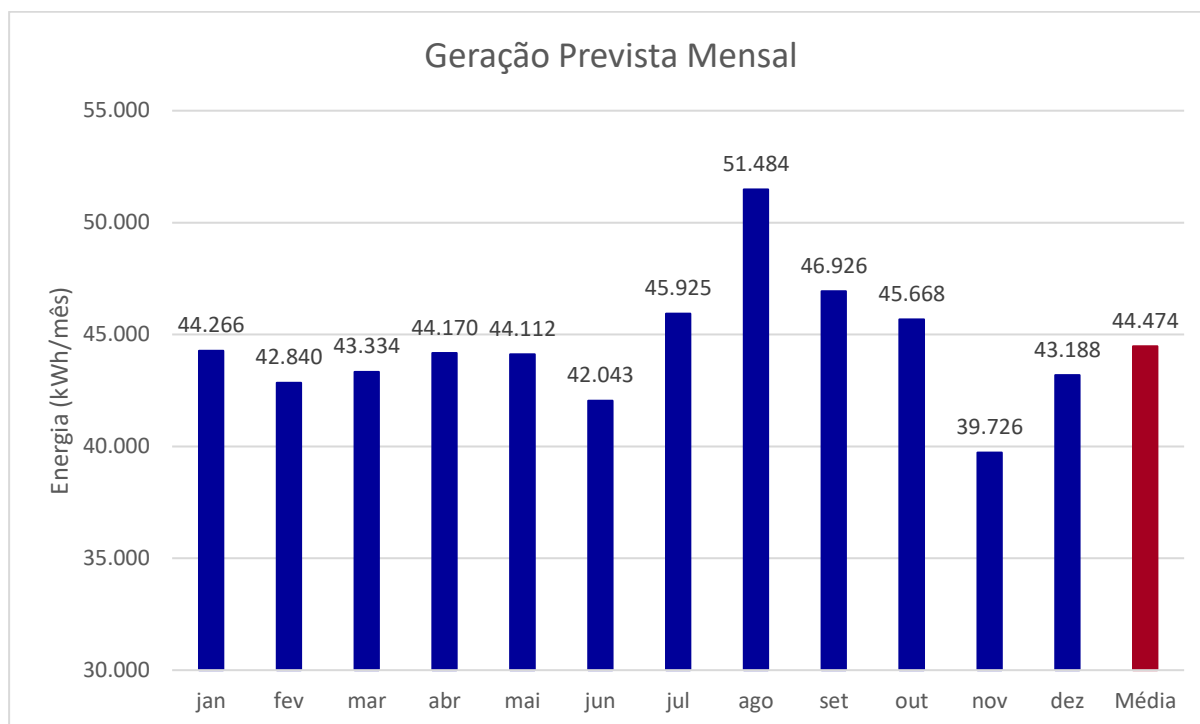


Figura 8 - Geração Prevista Mensal do Sistema fotovoltaico.

3.4. PROTEÇÃO FOTOVOLTAICA

O processo de dimensionamento das proteções e componentes elétricos são definidos conforme a ABNT NBR 5410 - Instalações elétricas de baixa tensão [18] no lado CA do circuito, enquanto o lado CC é definido conforme ABNT NBR 16612 - Cabos de potência para sistemas fotovoltaicos [19] e ABNT NBR16690 - Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos - Requisitos de projeto [20].

Inicialmente são realizados os dimensionamentos dos cabos fotovoltaicos entre os módulos e a *stringbox* (caixa de junção CC); entre a *stringbox* e a entrada do inversor. Estes cabos fotovoltaicos são especiais, também chamados de cabo solar, podem ficar submetidos à condições mais severas de operação e são de cobre estanhado. Depois são realizados os dimensionamentos dos cabos no trecho CA entre o inversor e o ponto de conexão com a rede, considerando os fatores de correção dispostos nas normas da ABNT supracitadas. Estes são cabos flexíveis, unipolares com isolamento EPR ou XLPE (90°C). A Tabela 8 dispõe dos parâmetros elétricos dos sub-circuitos que serão protegidos da parte do sistema fotovoltaico do inversor de 150 kW.

Tabela 8 - Dimensionamento dos Circuitos (Inversor 150 kW).

DIMENSIONAMENTO DOS CIRCUITOS								
DE	PARA	POT. MÁX. (kWp)	CORRENTE (A)	TENSÃO (V)	nº MÓD. SÉRIE (un)	SEÇÃO NOM. (mm ²)	COMP. (m)	QUEDA DE TENSÃO (%)
Módulos	stringbox (Entrada-1)	15,9	13,71	1480,5	30	6	77	0,68
Módulos	stringbox (Entrada-2)	15,9	13,71	1480,5	30	6	59	0,52
Módulos	stringbox (Entrada-3)	15,9	13,71	1480,5	30	6	73	0,64
Módulos	stringbox (Entrada-4)	15,9	13,71	1480,5	30	6	66	0,58
Módulos	stringbox (Entrada-5)	15,9	13,71	1480,5	30	6	67	0,59
Módulos	stringbox (Entrada-6)	15,9	13,71	1480,5	30	6	49	0,43
Módulos	stringbox (Entrada-7)	15,9	13,71	1480,5	30	6	63	0,55
Módulos	stringbox (Entrada-8)	15,9	13,71	1480,5	30	6	56	0,49
Módulos	stringbox (Entrada-9)	15,9	13,71	1480,5	30	6	57	0,50
Módulos	stringbox (Entrada-10)	15,9	13,71	1480,5	30	6	39	0,34
Módulos	stringbox (Entrada-11)	15,9	13,71	1480,5	30	6	53	0,46
Módulos	stringbox (Entrada-12)	15,9	13,71	1480,5	30	6	46	0,40
Módulos	stringbox (Entrada-13)	15,9	13,71	1480,5	30	6	43	0,38
stringbox	Inversor 150 kW (MPPT-1)	206,7	178,2	1480,5	390	50	3	0,04
Inversor 150 kW	Transformador	150	144,3	600	-	50	3	0,04
Transformador	Conexão com a rede	150	227,9	380	-	95	53	1,03

Da mesma forma, a Tabela 9 apresenta os parâmetros elétricos dos sub-circuitos dimensionados pela parte do sistema fotovoltaico composto pelo inversor de 110 kW.

Tabela 9 - Dimensionamento dos Circuitos (Inversor 110 kW).

DIMENSIONAMENTO DOS CIRCUITOS								
DE	PARA	POT. MÁX. (kWp)	CORRENTE (A)	TENSÃO (V)	nº MÓD. SÉRIE (un)	SEÇÃO NOM. (mm ²)	COMP. (m)	QUEDA DE TENSÃO (%)
Módulos	Inversor 110 kW (MPPT-1/1)	9,54	13,71	888,3	18	6	40	0,58
Módulos	Inversor 110 kW (MPPT-1/2)	9,54	13,71	888,3	18	6	38	0,56
Módulos	Inversor 110 kW (MPPT-2/1)	9,54	13,71	888,3	18	6	44	0,64
Módulos	Inversor 110 kW (MPPT-3/1)	9,54	13,71	888,3	18	6	42	0,61
Módulos	Inversor 110 kW (MPPT-4/1)	9,54	13,71	888,3	18	6	37	0,54

Módulos	Inversor 110 kW (MPPT-4/2)	9,54	13,71	888,3	18	6	45	0,66
Módulos	Inversor 110 kW (MPPT-5/1)	9,54	13,71	888,3	18	6	34	0,50
Módulos	Inversor 110 kW (MPPT-6/1)	9,54	13,71	888,3	18	6	32	0,47
Módulos	Inversor 110 kW (MPPT-7/1)	9,54	13,71	888,3	18	6	30	0,44
Módulos	Inversor 110 kW (MPPT-7/2)	9,54	13,71	888,3	18	6	31	0,45
Módulos	Inversor 110 kW (MPPT-8/1)	9,54	13,71	888,3	18	6	27	0,39
Módulos	Inversor 110 kW (MPPT-9/1)	9,54	13,71	888,3	18	6	25	0,37
Módulos	Inversor 110 kW (MPPT-10/1)	9,54	13,71	888,3	18	6	23	0,34
Módulos	Inversor 110 kW (MPPT-10/2)	9,54	13,71	888,3	18	6	21	0,31
Módulos	Inversor 110 kW (MPPT-11/1)	9,01	13,71	839	17	6	20	0,31
Módulos	Inversor 110 kW (MPPT-12/1)	9,01	13,71	839	17	6	19	0,29
Inversor 110 kW	Conexão com a rede	110	167,1	380	-	70	56	1,09

Desta forma, é possível determinar a especificação do Disjuntor pelos parâmetros de corrente do circuito e pela corrente máxima da seção nominal do condutor, bem como especificar o limite de tensão nominal do mesmo. Para determinar o Dispositivo de Proteção Contra Surtos (DPS) são especificados valores de tensão nominal de disparo maiores que a tensão nominais do circuito, bem como valores de corrente nominal de descarga não deve ser inferior a 20 kA para redes trifásicos e 10 kA para redes monofásicas [18]. As proteções utilizadas neste sistema fotovoltaico estão dispostas na Tabela 10 e na Tabela 11.

Tabela 10 - Proteção dos Circuitos Elétricos (Inversor 150 kW).

PROTEÇÃO DOS CIRCUITOS ELÉTRICOS			
DE	PARA	PROTEÇÃO	
Módulos	Inversor 150 kW	DPS CC 1.500 V/ 40 kA	SECCIONADORA 1.500Vcc /20 A
Inversor 150 kW	Transformador	-	DISJUNTOR 200 A TRIPOLAR
Transformador	Conexão com a rede	DPS CA CLASSE II 275 V/ 20 kA	DISJUNTOR 300 A TRIPOLAR

Tabela 11 - Proteção dos Circuitos Elétricos (Inversor 110 kW).

PROTEÇÃO DOS CIRCUITOS ELÉTRICOS			
DE	PARA	PROTEÇÃO	
Módulos	Inversor 110 kW	DPC CC 1.000 V/ 40 kA	SECCIONADORA 1.000Vcc /40 A
Inversor 110 kW	Conexão com a rede	DPS CA CLASSE II 275 V/ 20 kA	DISJUNTOR 225 A TRIPOLAR

Outro ponto importante é referente a instalação de aterramento cumpre com os requisitos da norma ABNT NBR 5419 [21], proteções de estruturas contra descargas atmosféricas. Toda peça condutora da instalação elétrica que não faça parte dos circuitos elétricos, mas que, eventualmente ou acidentalmente, possa ficar sob tensão, deve ser aterrada, desde que esteja em local acessível a contatos. A este aterramento se conectará a estrutura de fixação dos geradores fotovoltaicos e o borne de aterramento do inversor. O sistema de aterramento da instalação fotovoltaica deve ser interligado ao sistema de aterramento principal da instalação. O aterramento está presente em diversos sistemas de proteção dentro da instalação fotovoltaica: proteção contra choques, contra descargas atmosféricas, contra sobtensões, proteção de linhas de sinais, equipamentos eletrônicos e proteções contra descargas eletrostáticas.

4. DIMENSIONAMENTO DA CABINE PRIMÁRIA

O fornecimento de energia elétrica é disponibilizado para o cliente em média tensão e necessita de uma subestação para adequar para o fornecimento na tensão que o cliente utiliza. A Figura 9 apresenta o esquema de cabine primária abrigada para uma geração distribuída de 260 kW e uma nova demanda contratada de 286 kVA. A subestação é do tipo 2 com proteção e medição em média tensão e pé direito de 3,5 metros.

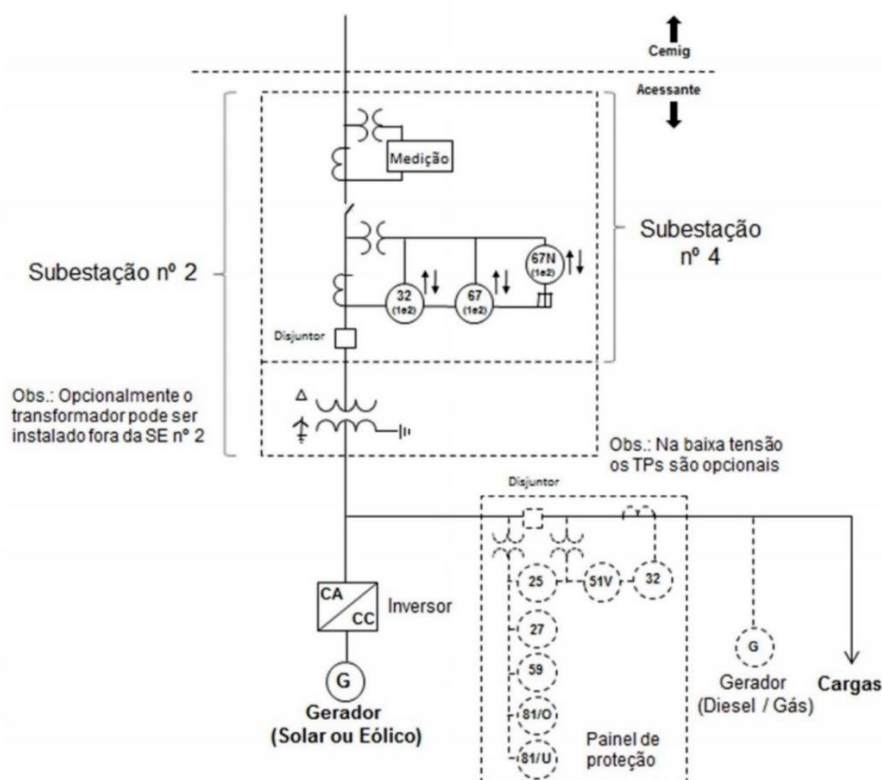


Figura 9 - GD até 300 kW interligada com inversores - SE nº 2 [6].

Fisicamente as dimensões para uma SE em alvenaria com entrada subterrânea em 13,8 kV devem ter no mínimo 1,6 m de largura do Cubículo de Medição e 2 m de comprimento e um espaçamento de 0,4 m de ambos os lados do cavalete para evitar transtornos de instalação. Já o Cubículo de Proteção possui o mínimo de largura de 1,6 m e de comprimento de 2 m (a depender do tamanho do transformador) e um vão livre de 2 m circulação e manutenção no transformador.

Para realizar a leitura de tensão e corrente pelo relé são utilizados transformadores de corrente (TC's) e potencial (TP's). São três TC's, um para cada fase e três TP's para implementação das proteções direcionais. Além disso, são instalados na SE um TP exclusivo para o Relé de Proteção e um TP para alimentação das cargas da SE.

A primeira proteção especificada é o Disjuntor de Média Tensão da Cabine Primária. Os dados estão descritos na Tabela 12.

Tabela 12 - Características do Disjuntor de Média Tensão.

Marca	SIEMENS
Modelo	3AC-BRA/800-40/7,2 EU
Tecnologia de interrupção	a vácuo
Corrente Nominal - In (A)	800
Corrente Máxima de Interrupção - Icc (kA)	40
Tensão Máxima de Operação - (V)	15
Tensão Nominal de Operação - Vn (V)	13,8
Tensão Máxima de Impulso - (kV)	75
Frequência - (Hz)	60
Tempo de Curto - tcc (s)	1,8
Massa (Kg)	200

Já o Transformador de Corrente é projetado conforme ABNT NBR 6856 – “Transformador de Corrente – Especificação e Ensaio” [22]. Para realização dos cálculos deve ser considerada toda a impedância do circuito secundário, de modo que os critérios de sensibilidade e saturação sejam levados em consideração.

Conforme notado na Tabela 13, o Critério de Sensibilidade deve ser 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, enquanto o Critério da Saturação exige que o TC não sature sob a pior condição de curto-circuito primária vista pelo relé de proteção, neste caso em uma falta trifásica. Este critério é atendido se a Tensão

induzida no secundário do TC sob condições de falta trifásica for menor que a Tensão máxima induzida no secundário sem levar o relé à saturação.

Tabela 13 - Critérios Dimensionamento Transformador de Corrente.

Descrição	Equação	Valores calculados
Corrente mínima para sensibilização do relé	$I_{pick-up,n} = \frac{1,05 * Pfv}{3 * \sqrt{3} * V * 0,92}$	4,138 A
Corrente máxima para sensibilização do relé sem causar saturação	$I_{cc,3f}$	2.921∠ – 62,49 A
Critério de sensibilidade: Corrente primária $I_{p,tc}$ do TC deve ser menor ou igual a $\frac{I_{pick-up,n}}{3\%}$.	$I_{p,tc} \leq \frac{I_{pick-up,n}}{3\%}$	$I_{p,tc} \leq 138 \text{ A}$
Critério de saturação: tensão induzida no secundário do TC $V_{s,tc}$ deve ser menor que a máxima tensão secundária induzida do relé $V_{s,max}$.	$Z_{carga} = Z_{relé} + 2 * Z_{cabo}$ $V_{s,max} = I * M * Z_b$ $V_{s,tc} = \frac{I_{cc,3f}}{RTC} * (Z_{tc} + Z_{carga})$ $V_{s,tc} \leq V_{s,max}$	$Z_{cabo} = 0,02 \Omega$ $Z_{relé} = 0,007 \Omega$ $Z_{tc} = 90 + j44 \text{ m}\Omega$ $RTC = 25$ $V_{s,max} = 75 \text{ V}$ $V_{s,tc} = 16,8 \text{ V}$

Analisando os dois critérios e com os valores de corrente e impedância deste projeto, a RTC (relação de transformação de corrente) deverá ser 25, a especificação do Transformador de Corrente (TC) será 12,5VA 3P30, sendo a classe de exatidão 3%, o fator de multiplicidade de corrente nominal igual a 30 e potência aparente de 12,5 VA.

