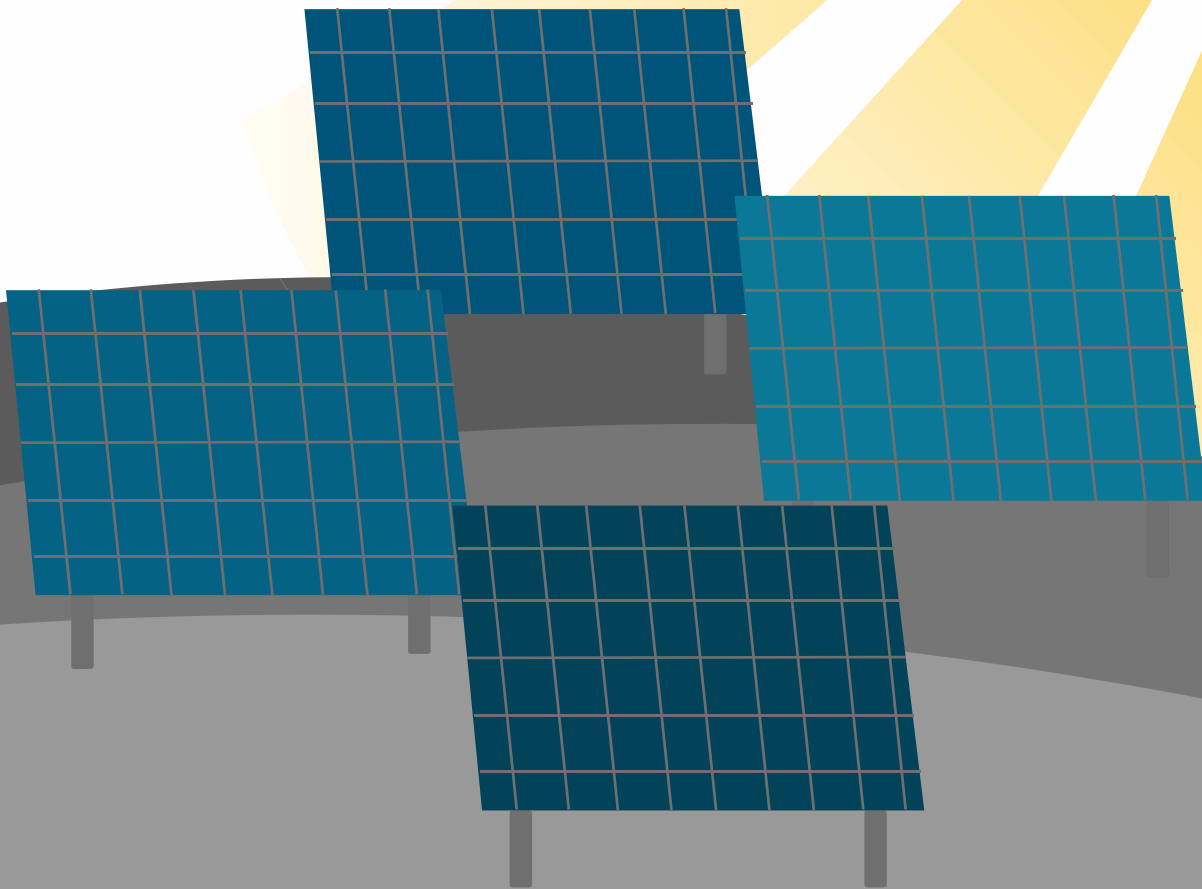




Universidade Federal de Viçosa - UFV
Centro de Ciências Exatas e Tecnológicas - CCE
Departamento de Engenharia Elétrica - DEL



**Projeto Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica Residencial de
6,56 kW_p em Orlândia-SP**

ELT 554 - TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

Aluno Felipe José Torres Costa

ORIENTADOR: Prof. Me. William Caires Silva Amorim

Viçosa, 16 de fevereiro de 2022.

Felipe José Torres Costa

Projeto Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica Residencial de 6,56 kW_p em Orlandia - SP

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

Orientador: Prof. Me. William Caires Silva Amorim

Viçosa, 16 de Fevereiro de 2022.

ATA DE APROVAÇÃO

Felipe José Torres Costa

Projeto Fotovoltaico Conectado à rede Elétrica Residencial de 6,56 kW_p em
Orlândia - SP

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 16 de fevereiro de 2022.

Presidente e Orientador: Prof. Me. William Caires Silva Amorim

Universidade Federal de Viçosa

Membro Titular: Prof. Me. Dayane do Carmo Mendonça

Universidade Federal de Viçosa

Membro Titular: Prof. Me. João Marcus Soares Callegari

Universidade Federal de Viçosa

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho

À minha família, orientador e principalmente a minha esposa por ter me dado todo o apoio necessário para que eu chegasse aqui.

AGRADECIMENTOS

À minha mãe, Ignez Lapa Torres, a maior mestra da minha vida e que sempre me incentivou ao hábito da leitura.

Aos meus irmãos, Francis e Fabiano, às minhas filhas Camila, Mariana e Annabelle que sempre me incentivaram a continuar.

Aos meu sogro e minha sogra, Carlos e Clarice que foram que me acolheram e me apoiaram.

Ao meu cunhado e concunhada, Fábio e Fabiana por ceder as informações necessárias para fazer este trabalho.

Ao meu orientador William Caires, que me ajudou com suas precisas e incisivas pontuações.

A todos os docentes do Curso de Sistemas Fotovoltaicos Isolados e Conectados à Rede Elétrica, que compartilharam os seus conhecimentos, nos provocando a todo tempo, a termos uma reflexão crítica.

A todos os meus amigos, que sempre estiveram torcendo por mim.

A Deus, sempre presente, que sempre coloca no meu caminho pessoas especiais. Aquele que me concede forças para vencer os obstáculos da vida.

RESUMO

Este trabalho se refere a implementação de um sistema Fotovoltaico residencial do grupo B localizado em Orlandia/SP com 6560 W_p, utilizando 16 módulos de 410 W_p e um inversor de 8200 W_p para redução da conta de energia. Além de gerar economia de energia, o sistema fotovoltaico tem importância na utilização da energia limpa. O ponto de partida foi analisar a conta de energia, em seguida o local para instalação utilizando aplicativos e sites. Em seguida foi verificada o percentual de redução da conta e viabilidade econômica do sistema. Verificou-se pelos estudos a redução de 92,00% na conta de energia em um Payback de 5,8 anos. A conclusão é que o sistema fotovoltaico é viável.

Palavras-chave: Resolução Normativa, Sistema Fotovoltaico,

Lista de Figuras

Figura 1: Histórico de consumo de um cliente Residencial Urbano de Orândia/SP.....	12
Figura 2: Conta de Energia Convencional residencial bifásico do cliente de Orândia.....	13
Figura 3: Detalhes do consumo e valor