Já os Transformadores de Potencial (TP), projetados conforme ABNT NBR 6855:2021 – “Transformador de potencial indutivo” [23], são dimensionados primeiramente para o TP de Proteção, em que se deve atentar principalmente à potência nominal ou carga nominal do equipamento com o intuito de garantir a classe de exatidão. Já o dimensionamento dos TP de Carga da SE (alimentação da proteção e/ou emergência), pode ser projetado atendendo os critérios da potência térmica do transformador. Nos dois dimensionamentos foi especificado o TP descrito na Tabela 14.

Tabela 14 - Características do Transformador de Potencial.

Especificação	TP
Modelo	0,3P100
Grupo	2 (Fase-terra)
Elementos	3 Proteção / 1 Carga
Classe de Isolação	15 kV

Tensão Primária	$\frac{13,8}{\sqrt{3}} \text{ kV}$
Tensão Secundária	115 V
Relação de transformação de tensão (RTV)	70-1
Tipo de uso	Abrigada
Frequência	60 Hz
Carga Nominal	100 VA
Fator de sobretensão	20%
Classe de Exatidão	0,3%
Potência Térmica	1700 VA

A Tabela 15 apresenta as cargas para o TP de Proteção, especificado em 3 TP's 0,3P100.

Tabela 15 – Dimensionamento TP de Proteção.

Carga	Quantidade	Potência (W)	Fator de Demanda	Demanda (VA)
Lâmpada disjuntor ON	1	3	0,5	1,5
Lâmpada disjuntor OFF	1	3	0,5	1,5
Lâmpada mola carregada	1	3	1	3
Motor carregamento mola	1	600	1	600
Bobina (fechamento e abertura)	2	150	0,5	75
Cargas no <i>no-break</i>	1	85	1	85
Carga relé	1	175	1	175
Demanda total em VA				941

A Tabela 16 apresenta as cargas para o TP de carga da SE, especificado em 1 TP 0,3P100 de Potência Térmica de 1700 VA.

Tabela 16 - Dimensionamento TP de Carga da SE.

Carga	Quantidade	Potência (W)	Fator de Demanda	Demanda (VA)
Lâmpada fluorescente 2x40W	4	320	1	320
Lâmpada emergência	2	50	0,5	25
Tomada 250W	4	1000	0,5	500
Demanda total em VA				845

A malha de aterramento utilizada na subestação é composta por 8 eletrodos (hastes de aterramento), interligados por condutor de cobre nu, rígido, seção 50 mm². A distância dos eletrodos devem ser de no mínimo 2,4 m. Todas as partes metálicas da subestação deverão ser ligados diretamente à malha de aterramento através de condutores de cobre nu, rígido, com bitola de 25 mm² e através de solda exotérmica.

Por fim, a subestação precisa passar por pequenas modificações como: estender as grades até o teto; adequar as paredes com buchas de passagem; instalar cavalete para medição; adequar telas das janelas; adquirir tapete isolante, luvas e extintor com abrigo e substituir o relé de proteção unidirecional por um bidirecional.

5. ESTUDO DE PROTEÇÃO

Para realização do estudo de proteção é imprescindível a utilização da Teoria das Componentes Simétricas proposta por Charles L. Fortescue em 1918, em que diz que “um sistema trifásico desequilibrado pode ser decomposto em três sistemas equilibrados e esta decomposição é única” [24].

Durante a análise do estudo de proteção, a Tensão base (V_b), a Potência Aparente base (S_b) e a Corrente base (I_b) serão respectivamente 13,8 kV, 100 MVA e 4.183,7 A.

Os níveis de curto-circuito apresentadas pela concessionária estão dispostos na Tabela 17. Provavelmente a concessionária não tem os estudos de curto-circuito bifásico.

Tabela 17 - Correntes de Curto-Circuito da Concessionária.

Curto-Circuito	Unidade (Ampère)
Trifásico	$2.921 \angle - 62,49^\circ$
Fase-Fase	$0 \angle 0^\circ$
Fase-Terra	$2.327 \angle - 55,76^\circ$

Com os dados dos níveis de curto-circuito é possível calcular a impedância de sequência positiva, negativa e zero equivalente da subestação da cidade até o ramal para fornecimento ao cliente. Desta forma, estão dispostos na Tabela 18 os valores de impedância de sequência positiva, negativa e zero da concessionária e do circuito até a interligação da usina solar fotovoltaica.

Tabela 18 - Impedâncias do Sistema.

Onde	Sequência	Impedância (Ω)
Concessionária	Positiva Z_{eq}^+	$Z_{eq}^+ = 1,260 + j2,419$
	Negativa Z_{eq}^-	$Z_{eq}^- = 1,260 + j2,419$
	Zero Z_{eq}^0	$Z_{eq}^0 = 3,226 + j3,640$
Cabo da Subestação até Transformação	Positiva Z_{eq}^+	$Z_{eq}^+ = 0,019 + j0,007$
	Negativa Z_{eq}^-	$Z_{eq}^- = 0,019 + j0,007$
	Zero Z_{eq}^0	$Z_{eq}^0 = 0,093 + j0,068$

Transformação	Positiva Z_{eq}^+	$Z_{eq}^+ = 3,451 + j14,289$
	Negativa Z_{eq}^-	$Z_{eq}^- = 3,451 + j14,289$
	Zero Z_{eq}^0	$Z_{eq}^0 = 3,451 + j14,289$
Cabo entre a Transformação e a Usina	Positiva Z_{eq}^+	$Z_{eq}^+ = 0,011 + j0,008$
	Negativa Z_{eq}^-	$Z_{eq}^- = 0,011 + j0,008$
	Zero Z_{eq}^0	$Z_{eq}^0 = 0,107 + j0,137$
Sistema Fotovoltaico na Falta (Fator de Sobrecorrente = 2)	Positiva Z_{eq}^+	$Z_{eq}^+ = j336,932$
	Negativa Z_{eq}^-	$Z_{eq}^- = j336,932$
	Zero Z_{eq}^0	$Z_{eq}^0 = j336,932$

O sistema equivalente apresentado na Figura 10 exemplifica como estão dispostas as impedâncias para realização dos cálculos de curto-circuito de cada barramento, B1, B2, B3 e B4.

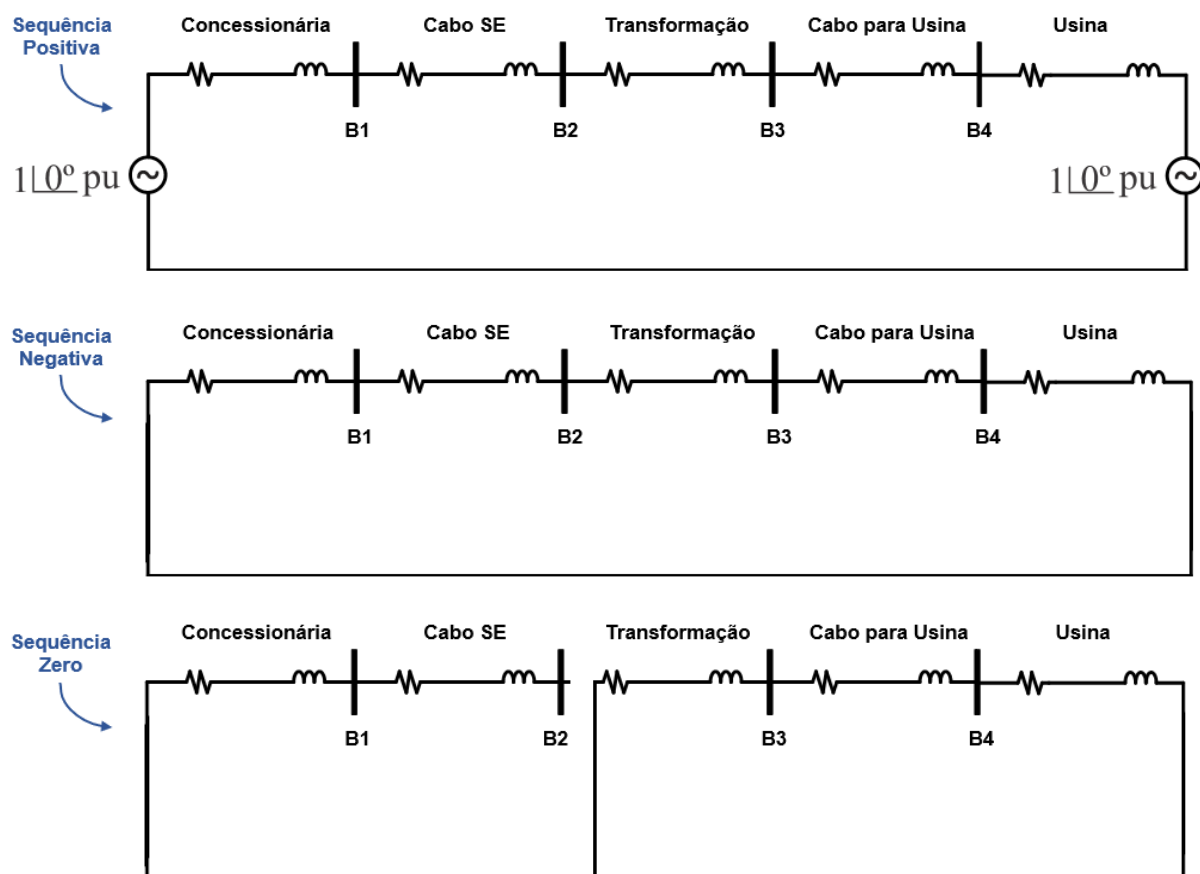


Figura 10 - Diagrama de impedância de Sequência Positiva, Negativa e Zero.

Assim, para cada tipo de curto-circuito (trifásico, bifásico e monofásico) tem-se a contribuição de corrente que, tanto a rede da concessionária quanto a usina fotovoltaica podem ajudar a alimentar o curto-circuito. Os dados estão dispostos na Tabela 19 e consideram uma resistência de curto-circuito nula (isto é, curto-circuito franco).

Tabela 19 - Corrente que alimentam os curtos em cada situação.

Barra	Tipo de Curto	Contribuição	Corrente (A)
B1	Trifásico	Concessionária	$2.921 \angle - 62,49^\circ$
		Usina	$22 \angle - 87,20^\circ$
	Bifásico	Concessionária	$2.530 \angle - 152,49^\circ$ $2.530 \angle 27,51^\circ$
		Usina	$19 \angle - 177,20^\circ$ $19 \angle 2,80^\circ$
	Monofásico	Concessionária	$2.327 \angle - 55,76^\circ$
		Usina	$17 \angle - 80,47^\circ$
B2	Trifásico	Concessionária	$2.905 \angle - 62,21^\circ$
		Usina	$22 \angle - 87,20^\circ$
	Bifásico	Concessionária	$2.516 \angle - 152,21^\circ$ $2.516 \angle 27,79^\circ$
		Usina	$19 \angle - 177,20^\circ$ $19 \angle 2,80^\circ$
	Monofásico	Concessionária	$2.295 \angle - 55,42^\circ$
		Usina	$17 \angle - 80,41^\circ$
B3	Trifásico	Concessionária	$16.656 \angle - 74,20^\circ$
		Usina	$833 \angle - 87,65^\circ$
	Bifásico	Concessionária	$14.424 \angle - 164,20^\circ$ $14.424 \angle 15,80^\circ$
		Usina	$721 \angle - 177,65^\circ$ $721 \angle 2,35^\circ$
	Monofásico	Concessionária	$17.450 \angle - 74,66^\circ$
		Usina	$873 \angle - 88,12^\circ$
B4	Trifásico	Concessionária	$8.807 \angle - 54,78^\circ$
		Usina	$859 \angle - 90,00^\circ$
	Bifásico	Concessionária	$7.627 \angle - 144,78^\circ$ $7.627 \angle 35,22^\circ$
		Usina	$744 \angle - 180,00^\circ$ $744 \angle 0^\circ$
	Monofásico	Concessionária	$3.854 \angle - 62,55^\circ$
		Usina	$376 \angle - 97,76^\circ$

A concessionária de energia elétrica possui um religador no ramal do cliente para realizar a configuração da coordenação da proteção do cliente. As funções de proteção que devem ser ajustadas estão indicadas na ND 5.31 - Requisitos Para Conexão de Acessantes Produtores de Energia Elétrica ao Sistema de Distribuição da Cemig D – Média Tensão [25] e são elas:

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

Os subíndices (1) e (2) significam o sentido de operação da função de proteção em questão. Quando o sentido da proteção ocorre do cliente para a concessionária, deve-se usar o subíndice (1). Quando o sentido da proteção ocorre da concessionária para o cliente, deve-se usar o subíndice (2).

O Religador da concessionária está ajustado conforme Tabela 20. O fornecimento dos dados do religador e ajustes são de responsabilidade da Concessionária.

Tabela 20 - Ajuste do Religador para Coordenação.

Ajuste de Fase		Ajuste de Neutro	
Corrente Pick-up	2.000 A	Corrente Pick-up	60 A
Curva IEC	Muito Inversa	Curva IEC	Tempo Definido
Dial de Tempo	0,1 segundos	Dial de Tempo	8 segundos
T. adicional	-	T. adicional	-

Além disso, as funções de proteção são parametrizadas no novo relé de proteção PEXTRON URP 6100 [26], instalado em cubículo de proteção abrigado. A Tabela 21 apresenta um resumo das funções de proteção implementadas no relé e seus respectivos ajustes conforme ND 5.31 [25]. Conforme mostrado anteriormente, para adequar os sinais primários aos níveis requeridos pelo relé são utilizados três TP's, conectados em estrela $13.800/\sqrt{3} - 115V (70:1)$ e três TC's 125:5 A.

Tabela 21 - Parametrização das Funções de Proteção.

Código ANSI	Descrição	Parâmetro	Ajuste
32 (1)	Direcional de Potência (Sentido Concessionária)	Potência Ativa	273 kW
		Tempo	15 s
32 (2)	Direcional de Potência (Sentido Cliente)	Potência Ativa	278 kW
		Tempo	15 s
67 (1)	Direcional de Sobrecorrente de Fase (Sentido Concessionária)	Pick-up (A)	12,41
		Curva	Extremamente Inversa
		Dial (s)	0,2
		Tempo Adicional	-
		Instantâneo	-
		Ângulo	45°
67 (2)	Direcional de Sobrecorrente de Fase (Sentido Cliente)	Pick-up (A)	12,56
		Curva	Extremamente Inversa
		Dial (s)	0,1
		Instantâneo	1.230,6 A
		Tempo Adicional	-
		Ângulo	45°
67N (1)	Direcional de Sobrecorrente de Neutro (Sentido Concessionária)	Pick-up (A)	3,73
		Curva	Tempo Definido
		Dial (s)	-
		Tempo Adicional	6 s
		Instantâneo	-
		Ângulo	110°
67N (2)	Direcional de Sobrecorrente de Neutro (Sentido Cliente)	Pick-up (A)	3,77
		Curva	Tempo Definido
		Dial (s)	-
		Tempo Adicional	1 s
		Instantâneo	369,2 A
		Ângulo	110°

Por fim, é gerado o Coordenograma em papel formatado bi-log tempo x corrente, em que se pode verificar a coordenação e seletividade da proteção dimensionada para qualquer valor de corrente. As correntes estão referidas ao primário nas Figura 11 e Figura 12. Além disso, os seguintes pontos de operação podem ser encontrados:

- Corrente nominal demandada da instalação (I_n);
- Corrente nominal da Usina (I_{ufv});
- Correntes de partida do relé de fase e neutro ($I_{Pick-up}$);

- Correntes ANSI dos transformadores;
- Correntes de curto-circuito trifásico (I_{cc3f}) e fase-terra (I_{ccft}) fornecidos pela Concessionária;
- Corrente de magnetização dos transformadores (I_{magt});
- Curva temporizada IEC muito inversa de fase, do religador (Religador);
- Curva temporizada IEC extremamente inversa de fase 67(1), sem unidade instantânea, do relé Pextron URP 6100;
- Curva temporizada IEC extremamente inversa de fase 67(2), com unidade instantânea, do relé Pextron URP 6100;
- Curva tempo definido de neutro 67N(1), sem unidade instantânea, do relé Pextron URP 6100;
- Curva tempo definido de neutro 67N(2), com unidade instantânea, do relé Pextron URP 6100.

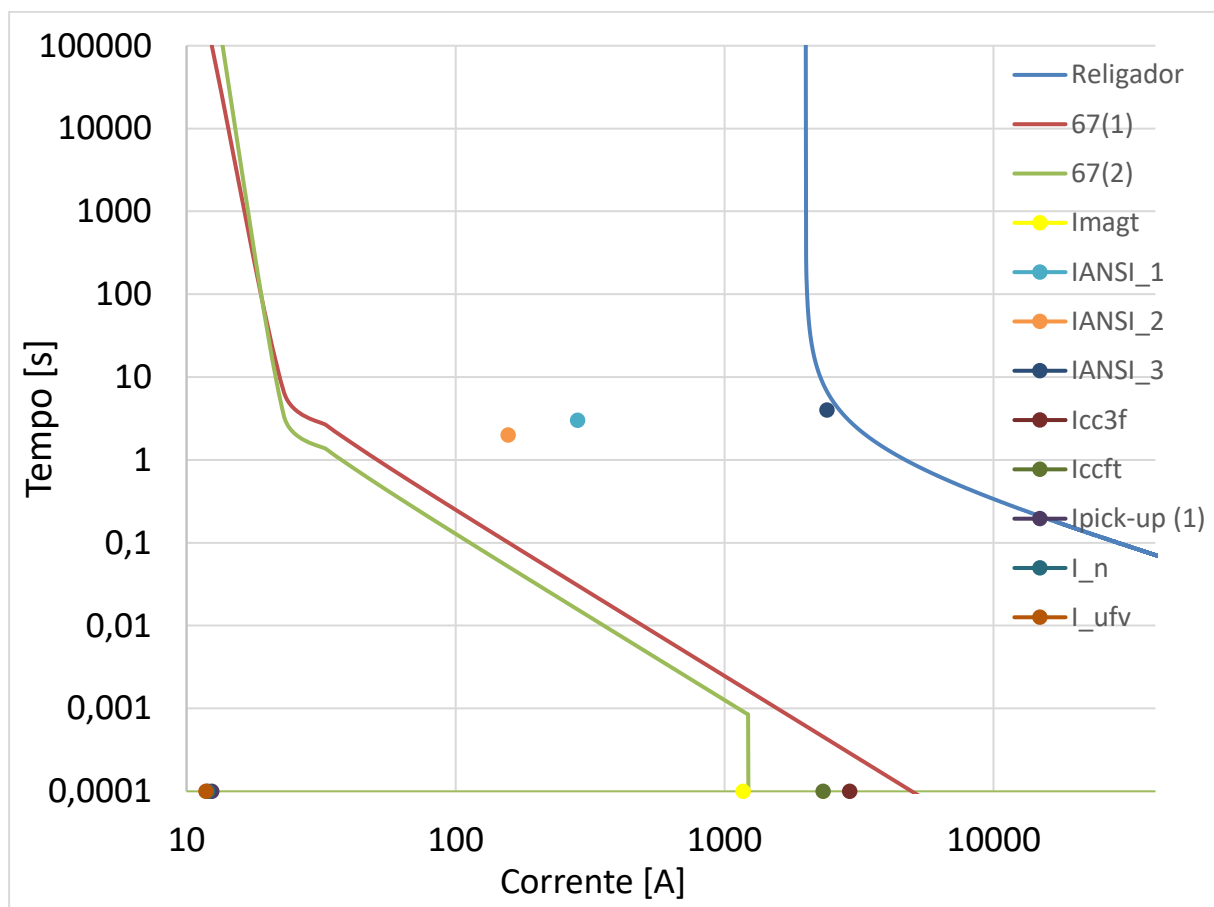


Figura 11 - Coordenograma das Proteções de Fase.

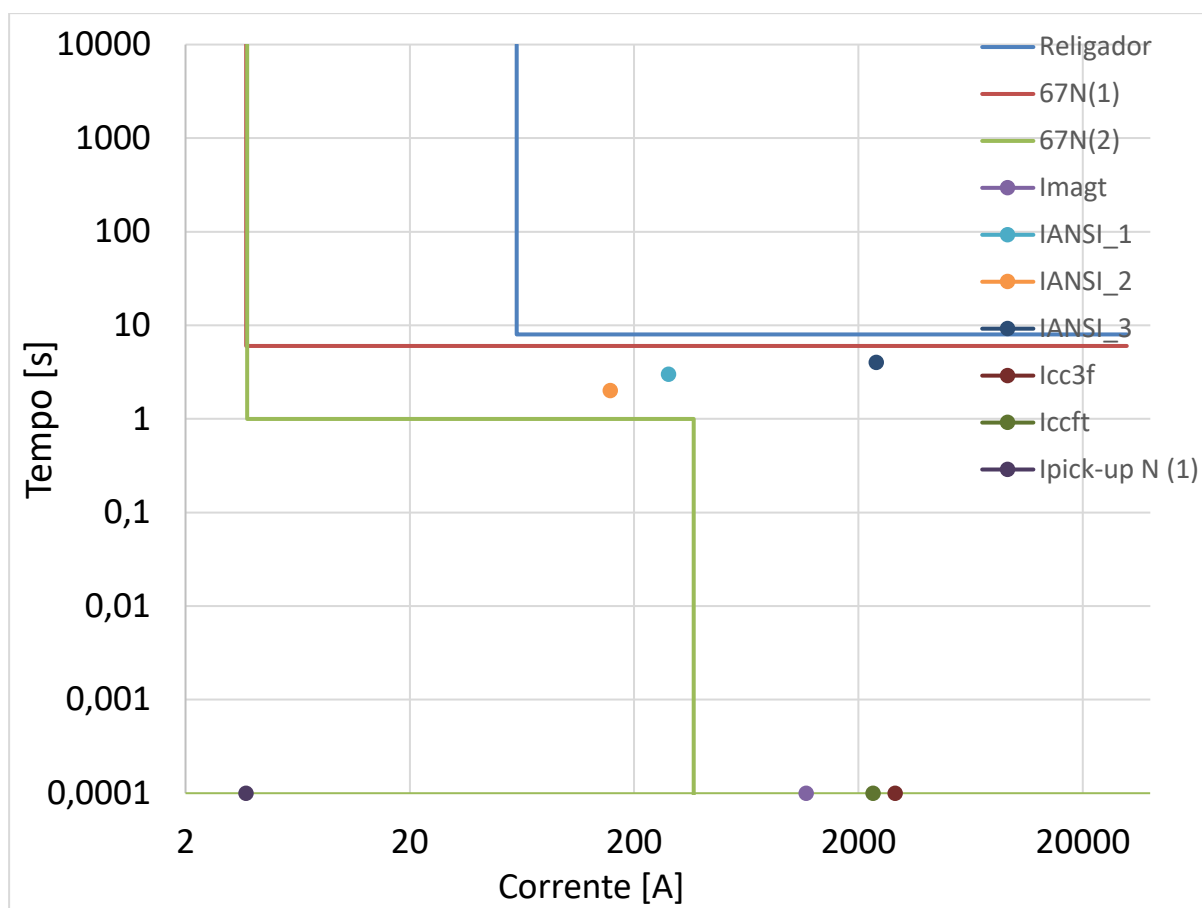


Figura 12 - Coordenograma das Proteções de Neutro.

6. VIABILIDADE ECONÔMICA

A análise de investimentos é feita verificando os diversos tipos de investimentos que o cliente pode adquirir com base na decisão de implementação dos seus recursos financeiros. Além de analisar os critérios econômicos, deve ser levado em consideração o grau de risco, tempo de vida, entre outros.

Para critérios econômicos, será considerada uma Taxa Mínima de Atratividade (TMA) de 9 % a.a., ou seja, uma rentabilidade de pelo menos 9 % ao ano. Outro parâmetro importante que deve ser levado em consideração é referente ao reajuste das tarifas na conta de energia elétrica. Mesmo podendo variar o valor da tarifa ao longo dos anos, será considerado uma média para consumidores cativos, um reajuste de 5 % ao ano.

Um assunto muito importante e que deve ser levado em conta neste momento é referente à garantia dos equipamentos principais. O fabricante dos módulos fotovoltaicos tem uma garantia de performance de 85% no trigésimo ano, ou seja, aproximadamente 0,45% de depreciação linear anual; e garantem 12 anos contra defeitos de fabricação. Já o inversor

possui uma garantia inicial de 5 anos, podendo ser estendida para até 20 anos. Quanto à estrutura de fixação dos módulos, será utilizado material de um fabricante que garante 30 anos contra defeitos do seu material. Desta maneira, a análise deste trabalho será feita dentro de um horizonte de 20 anos, pois está sendo levado em consideração que o investimento inicial contempla os 20 anos de garantia estendida dos inversores.

A aquisição *turn-key* da usina fotovoltaica contempla todos os materiais e serviços pertinentes para implantação da usina, adequação da subestação e garantia estendida de mais 15 anos para os inversores. Esta aquisição representa um investimento de aproximadamente R\$ 1.388.000,00, estando excluído do pacote valores de adequação da rede da concessionária descritos no Parecer de Acesso, caso necessário.

Outro ponto importante é referente às manutenções periódicas. As manutenções, especificamente de limpeza dos módulos por conta de sujidade, devem ser realizadas pelo menos 2 vezes ao ano, a depender da região em que a usina foi instalada. Se a localização for perto de rodovias / fábricas / construções etc, que geram muito particulado suspenso na região, ou que tenha muitos pombos, ou muitas árvores que possam cair as folhas sobre os módulos, a frequência de limpeza deve ser repensada. Nos casos em que as próprias árvores geram sombreamento sobre os módulos fotovoltaicos, será necessário podar as mesmas periodicamente. Já as manutenções, especificamente elétrica, devem ser realizadas uma vez ao ano, por um técnico qualificado, em que será verificado a integridade dos componentes e conectores, realizar reaperto, medições dos parâmetros elétricos, avaliação termográfica e troca de componentes caso seja necessário. Para análise deste trabalho será contratado uma equipe especializada para realizar 3 manutenções preventivas/preditivas ao ano, e manutenções corretivas quando necessário à parte pelo valor de R\$ 15.000,00 ao ano.

Além disso, é importante lembrar que o Custo com a Demanda Contratada e Iluminação Pública serão pagas à concessionária mensalmente. Este trabalho não prevê aumento do consumo do cliente, caso ocorra, será cobrado à parte na conta de energia da concessionária.

De posse de todas as informações acima, foram analisados alguns critérios econômicos:

- Método do Valor Presente Líquido (VPL)
Trazendo os custos e benefícios de um horizonte de 20 anos para o valor presente, significa um VPL de R\$ 2.236.532,00;

- Método da Taxa Interna de Retorno (TIR)
Cálculo da taxa que zera o VPL em um horizonte de 20 anos, significa uma TIR de 21,73 % ao ano;
- Método Pay-Back
Cálculo do tempo de recuperação do capital levando em consideração a TMA, Figura 13 a apresenta o saldo acumulado em um horizonte de 20 anos. O Pay-Back descontado é de aproximadamente 6 anos e 4 meses;

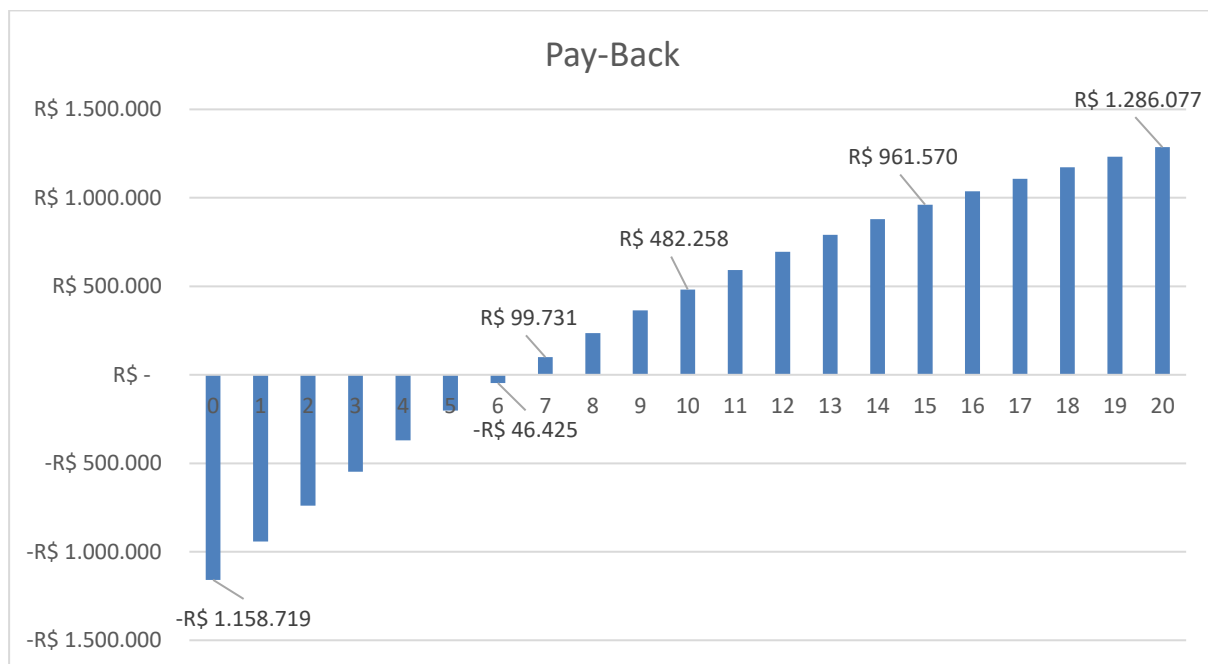


Figura 13 - Pay-Back horizonte de 20 anos.

- Comparativo de Custo de Energia Elétrica no Primeiro Ano

A Tabela 22 apresenta uma análise comparativa entre os custos em energia elétrica com e sem o sistema fotovoltaico no primeiro ano do empreendimento, tanto para a unidade consumidora que receberá o sistema fotovoltaico, quanto a que receberá os créditos da energia gerada. Já considerando o custo da manutenção que o sistema irá demandar, os dados mostram uma economia anual na casa dos 300 mil reais. Uma redução de aproximadamente 76% no valor final da conta de energia destas duas unidades.

Tabela 22 - Comparativo de Custos.

Local	Sem Fotovoltaico		Com Fotovoltaico	
	Custo Anual		Custo Anual	Economia Anual
Unidade Geradora	R\$ 292.499,97		R\$ 67.202,58	R\$ 225.297,39
Compensação	R\$ 108.723,14		R\$ 15.321,60	R\$ 93.401,54
Manutenção	-		-	-R\$ 15.000,00
Total	R\$ 401.223,11		R\$ 82.524,18	R\$ 303.698,93

7. PROJETO

Os documentos exigidos pela concessionária para solicitar o Parecer de Acesso de um Projeto de Minigeração Distribuída são:

1. ART do Responsável Técnico (RT) pelo projeto e instalação do sistema de Minigeração;
2. Projeto elétrico das instalações de conexão e Memorial Descritivo contendo a planta de situação com indicação do local para construção da subestação;
3. Estágio atual do empreendimento, cronograma de implantação e expansão;
4. Diagrama unifilar conforme tipo de subestação e Diagrama de blocos do sistema de geração, proteção e carga;
5. Certificado de conformidade do(s) inversor(es) ou número de registro de concessão no Inmetro do(s) inversor(es) para a tensão nominal de conexão com a rede;
6. Formulário GD contendo os dados necessários ao registro da central geradora conforme disponível no site da ANEEL;
7. Lista das unidades consumidoras participantes do sistema de compensação (se houver), indicando a porcentagem de rateio dos créditos e o enquadramento conforme incisos VI ao VIII do art. 2º da Resolução Normativa nº 482/2012;
8. Documento, com data, que comprove a propriedade ou posse do imóvel onde será implantada a central geradora, conforme Art. 27 da Resolução Normativa 414/2010;
9. Documentos originais do titular da UC (RG ou outro documento oficial com foto e CPF) para pessoa física e, em caso de pessoa jurídica, dos documentos relativos à sua constituição e do(s) seu(s) representante(s) legal(is);
10. *Datasheet* do Inversor emitido pelo fabricante ou *Datasheet* do gerador sem inversor;
11. Termo de Declaração de Conformidade para Minigeração Distribuída.

A Anotação de Responsabilidade Técnica (ART) é elaborado junto ao Conselho Regional de Engenharia e Agronomia (CREA) do estado de instalação da usina, neste trabalho, Minas Gerais.

O Cronograma do empreendimento é elaborado pelo RT, cujo modelo está no site da concessionária.

Formulário GD, Formulário de Compensação e Termo de Declaração de Conformidade são documentos fornecidos pela concessionária para preenchimento das informações tanto da usina, quanto do cliente.

Os Certificados de Conformidade e *Datasheets* dos inversores e módulos fotovoltaicos são disponibilizados pelos fabricantes e distribuidores destes equipamentos.

Documentos de posse do imóvel e do titular da usina devem ser solicitados ao cliente para envio das cópias à concessionária.

O Memorial Descritivo é um dos principais documentos, pois é possível fazer uma descrição técnica detalhada dos módulos fotovoltaicos, inversores, estruturas de fixação, dispositivo de proteção, coordenogramas, aterramento e outros componentes. Além de informar os dados do titular da unidade consumidora e sua localização, o memorial descritivo (i) descreve o histórico de consumo e a previsão da produção energética da usina solar fotovoltaica; (ii) descreve a demanda contratada, interligação do relé de proteção (em anexo); e (iii) outras observações e informações que forem pertinentes.

A Figura 14 é um exemplo da Planta de Situação que pode ser anexada ou apresentada no Memorial Descritivo.



Figura 14 - Planta de Situação.

O diagrama unifilar tem como objetivo trazer uma visão macro do projeto, utilizando simbologias descritas nas legendas para um melhor entendimento. É no diagrama unifilar que se visualiza as *strings* dimensionadas no item 3.3, o modelo dos módulos fotovoltaicos e inversores, as proteções especificadas para o lado CC e CA, a interligação de cada circuito (de onde para onde) entre outros. A Figura 15 mostra que o sistema fotovoltaico dimensionado possui dois inversores ligados em um mesmo barramento na saída da Cabine de Transformação do transformador de 300 kVA em 380 V. A Figura 15 está disponibilizada no apêndice em formato A1.

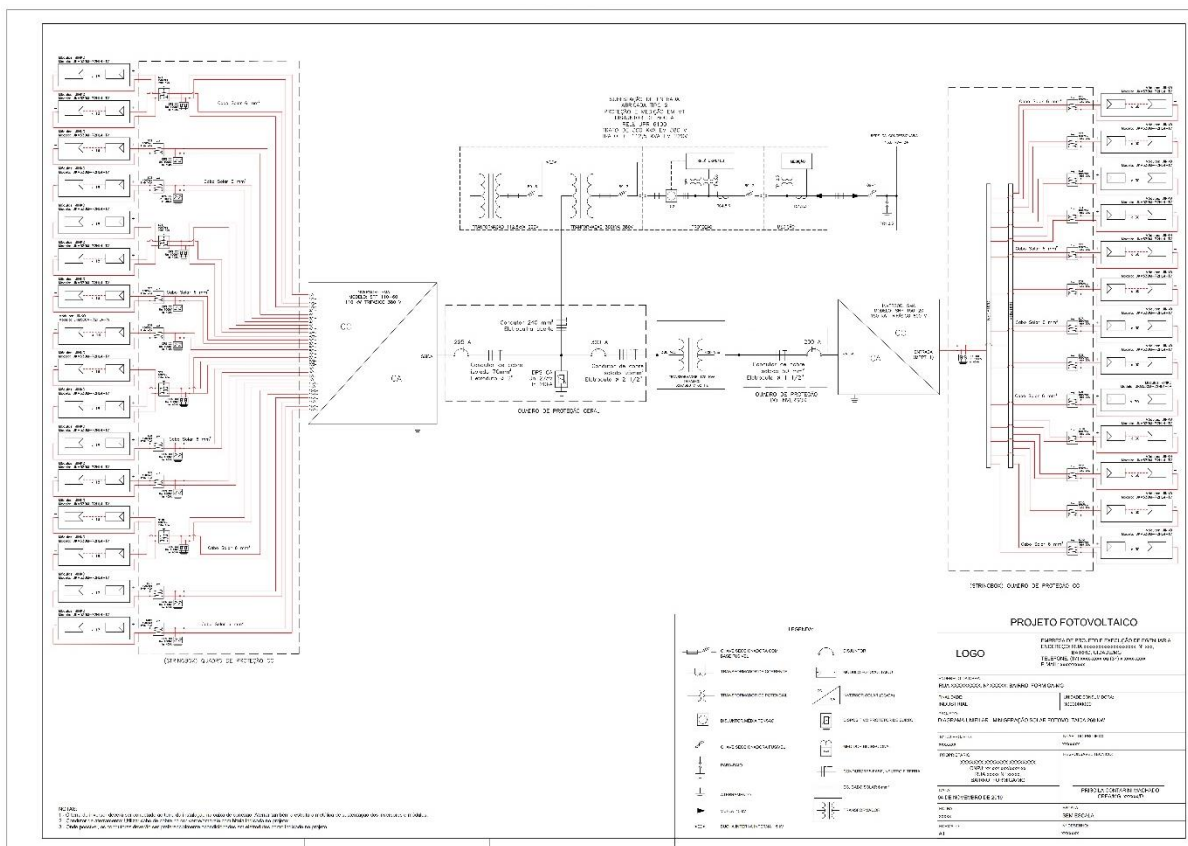


Figura 15 - Diagrama Unifilar.

Comparando a Figura 5 e a Figura 15, pode existir a dúvida de como estas strings serão distribuídas na modelagem dos módulos apresentada. Realmente existem inúmeras maneiras de fazer este arranjo, onde a escolhida está disposta na Figura 16.

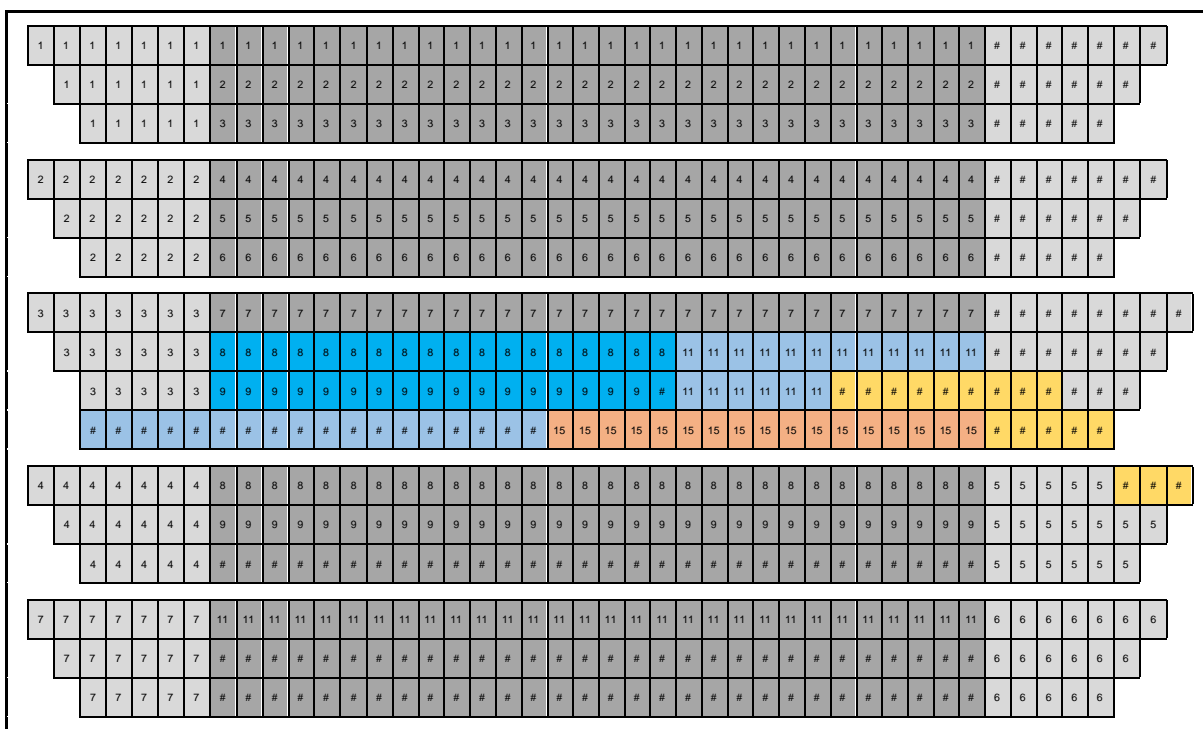


Figura 16 - Arranjo das strings no telhado.

As 13 *strings* enumeradas em cinza escuro são séries de 30 módulos e todas estão interligadas em uma única entrada MPPT do inversor de 150 kW. Por esta razão, foi escolhido que as mesmas estivessem mais ao centro do telhado. As 14 *strings* enumeradas em cinza claro e azuis, são séries de 18 módulos e estão distribuídas em 10 MPPT's do inversor de 110 kW. Por fim as últimas duas *strings* de 17 módulos em série estão representadas em tons alaranjados e cada uma está em uma MPPT diferente do inversor de 110 kW.

O Diagrama Trifilar tem como objetivo apresentar as conexões físicas do sistema elétrico, assim como no Diagrama Unifilar, porém com mais detalhes. Os circuitos são apresentados fase por fase, neutro e terra quando necessários. A Figura 17 apresenta o esquema deste trabalho e está disponibilizada no apêndice em formato A1.

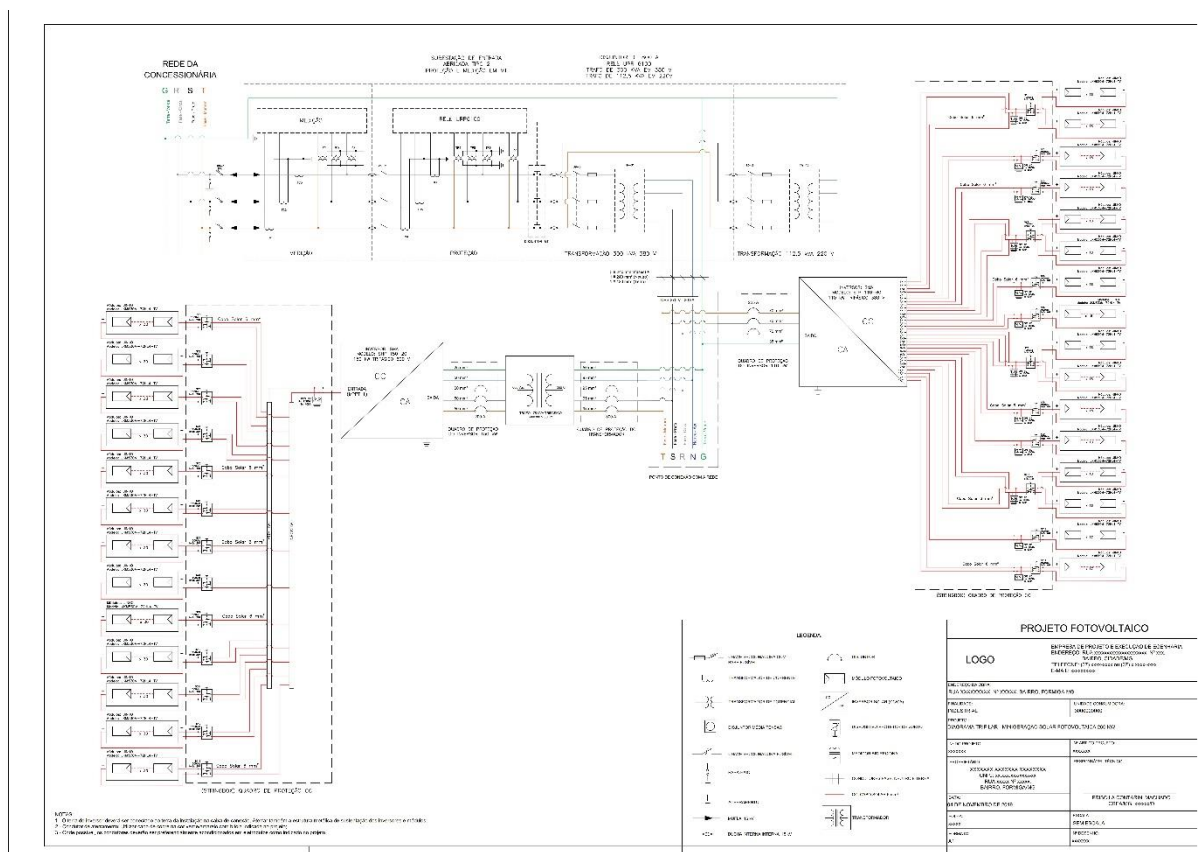


Figura 17 - Diagrama Trifilar.

8. CONCLUSÕES

Este capítulo apresenta o resultado final da elaboração de um Projeto Fotovoltaico de Minigeração Distribuída para implantação na região do Centro Oeste de Minas Gerais, desde escolha dos equipamentos, coordenograma das proteções, geração prevista, até os resultados financeiros e análises de investimento.

Os índices de irradiação solar utilizados para o cálculo da geração prevista são baseados na média histórica dos últimos 20 anos de dados coletados pelo CRESESB. Os cálculos consideram os índices de irradiação para o plano inclinado similar à latitude do local. Da mesma forma, as perdas utilizadas para o cálculo da geração prevista foram as especificadas no item 3.3 deste trabalho.

Este projeto utiliza 676 módulos de 530 W, dois inversores, um de 150 kW e outro de 110 kW, com saída em 600 V e 380 V, respectivamente, sendo utilizado um transformador de 150 kVA, 600/380 V para adequar a tensão e conectar-se à rede da concessionária. A eficiência do sistema é de 77%. Este valor é composto pelos valores gerais de perdas descrito na Tabela 3, mais 2% de perdas por orientação do desvio do azimute em 25° Leste, mais 3% de perdas no transformador. Não houve estimativa de perda por inclinação, pois a inclinação dos módulos fotovoltaicos é de 20°, igual a latitude local. A geração média mensal prevista foi de 44.474 kWh/mês.

Além disso, a adequação da subestação abrigada do cliente, a descrição e sintonia completa das funções de proteção utilizadas e os resultados do coordenograma obtidos do Estudo de Proteção estão dispostos no item 5 deste trabalho.

A análise de investimento resultou em uma TIR > TMA para um horizonte de 20 anos e um Pay-Back descontado de 6 anos e 4 meses. Como resultado deste empreendimento, uma redução imediata do custo anual com energia elétrica em aproximadamente 76%. Fatos estes que mostram ser um ótimo investimento a aquisição de um sistema fotovoltaico.

8.1. CONSIDERAÇÕES FINAIS

A geração solar fotovoltaica é uma grata surpresa para todos que a conhecem mais a fundo, pois além do benefício da geração de energia elétrica, existe a questão de estar contribuindo em prol da sustentabilidade. Também cria a oportunidade para qualquer pessoa ou empresa, independente do seu tamanho, pode gerar a sua própria energia, agregando para a grande maioria das pessoas, muito mais do que economia na conta de energia, mas sim, uma grande satisfação, que normalmente é compartilhada entre os amigos, vizinho e a comunidade em geral [4].

No aspecto técnico, este trabalho apresentou um conjunto de informações que devem ser consideradas para a elaboração de um projeto fotovoltaico para ser apresentado à concessionária e que precisam ser levados em consideração já na fase inicial do processo de dimensionamento e execução do projeto fotovoltaico.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] EPE, “Projeção da demanda de energia elétrica,” [Online]. Available: [http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-245/topico-261/DEA%20001_2017%20-%20Projeções%20da%20Demanda%20de%20Energia%20Elétrica%202017-2026_VF\[1\].pdf](http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-245/topico-261/DEA%20001_2017%20-%20Projeções%20da%20Demanda%20de%20Energia%20Elétrica%202017-2026_VF[1].pdf). [Acesso em 28 Junho 2019].
- [2] “Portal Solar , Quanto custa a energia solar residencial?,” [Online]. Available: <https://www.portalsolar.com.br/quanto-custa-a-energia-solar-fotovoltaica.html>. [Acesso em 29 Junho 2019].
- [3] C. A. C. Mattar, “Geração Distribuída no Brasil: regulação atual e desafios,” [Online]. Available: <http://www.aneel.gov.br/seminario-internacional-de-micro-e-minigeracao-distribuida>. [Acesso em 29 Junho 2019].
- [4] “Solar Brazil Energias Renováveis,” [Online]. Available: <http://solarbrazil.net/>. [Acesso em 10 Janeiro 2019].
- [5] *Micro e minigeração distribuída: sistema de compensação de energia, 2ª ed.*, Brasília: ANEEL, 2016.
- [6] “ND 5.3 - Cemig D - Fornecimento de Energia Elétrica em Média Tensão Rede de Distribuição Aérea ou Subterrânea,” [Online]. Available: <https://www.cemig.com.br/manual-de-geracao-distribuida/>. [Acesso em 05 Fevereiro 2022].
- [7] “RESOLUÇÃO NORMATIVA 687/2015.,” AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, 24 Novembro 2015. [Online]. Available: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>. [Acesso em 20 Janeiro 2022].
- [8] I. T. Salamon e R. Rüther, *Potencial Brasileiro da Geração Solar Fotovoltaica Conectada à Rede Elétrica: Análise de Paridade de Rede*, IX Encontro nacional e V latino Americano de conforto no ambiente construído, 9, 2007, Ouro Preto.
- [9] “Centro de Referência para as Energias solar e Eólica Dergio de S. Brito - CRESESB,” [Online]. Available: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata>. [Acesso em 28 Maio 2019].
- [10] “Software SketchUp,” [Online]. Available: <https://www.sketchup.com/pt-BR>. [Acesso em 16 Janeiro 2022].
- [11] M. M. Vallina, *Instalaciones Solares Fotovoltaicas*, Madrid: Paraninfo, 2010.

- [12] “Estimativa de Perdas por Desvio de Azimute - ECORI Energia Solar,” [Online]. Available: https://marketplace-img-production.s3.amazonaws.com/attachments/62/Estimativa_de_perdas_por_desvio_de_azimute_REV03.pdf. [Acesso em 19 Março 2017].
- [13] “Perdas de inclinação - Renovigi Energia Solar,” [Online]. Available: <https://renovigi.com.br/area-credenciado>. [Acesso em 07 Março 2017].
- [14] J. T. Pinho e M. A. Galdino, *Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos*, Rio de Janeiro: CEPEL - CRESESB, Março de 2014.
- [15] “ABNT NBR IEC 62116:2012 - Procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica,” [Online]. Available: <https://www.abntcatalogo.com.br/norma.aspx?Q=c0toZ1lkZ2tpb0wwSzJ3N3RmWVYvVHg0b1NUVzJjaUVqZzNFTUMxbHBHOD0=>. [Acesso em 22 Janeiro 2022].
- [16] “ABNT NBR 16149:2013 - Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição,” [Online]. Available: <https://www.abntcatalogo.com.br/norma.aspx?Q=cDZ4TFRjVFdzR3VHa1M4RU1OY0hsYTn4eUdwNncyRURNT2VCekhmbTFsMD0=>. [Acesso em 30 Janeiro 2022].
- [17] “RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 2.877, DE 25 DE MAIO DE 2021,” [Online]. Available: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20212877ti.pdf>. [Acesso em 30 Janeiro 2022].
- [18] “ABNT NBR 5410,” [Online]. Available: <https://www.abntcatalogo.com.br/curs.aspx?ID=22>. [Acesso em 18 Dezembro 2018].
- [19] “ABNT NBR 16612:2020 - Cabos de potência para sistemas fotovoltaicos, não halogenados, isolados, com cobertura, para tensão de até 1,8 kV C.C. entre condutores - Requisitos de desempenho,” [Online]. Available: <https://www.abntcatalogo.com.br/norma.aspx?Q=cFAzaXprcC80czh1YitEVUJMOWJIYXpoVVFoSTBicVZzdHdwb3lwQ2NBRT0=>. [Acesso em 30 Janeiro 2022].
- [20] “ABNT NBR 16690:2019 - Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos - Requisitos de projeto,” [Online]. Available: <https://www.abntcatalogo.com.br/norma.aspx?Q=akIFUFV4TW5YUDRDMXdja3FoNVICenF2U1E0bTFJdEcxVHovcnJONXhTUT0=>. [Acesso em 02 Fevereiro 2022].
- [21] “ABNT NBR 5419-1:2015 - Proteção contra descargas atmosféricas,” [Online]. Available: <https://www.abntcatalogo.com.br/norma.aspx?Q=T1ICVzVoL3dtK3ZZVW02OVhZb2xiWEZIUFBVMk0wT1g3bjA3Q0Y1aFBxaz0=>. [Acesso em 02 Fevereiro 2022].

- [22] “ABNT NBR 6856:2021 - Transformador de corrente com isolamento sólida para tensão máxima igual ou inferior a 52 kV - Especificação e ensaios,” [Online]. Available: <https://www.abntcatalogo.com.br/norma.aspx?Q=bFdxWkxrVENEZ0d0UEZoa1pDSVFivCt2LzNNNHJoaERhUIRUWTZ5QXREYz0=>. [Acesso em 05 Fevereiro 2022].
- [23] “ABNT NBR 6855:2021 - Transformador de potencial indutivo com isolamento sólida para tensão máxima igual ou inferior a 52 kV - Especificação e ensaios,” [Online]. Available: <https://www.abntcatalogo.com.br/norma.aspx?Q=UzVCZVVBaDJHZG4vRGM3TzIER2NmTXpUOHR3ZDZ1ck5JQ2k0R0RIOENhST0=>. [Acesso em 05 Fevereiro 2022].
- [24] C. L. Fortescue, “Method of Symmetrical Co-Ordinates Applied to the Solution of Polyphase Networks,” Julho 1918. [Online]. Available: <https://ieeexplore.ieee.org/document/4765570>. [Acesso em 12 Fevereiro 2022].
- [25] “ND 5.31 - Requisitos Para Conexão de Acessantes Produtores de Energia Elétrica ao Sistema de Distribuição da Cemig D – Média Tensão,” [Online]. Available: <https://novoportal.cemig.com.br/wp-content/uploads/2020/07/ND.5.31.pdf>. [Acesso em 22 Janeiro 2022].
- [26] “Relé Pextron URP6100,” [Online]. Available: <https://www.pextron.com/index.php/pt-br/manuais/manual-urp6100>. [Acesso em 03 Fevereiro 2022].
- [27] “Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL,” [Online]. Available: <http://www.aneel.gov.br/geracao-distribuida>. [Acesso em 08 Junho 2019].
- [28] S. Kouro, J. I. Leon, D. Vinnikov e L. G. Franquelo, *Grid-Connected Photovoltaic Systems: An Overview of Recent Research and Emerging PV Converter Technology*, IEEE Ind. Electron. Mag., Vol. 9, no. 1, pp. 47-61, March 2015.
- [29] E. B. Pereira, F. R. Martins, A. R. Gonçalves, R. S. Costa, F. J. L. Lima, R. Rüther, S. L. Abreu, G. M. Tiepolo, S. V. Pereira e J. G. Souza, *Atlas Brasileiro de Energia Solar, 2ª Edição*, São José dos Campos: INPE (E-BOOK) ISBN 978-85-17-00089-8, 2017.
- [30] “RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482, 17 de Abril de 2012,” [Online]. Available: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. [Acesso em 15 Maio 2019].
- [31] ANEEL, “Brasil ultrapassa marca de 1 GW em geração distribuída,” [Online]. Available: http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/brasil-ultrapassa-marca-de-1gw-em-geracao-distribuida/656877. [Acesso em 27 Junho 2019].
- [32] “Global Solar Atlas,” SWERA, [Online]. Available: [https://openei.org/wiki/Solar_and_Wind_Energy_Resource_Assessment_\(SWERA\)](https://openei.org/wiki/Solar_and_Wind_Energy_Resource_Assessment_(SWERA)). [Acesso em 15 Junho 2019].

9. APÊNDICES

APÊNDICE A – PLANTA DE SITUAÇÃO

APÊNDICE B – DIAGRAMA UNIFILAR

APÊNDICE C – DIAGRAMA TRIFILAR

10. ANEXOS

ANEXO A – DATASHEET DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

ANEXO B – DATASHEET DOS INVERSORES DE FREQUÊNCIA

ANEXO C – ESQUEMA DE INTERLIGAÇÃO DO RELÉ PEXTRON URP 6100

APÊNDICE A – PLANTA DE SITUAÇÃO

PROJETO DE MINI GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

OBRA: xxxxxxxx xxxxxxxx

LOCAL: RUA XXXXXX XXXXX, YY,
BAIRRO XXXXXX
FORMIGA- MG

DATA: 22/02/2022

UNIDADE CONSUMIDORA: 3000000000
NÚMERO DO CLIENTE: 7000000000

DISTRIBUIDORA:

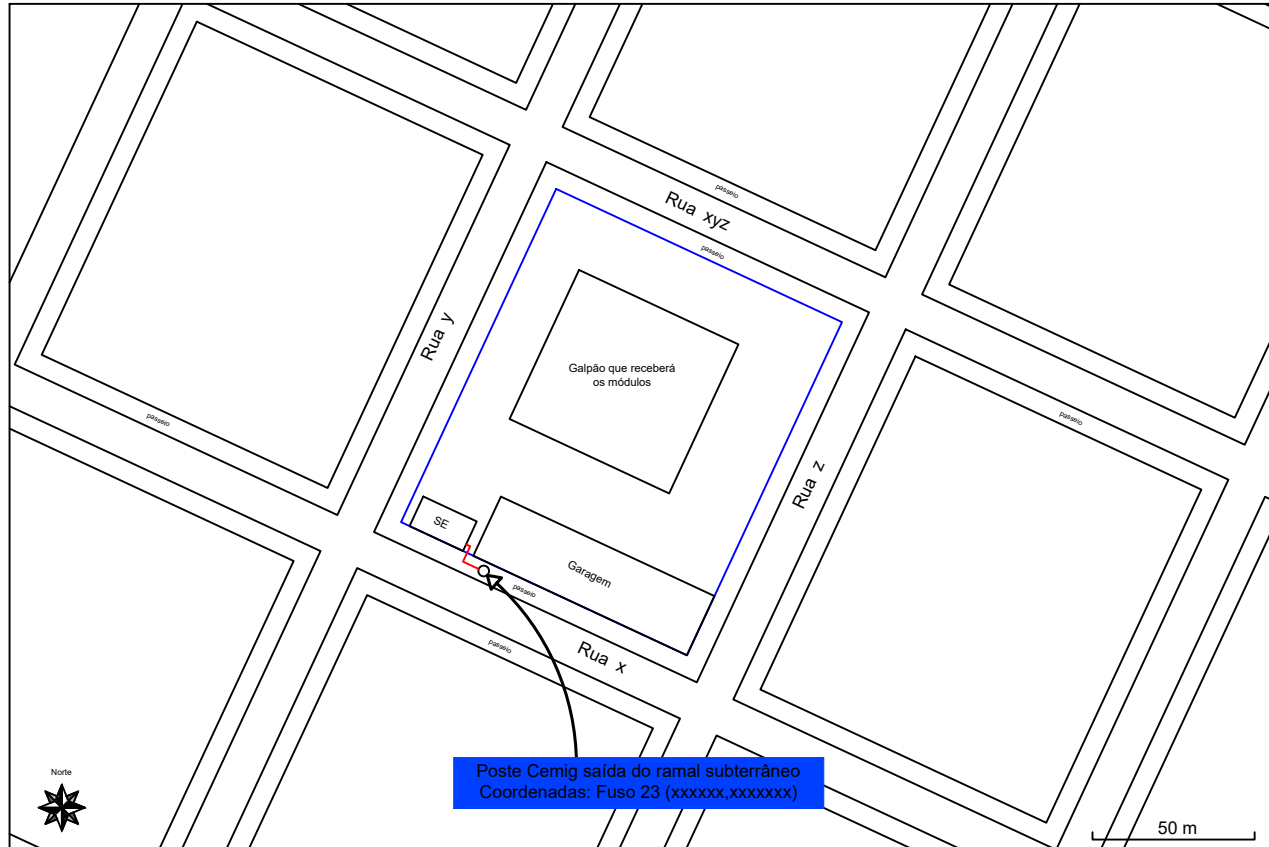
EXECUTORA:

RESPONSÁVEL TÉCNICA:

PRISCILA CONTARINI MACHADO
CREA/MG: XXXXXX/D

LEGENDA:

-  PADRÃO
-  POSTE DA RUA
-  TRANSFORMADOR DA CEMIG
-  ORIENTAÇÃO
-  PROPRIEDADE DO CLIENTE
-  CONDUTORES DA CEMIG
-  A RUA CONTINUA



Coordenadas: Formato (Graus-min-seg) ou (UTM)

Poste saída ramal subterrâneo: (20°xx'xx.x"S 45°xx'xx.x"W) ou Fuso 23 (xxxxxx, xxxxxxx)

Ponto de Entrega SE: (20°xx'xx.x"S 45°xx'x.x"W) ou Fuso 23 (xxxxxx, xxxxxxx)

Distâncias:

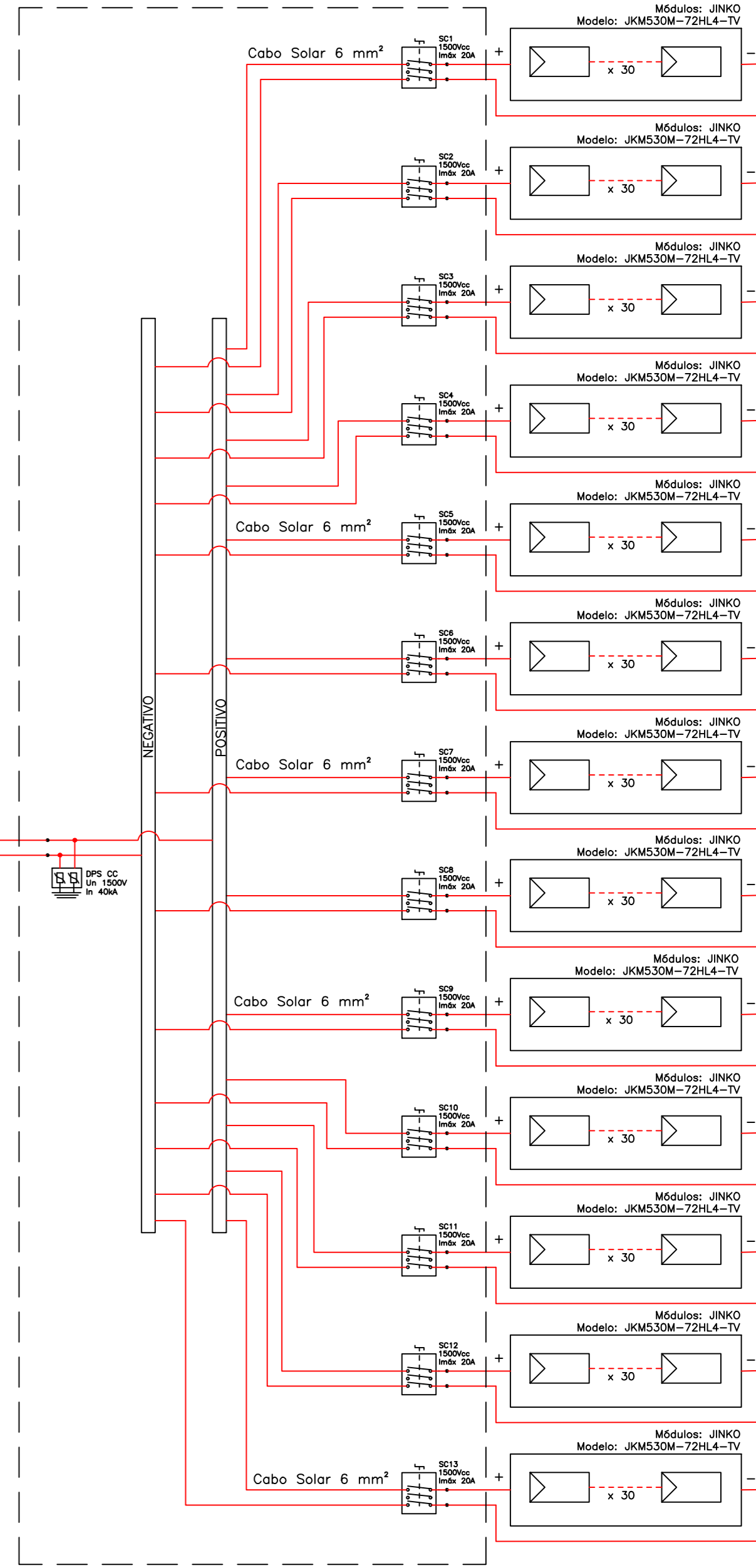
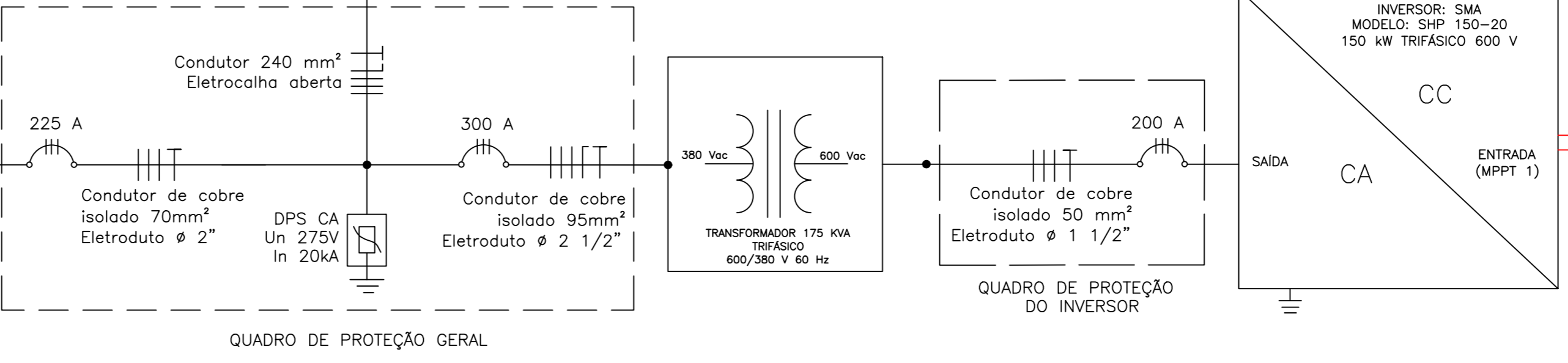
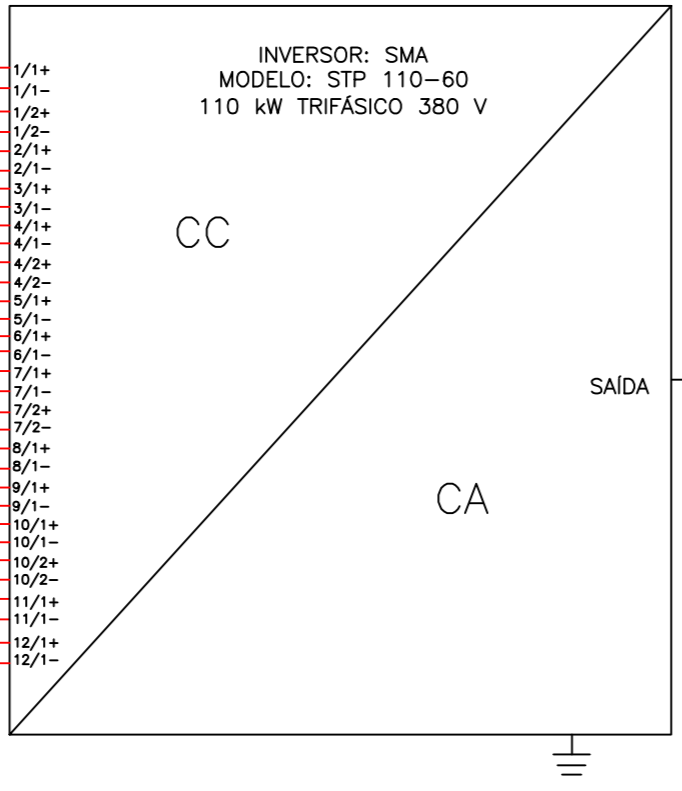
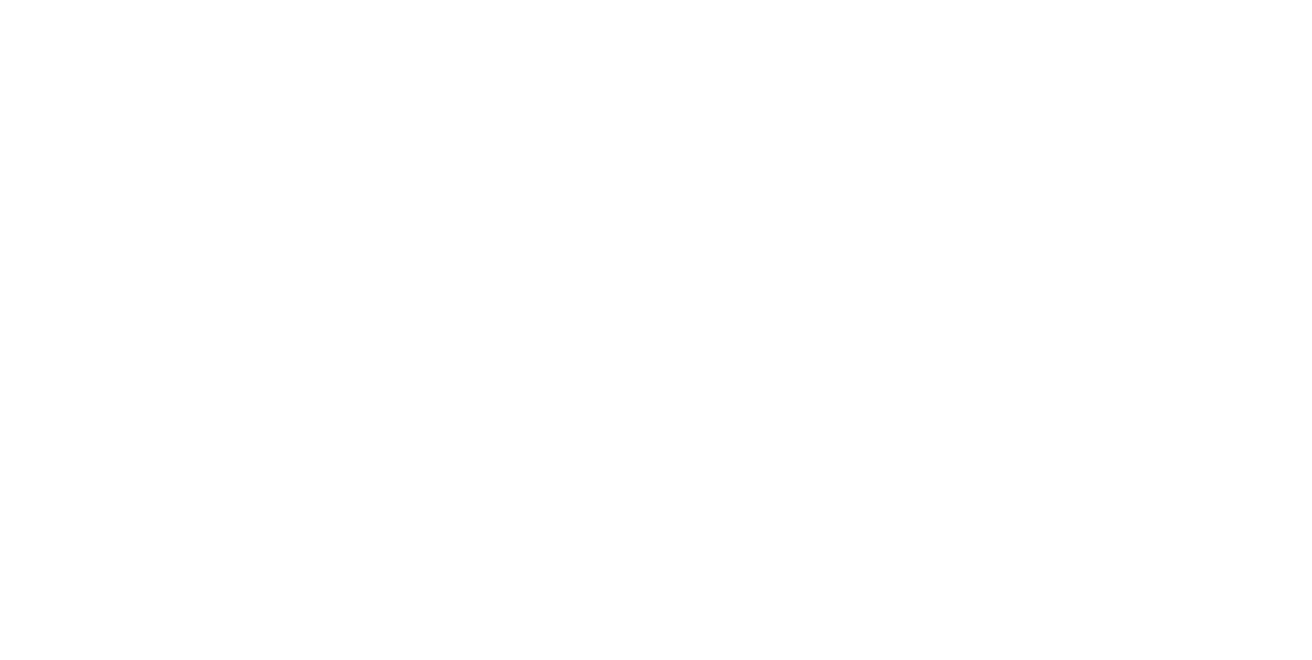
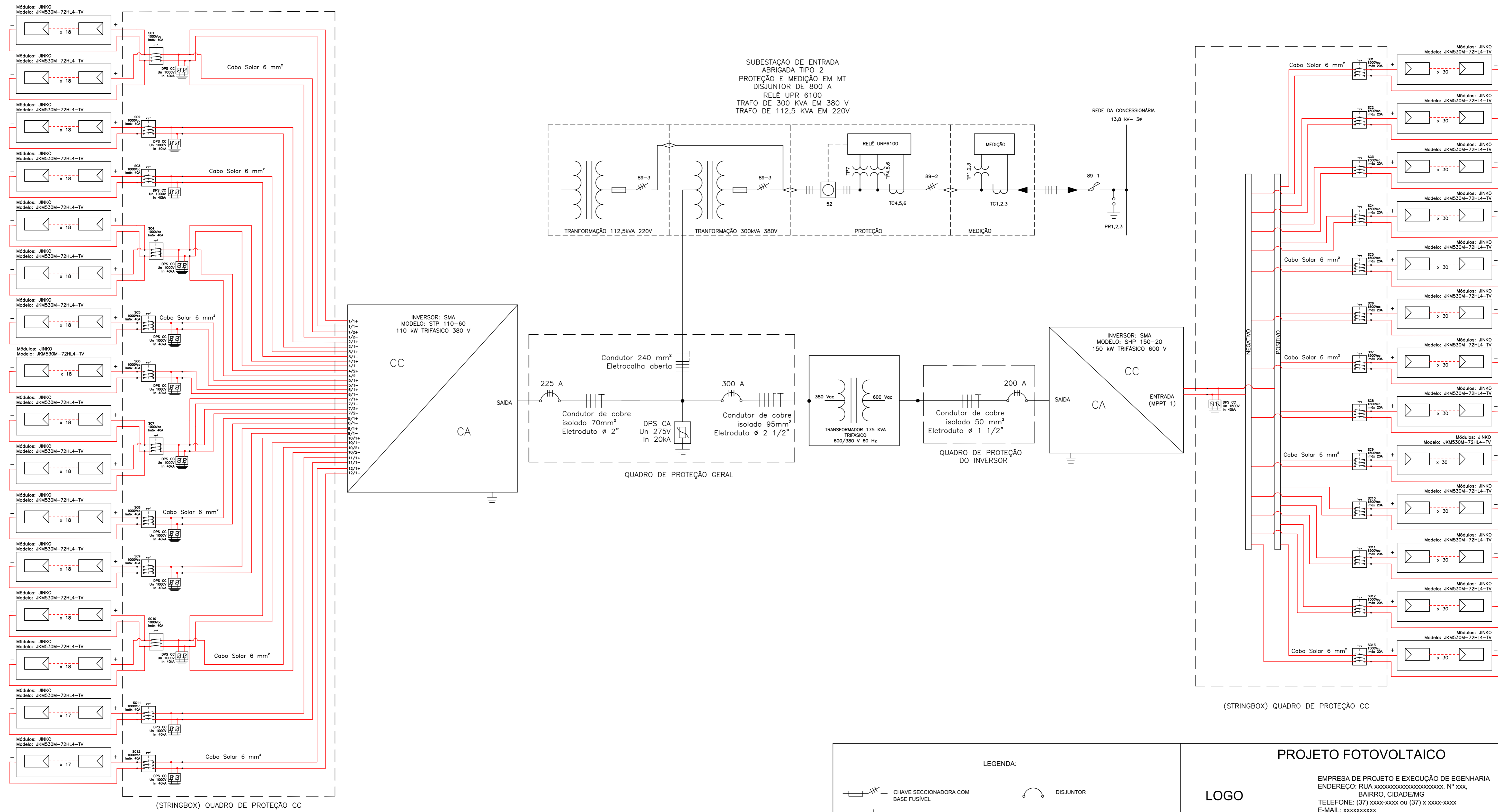
A distância entre o (xx) e o (xxx) são aproximadamente xx metros.

A distância entre o (x) e o (xxxx) são de aproximadamente xx metros.

ANEXO 3

PROJETO:
PLANTA DE SITUAÇÃO

APÊNDICE B – DIAGRAMA UNIFILAR



NOTAS:
 1 - O terra do inversor deverá ser conectado ao terra da instalação na caixa de conexão. Aterrar também a estrutura metálica de sustentação dos inversores e módulos;
 2 - Condutor de aterramento: Utilizar cabo de cobre na cor verde/amarelo com bitola indicada no projeto;
 3 - Onde possível, os condutores deverão ser preferencialmente acondicionados em eletrodutos como indicado no projeto.

LEGENDA:

	CHAVE SECCIONADORA COM BASE FUSÍVEL		DISJUNTOR
	TRANSFORMADOR DE CORRENTE		MÓDULO FOTOVOLTAICO
	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL		INVERSOR SOLAR (CC/CA)
	DISJUNTOR MÉDIA TENSÃO		DISPOSITIVO PROTETOR DE SURTO
	CHAVE SECCIONADORA FUSÍVEL		MEDIDOR BIDIRECIONAL
	PARA-RAIO		CONDUTORES FASE, NEUTRO E TERRA
	ATERRAMENTO		CC, CABO SOLAR 6 mm²
	MUFLA 15 kV		TRANSFORMADOR
	BUCHA INTERNA INTERNA 15 kV		

PROJETO FOTOVOLTAICO

LOGO

EMPRESA DE PROJETO E EXECUÇÃO DE EGENHARIA
 ENDEREÇO: RUA XXXXXXXXXXXXXXXXXXXX, Nº xxx, BAIRRO, CIDADE/MG
 TELEFONE: (37) xxxx-xxxx ou (37) x xxxx-xxxx
 E-MAIL: xxxxxxxx

ENDEREÇO DA OBRA:
 RUA XXXXXXXXXXX, Nº XXXXX, BAIRRO, FORMIGA-MG

FINALIDADE: INDUSTRIAL	UNIDADE CONSUMIDORA: 3000000000
PROJETO: DIAGRAMA UNIFILAR - MINIGERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA 260 KW	
Nº DO PROJETO: XXXXXX	Nº ART DO PROJETO: XXXXXX
PROPRIETÁRIO: XXXXXXXXXXXXXXXXXXXX CNPJ: xx.xxx.xxx/xxxx-xx RUA xxxxx Nº xxxxx, BAIRRO, FORMIGAMG	RESPONSÁVEL TÉCNICO: PRISCILA CONTARINI MACHADO CREA/MG: xxxxxx/D
DATA: 04 DE NOVEMBRO DE 2019	ESCALA: SEM ESCALA
FOLHA: XXXXX	Nº DESENHO: XXXXXX
FORMATO: A1	

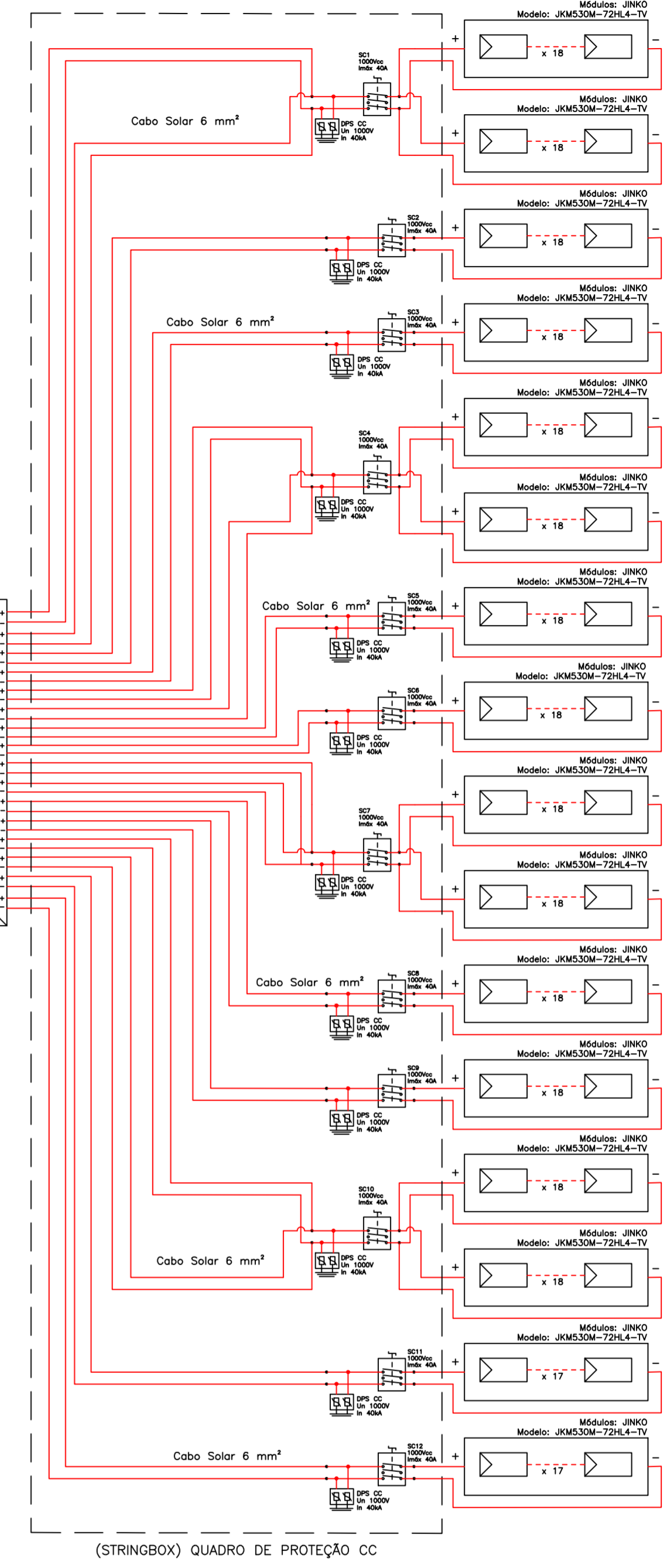
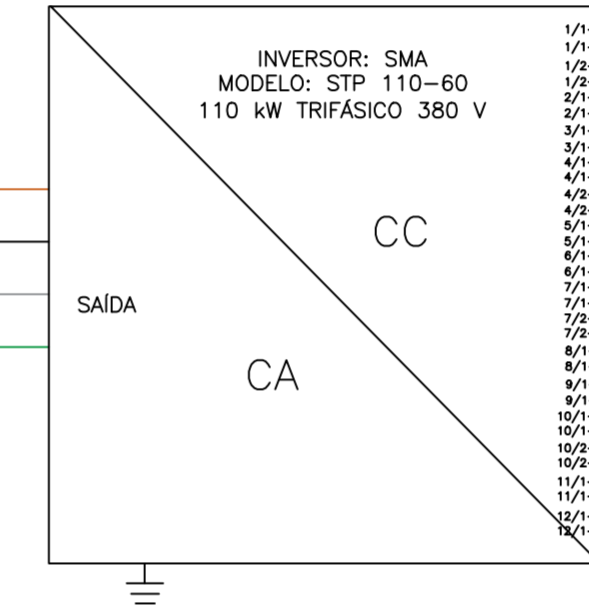
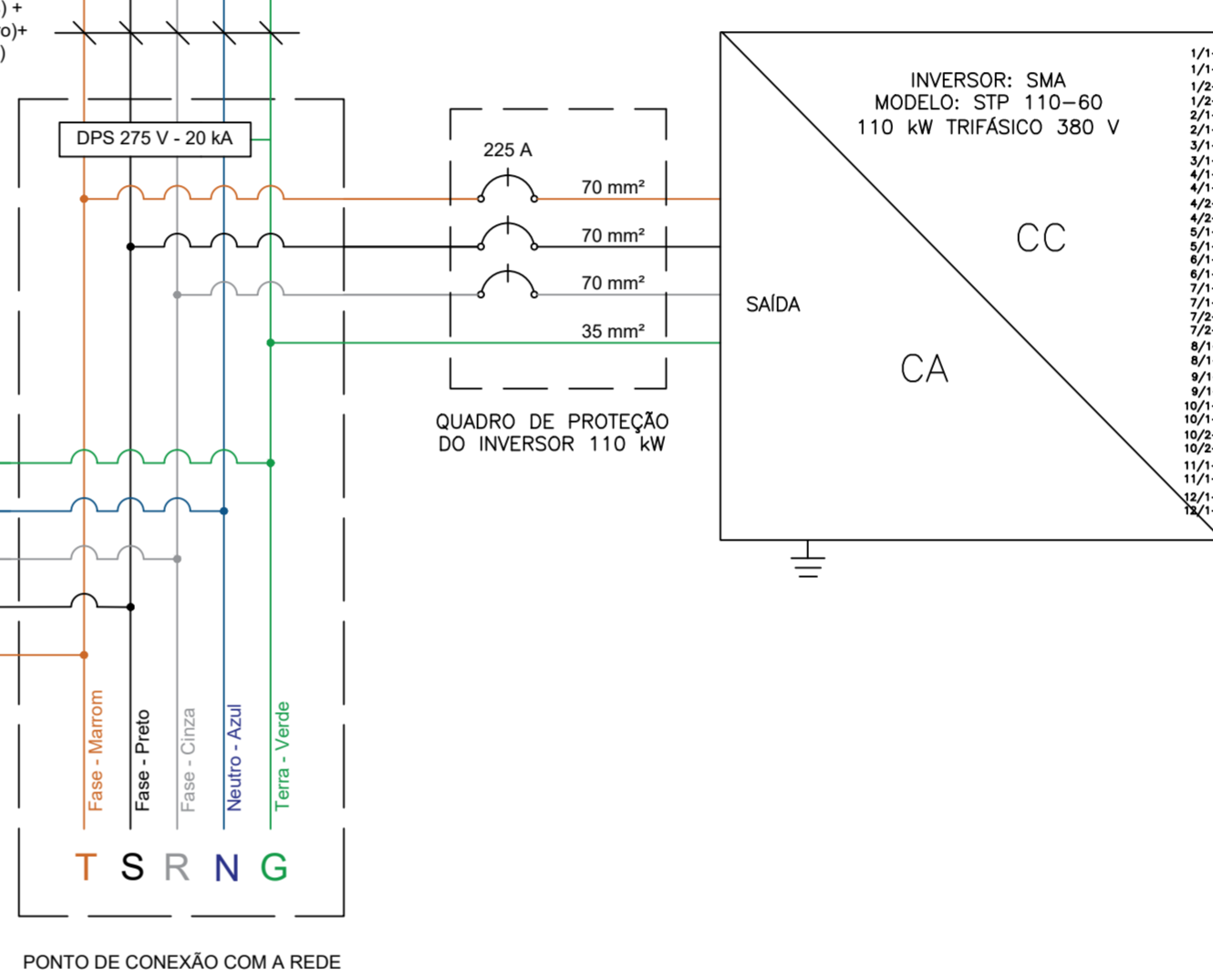
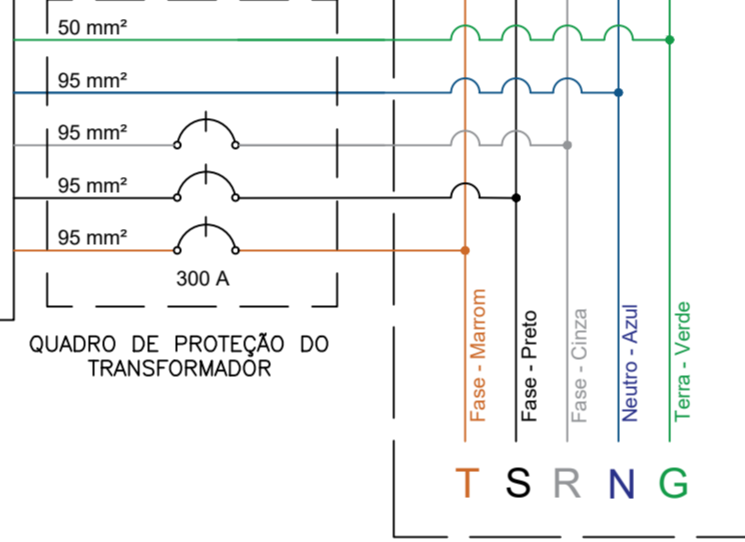
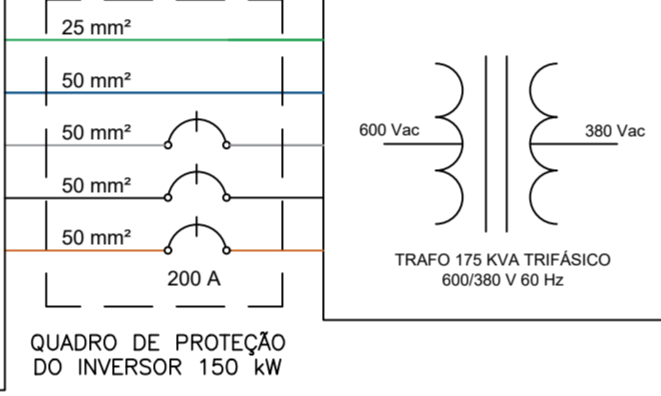
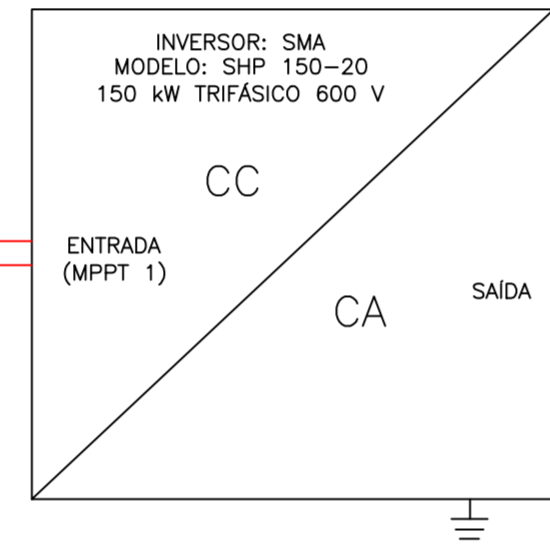
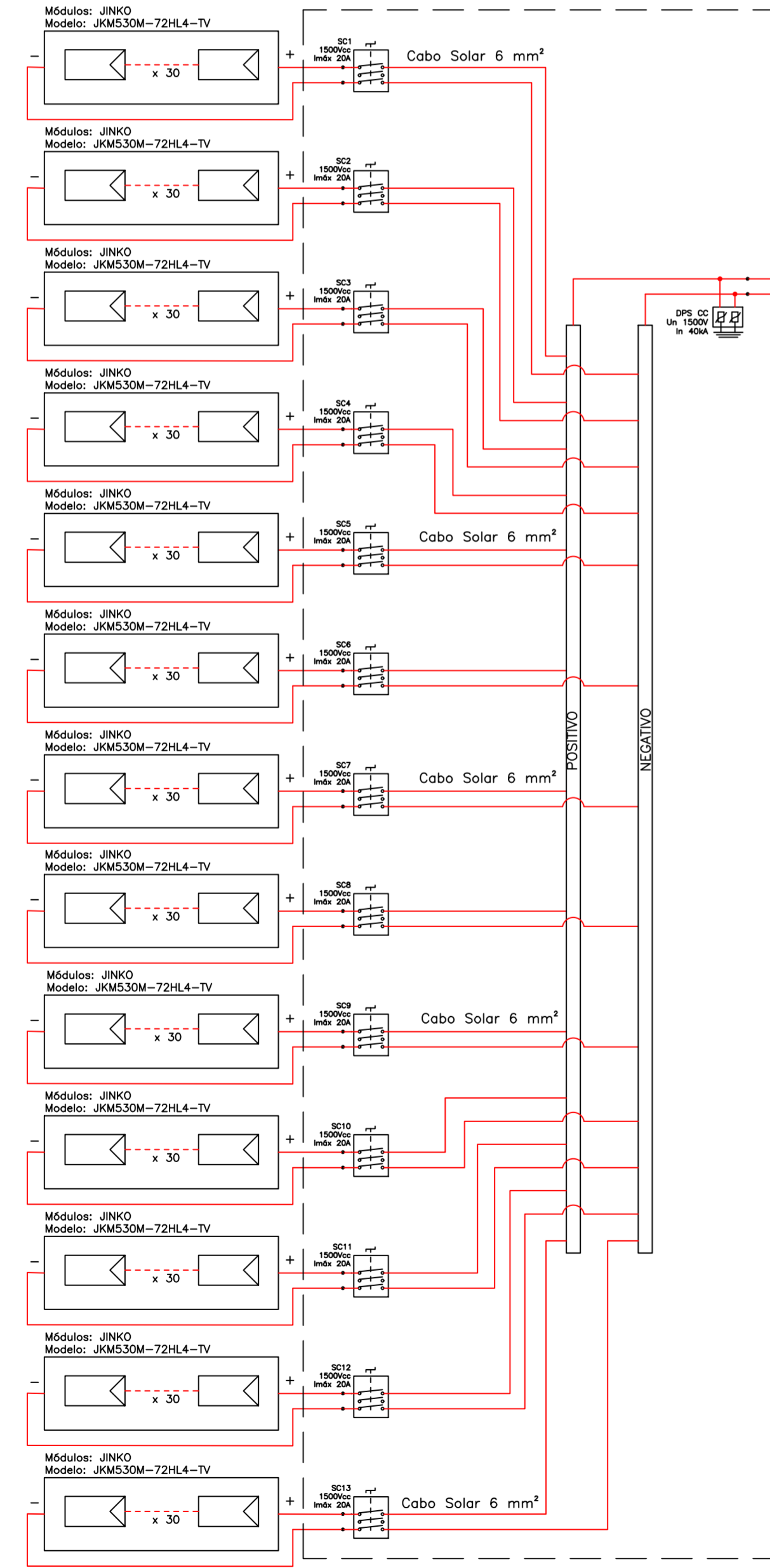
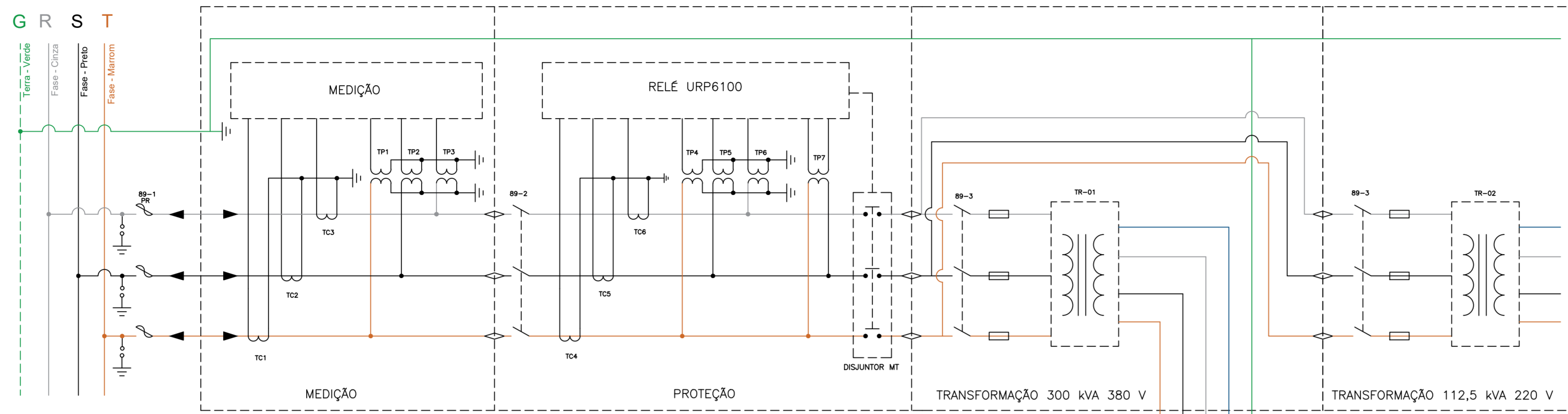
APÊNDICE C – DIAGRAMA TRIFILAR

REDE DA CONCESSIONÁRIA

G R S T

SUBESTAÇÃO DE ENTRADA
ABRIGADA TIPO 2
PROTEÇÃO E MEDIÇÃO EM MT

DISJUNTOR DE 800 A
RELÉ UPR 6100
TRAFO DE 300 KVA EM 380 V
TRAFO DE 112,5 KVA EM 220V



- NOTAS:
- 1 - O terra do inversor deverá ser conectado ao terra da instalação na caixa de conexão. Aterrar também a estrutura metálica de sustentação dos inversores e módulos;
 - 2 - Condutor de aterramento: Utilizar cabo de cobre na cor verde/amarelo com bitola indicada no projeto;
 - 3 - Onde possível, os condutores deverão ser preferencialmente acondicionados em eletrodutos como indicado no projeto.

LEGENDA:

	CHAVE SECCIONADORA COM BASE FUSÍVEL		DISJUNTOR
	TRANSFORMADOR DE CORRENTE		MÓDULO FOTOVOLTAICO
	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL		INVERSOR SOLAR (CC/CA)
	DISJUNTOR MÉDIA TENSÃO		DISPOSITIVO PROTETOR DE SURTO
	CHAVE SECCIONADORA FUSÍVEL		MEDIDOR BIDIRECIONAL
	PARA-RAIO		CONDUTORES FASE, NEUTRO E TERRA
	ATERRAMENTO		CC, CABO SOLAR 6 mm ²
	MUFLA 15 kV		TRANSFORMADOR
	BUCHA INTERNA INTERNA 15 kV		

PROJETO FOTOVOLTAICO	
LOGO	
EMPRESA DE PROJETO E EXECUÇÃO DE EGENHARIA ENDEREÇO: RUA XXXXXXXX, Nº XXXX, BAIRRO, FORMIGA-MG TELEFONE: (37) xxxx-xxxx ou (37) x xxxx-xxxx E-MAIL: xxxxxxxx	
ENDEREÇO DA OBRA: RUA XXXXXXXX, Nº XXXX, BAIRRO, FORMIGA-MG	
FINALIDADE: INDUSTRIAL	UNIDADE CONSUMIDORA: 300000000
PROJETO: DIAGRAMA TRIFILAR - MINIGERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA 260 KW	
Nº DO PROJETO: XXXXXX	Nº ART DO PROJETO: XXXXXX
PROPRIETÁRIO: XXXXXXXX XXXXXXXX XXXXXXXX CNPJ: xx.xxx.xxx/xxxx-xx RUA xxxxx Nº xxxxx, BAIRRO, FORMIGA/MG	RESPONSÁVEL TÉCNICO: PRISCILA CONTARINI MACHADO CREA/MG: xxxxxx/D
DATA: 04 DE NOVEMBRO DE 2019	ESCALA: SEM ESCALA
FOLHA: XXXXX	Nº DESENHO: XXXXXX
FORMATO: A1	

Tiger Pro 72HC-TV

525-545 Watt

BIFACIAL MODULE WITH
TRANSPARENT BACKSHEET

P-Type

Positive power tolerance of 0~+3%

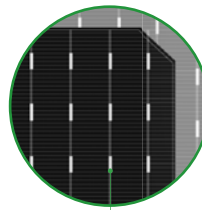
IEC61215(2016), IEC61730(2016)

ISO9001:2015: Quality Management System

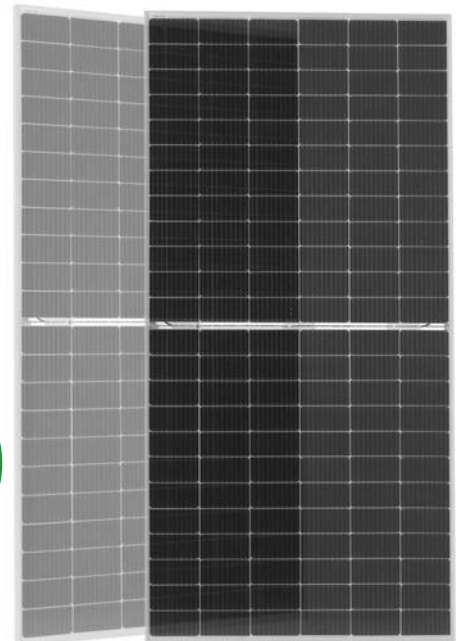
ISO14001:2015: Environment Management System

ISO45001:2018

Occupational health and safety management systems



Bifacial Technology



Key Features



Multi Busbar Technology

Better light trapping and current collection to improve module power output and reliability.



Light-weight design

Light-weight design using transparent backsheet for easy installation and low BOS cost.



Higher Power Output

Module power increases 5-25% generally, bringing significantly lower LCOE and higher IRR.



Longer Life-time Power Yield

0.45% annual power degradation and 30 year linear power warranty.



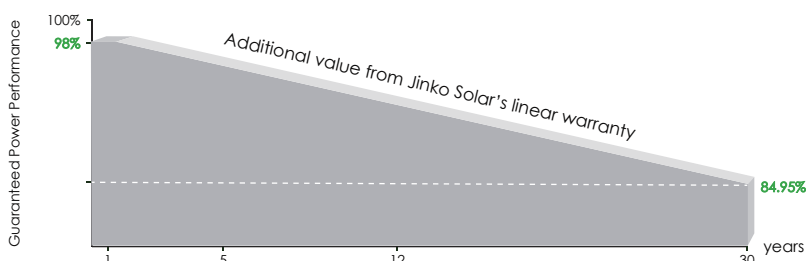
Enhanced Mechanical Load

Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).



POSITIVE QUALITY™
Continuous Quality Assurance

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

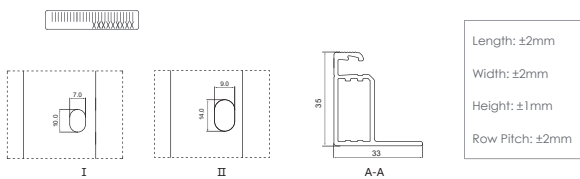
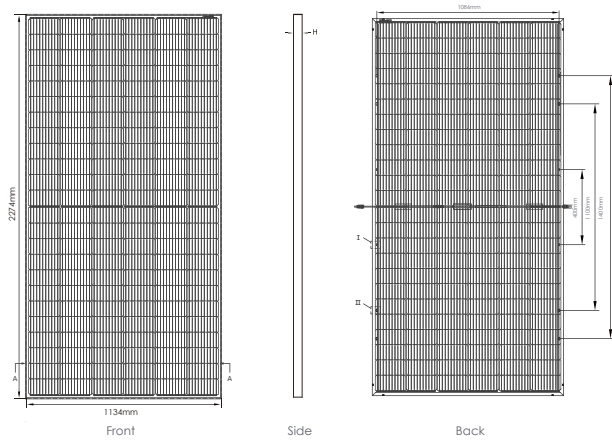


12 Year Product Warranty

30 Year Linear Power Warranty

0.45% Annual Degradation Over 30 years

Engineering Drawings

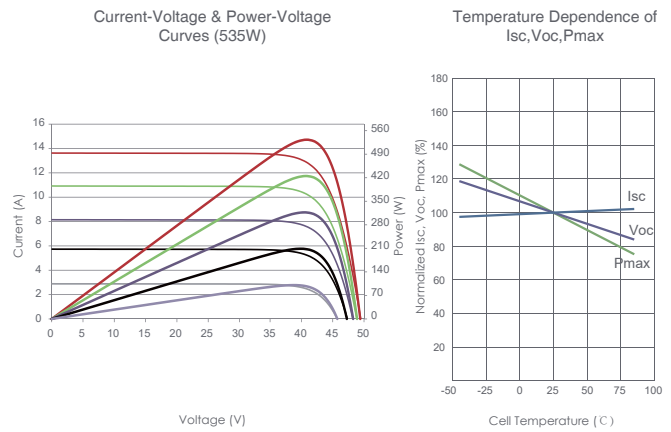


Packaging Configuration

(Two pallets = One stack)

31 pcs/pallets, 62 pcs/stack, 620 pcs/ 40'HQ Container

Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	P type Mono-crystalline
No. of cells	144 (6×24)
Dimensions	2274×1134×35mm (89.53×44.65×1.38 inch)
Weight	28.9 kg (63.7 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV 1×4.0mm ² (+): 400mm, (-): 200mm or Customized Length

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM525M-72HL4-TV		JKM530M-72HL4-TV		JKM535M-72HL4-TV		JKM540M-72HL4-TV		JKM545M-72HL4-TV	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	525Wp	391Wp	530Wp	394Wp	535Wp	398Wp	540Wp	402Wp	545Wp	405Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	40.61V	37.74V	40.71V	37.88V	40.81V	37.98V	40.91V	38.08V	41.07V	38.18V
Maximum Power Current (Imp)	12.93A	10.35A	13.02A	10.41A	13.11A	10.48A	13.20A	10.55A	13.27A	10.62A
Open-circuit Voltage (Voc)	49.27V	46.50V	49.35V	46.58V	49.42V	46.65V	49.49V	46.71V	49.65V	46.86V
Short-circuit Current (Isc)	13.64A	11.02A	13.71A	11.07A	13.79A	11.14A	13.87A	11.20A	13.94A	11.26A
Module Efficiency STC (%)	20.4%		20.6%		20.7%		20.9%		21.1%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	30A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.35%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.28%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.048%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									
Refer. Bifacial Factor	70±5%									

BIFACIAL OUTPUT-REAR SIDE POWER GAIN

		5%		15%		25%	
		Maximum Power (Pmax)	Module Efficiency STC (%)	Maximum Power (Pmax)	Module Efficiency STC (%)	Maximum Power (Pmax)	Module Efficiency STC (%)
		551Wp	21.38%	604Wp	23.41%	656Wp	25.45%
		557Wp	21.58%	610Wp	23.64%	663Wp	25.69%
		562Wp	21.78%	615Wp	23.86%	669Wp	25.93%
		567Wp	21.99%	621Wp	24.08%	675Wp	26.18%
		572Wp	22.19%	623Wp	24.30%	681Wp	26.42%

*STC: Irradiance 1000W/m²

Cell Temperature 25°C

AM=1.5

NOCT: Irradiance 800W/m²

Ambient Temperature 20°C

AM=1.5

Wind Speed 1m/s

STP 110-60



SMA ShadeFix
STRING LEVEL OPTIMIZATION

Serviço de monitorização premium
SMA SMART CONNECTED



Mais flexibilidade

- Para sistemas de telhados de grandes dimensões e espaços abertos até à gama MW
- 12 rastreadores MPP
- 24 strings com conector de ficha Sunclix 1100 VDC

Mais potência

- 110 kW para o padrão 400 VAC
- Rápida colocação em serviço sem DC-Combiner adicional
- Rendimento de picos de 98,6 %

Mais rendimento

- Serviço de monitorização premium para um desempenho fiável dos sistemas
- Rendimento máximo graças à solução de software integrada SMA ShadeFix

Mais integração de sistema

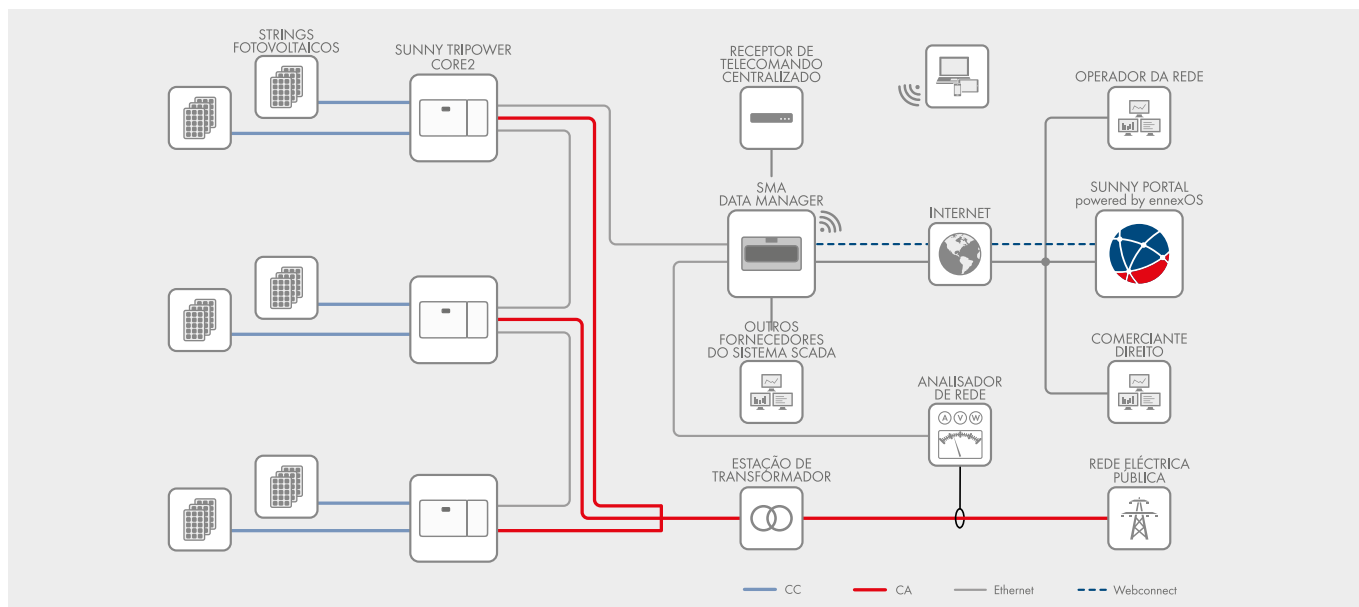
- Flexível e com capacidade de expansão futura para SMA Energy System Business
- Gestão energética global com ennexOS
- Alta segurança TI

SUNNY TRIPOWER CORE2

Dimensionamento flexível do sistema e rendimentos mais elevados graças a características integradas

Dimensionamento flexível do sistema para sistemas fotovoltaicos comerciais de maiores dimensões: o Sunny Tripower CORE2 é o inversor ideal para estruturas de sistema descentralizadas até à gama de megawatts. Com 110 quilowatt de potência, 24 strings e 12 rastreadores MPP, o Sunny Tripower CORE2 permite uma taxa de cobertura solar particularmente elevada ao longo do dia em sistemas em campo aberto, bem como com diferentes inclinações de telhado. A solução integrada de software SMA ShadeFix otimiza automaticamente o desempenho do sistema em qualquer altura, mesmo com módulos parcialmente sombreados. O serviço de monitorização automática SMA Smart Connected também assegura rendimentos máximos do sistema fotovoltaico, detetando falhas o mais cedo possível.

Com o Sunny Tripower CORE2 como componente central do SMA Energy System Business, os instaladores e operadores de sistemas beneficiam de componentes de alta qualidade de uma fonte única e de possibilidades de expansão futuras com soluções de armazenamento SMA.



Dados técnicos	Sunny Tripower CORE2
Entrada (CC)	
Potência máx. do gerador fotovoltaico	165000 Wp STC
Tensão máx. de entrada	1100 V
Intervalo de tensão MPP	500 V a 800 V
Tensão atribuída de entrada	585 V
Tensão mín. de entrada/Tensão de entrada inicial	200 V/250 V
Corrente máx. de entrada por rastreador MPP/corrente máx. de curto-circuito por rastreador MPP	26 A/40 A
Quantidade de rastreadores MPP independentes/Strings por rastreador MPP	12/2
Saída (CA)	
Potência atribuída com tensão nominal	110000 W
Potência aparente CA máx.	110000 VA
Tensão nominal CA	400 V
Intervalo de tensão CA	320 V a 460 V
Frequência de rede CA/intervalo	50 Hz/45 Hz a 55 Hz 60 Hz/55 Hz a 65 Hz
Frequência de rede atribuída	50 Hz
Corrente máx. de saída	159 A
Fator de potência na potência atribuída/fator de desfasamento ajustável	1/0,8 sobrecarregado a 0,8 subexcitado
Harmônica (THD)	< 3%
Fases de injeção na rede/ligação CA	3/3-PE
Rendimento	
Rendimento máx./Rendimento Europeu Rendimento	98,6%/98,4%
Dispositivos de segurança	
Ponto de seccionamento no lado de entrada	●
Monitorização da ligação à terra/Monitorização da rede/Proteção contra inversão de polaridade CC	● / ● / ●
Resistência a curto-circuitos CA/Isolamento galvânico	● / -
Dispositivo de monitorização da corrente residual sensível a todas as correntes	●
Descarregadores de sobretensões monitorizados (do tipo II) CA/CC	● / ●
Classe de proteção (conforme a IEC 62109-1)/Categoria de sobretensão (conforme a IEC 62109-1)	I/CA: III; CC: II
Dados gerais	
Dimensões (L/A/P)	1117 mm/682 mm/363 mm (44,0 in/26,9 in/14,3 in)
Peso	93,5 kg (206,1 lb)
Faixa de temperatura de operação	-30 °C a +60 °C (-22 °F a +140 °F)
Emissões sonoras, típicas	< 65 db(A)
Autoconsumo (noite)	< 5 W
Topologia/Princípio de refrigeração	sem transformador/arrefecimento ativo
Grau de proteção (conforme a IEC 60529)	IP66
Valor máx. admissível da humidade relativa (sem condensação)	100%
Equipamento/Função/Acessórios	
Ligação CC/Ligação CA	Sunclix/Ponta terminal do cabo (até 240 mm ²)
Indicador LED (estado/erro/comunicação)	●
Interface Ethernet	● (2 portas)
Interface de dados	Interface web/Modbus SunSpec
Tipo de montagem	Montagem na parede/Montagem em armação
Garantia: 5/10/15/20 anos	● / ○ / ○ / ○
Certificados e homologações (seleção)	IEC 62109-1/-2, EN50549-1/-2:2018, VDE-AR-N 4105/4110/4120:2018, IEC 62116, IEC 61727, C10/C11 LV2/MV1:2018, CEI 0-16:2019, AS/NZS 4777.2, SI 4777, fabricante TOR Tipo A/B
Designação do modelo	STP 110-60

● Equipamento de série ○ Opcional - Não disponível Dados em condições nominais Versão: 03/2020

SUNNY HIGHPOWER PEAK3

SHP 100-20 / SHP 150-20



Efficient

- High power density with 150 kW thanks to its compact structure
- Max. yield due to possible DC/AC ratio of up to 150%

Reliable

- Superior PV system availability with 150 kW units
- Innovative digital features aligned with the energy management platform ennexOS

Flexible

- For DC input voltages up to 1500 V
- Flexible DC solutions with customer-specific PV array junction boxes

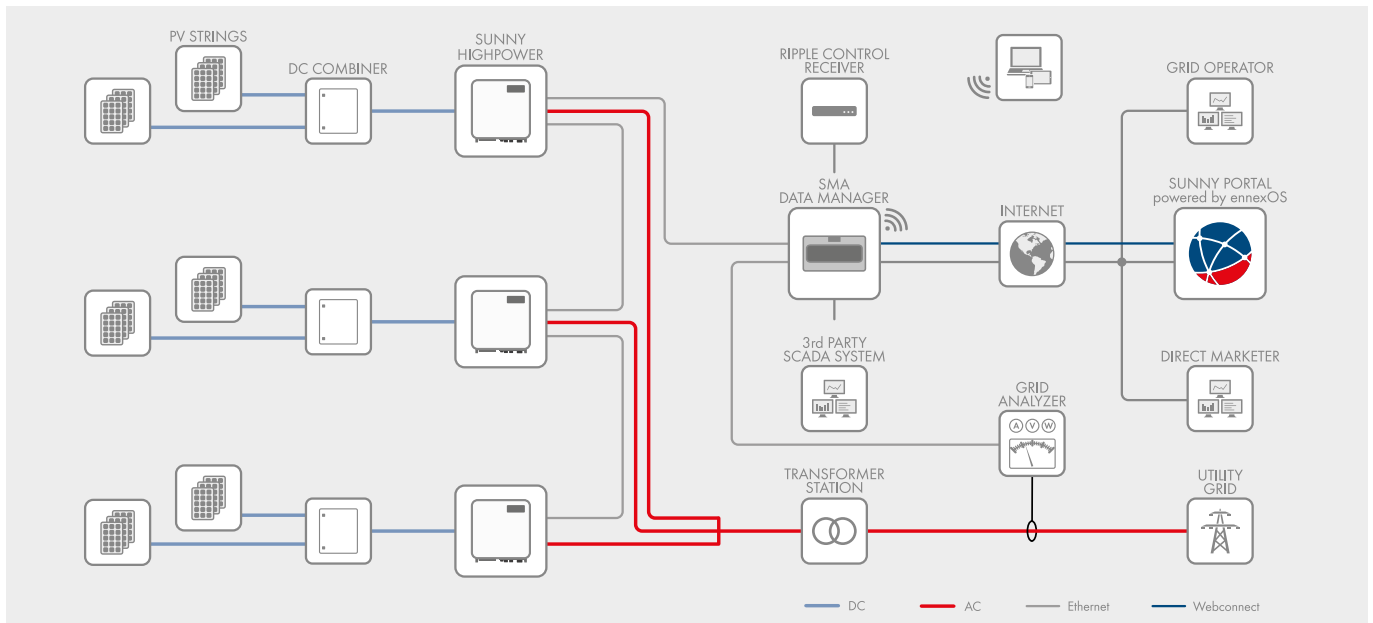
Easy to install

- Ergonomic handling and simple connection for quick installation
- Centralized commissioning and control of the PV power plant via SMA Data Manager

SUNNY HIGHPOWER PEAK3

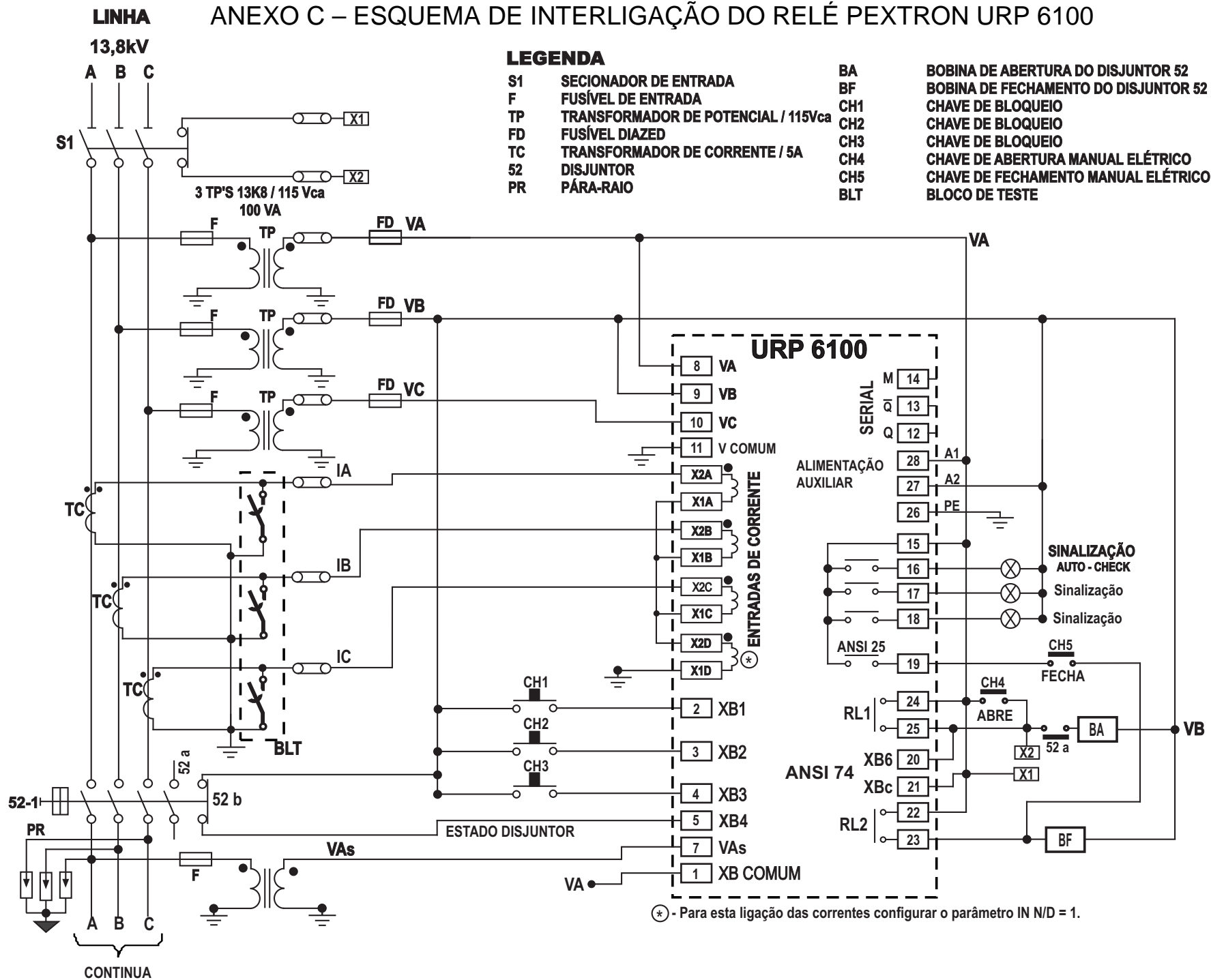
Customized for tomorrow today

The Sunny Highpower PEAK3 is the central component of the SMA solution for PV power plants with a decentralized architecture and system voltages of 1500 V DC. This compact string inverter enables cost-optimized solutions for industrial PV applications thanks to its high power density. It also provides a simple way of transport and allows for quick installation and commissioning. This string inverter with 150 kW of power is equipped with the automatic SMA Smart Connected service for proactive servicing that facilitates operation and maintenance and reduces service costs throughout the entire project lifetime.



Technical Data	Sunny Highpower 100-20	Sunny Highpower 150-20
Input (DC)		
Max. PV array power	150000 Wp	225000 Wp
Max. input voltage	1000 V	1500 V
MPP voltage range / rated input voltage	590 V to 1000 V / 590 V	880 V to 1450 V / 880 V
Max. input current / max. short-circuit current	180 A / 325 A	180 A / 325 A
Number of independent MPP trackers	1	1
Number of inputs	1 or 2 (optional) for external PV array junction boxes	
Output (AC)		
Rated power at nominal voltage	100000 W	150000 W
Max. apparent power	100000 VA	150000 VA
Nominal AC voltage / AC voltage range	400 V / 304 V to 477 V	600 V / 480 V to 690 V
AC grid frequency / range	50 Hz / 44 Hz to 55 Hz 60 Hz / 54 Hz to 66 Hz	50 Hz / 44 Hz to 55 Hz 60 Hz / 54 Hz to 66 Hz
Rated grid frequency	50 Hz	50 Hz
Max. output current	151 A	151 A
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable	1 / 0 overexcited to 0 underexcited	
Harmonic (THD)	< 3%	< 3%
Feed-in phases / AC connection	3 / 3-PE	3 / 3-PE
Efficiency		
Max. efficiency / European efficiency	98.8% / 98.6%	99.1% / 98.8%
Protective devices		
Ground fault monitoring / grid monitoring / DC reverse polarity protection	● / ● / ●	● / ● / ●
AC short-circuit current capability / galvanically isolated	● / -	● / -
All-pole-sensitive residual-current monitoring unit	●	●
Monitored surge arrester (type II) AC / DC	● / ●	● / ●
Protection class (according to IEC 62109-1) / overvoltage category (as per IEC 62109-1)	I / AC: III; DC: II	I / AC: III; DC: II
General Data		
Dimensions (W / H / D)	770 mm / 830 mm / 444 mm (30.3 in / 32.7 in / 17.5 in)	
Weight	98 kg (216 lbs)	
Operating temperature range	-25 °C to +60 °C (-13 °F to +140 °F)	
Noise emission (typical)	< 69 dB(A)	
Self-consumption (at night)	< 5 W	
Topology	transformerless	
Cooling method	OptiCool, active cooling, speed-controlled fan	
Degree of protection (according to IEC 60529)	IP65	
Max. permissible value for relative humidity (non-condensing)	100%	
Features / function / accessories		
DC connection / AC connection	Terminal lug (up to 300 mm ²) / Screw terminal (up to 150 mm ²)	
LED display (Status / Fault / Communication)	●	
Ethernet interface	● (2 ports)	
Data interface: SMA Modbus / SunSpec Modbus / Speedwire, Webconnect	● / ● / ●	
Mounting type	Rack mounting	
OptiTrac / Integrated Plant Control / Q on Demand 24/7	● / ● / ●	
Off-grid capable / SMA Fuel Save Controller compatible	● / ●	
Warranty: 5 / 10 / 15 / 20 years	● / ○ / ○ / ○	
Certificates and approvals (selection)	IEC/EN 62109-1/-2, VDE-AR-N 4110/4120, IEC 62116, IEC 61727, EN 50549, C10/11, CEI 0-16, G99/1 (>16A), PO 12.3, ABNT NBR 16149	
● Standard features ○ Optional features - Not available Data at nominal conditions Status: 09/ 2019		
Type designation	SHP 100-20	SHP 150-20

ANEXO C – ESQUEMA DE INTERLIGAÇÃO DO RELÉ PEXTRON URP 6100





cead_{UFV}

Coordenadoria de
Educação Aberta e a Distância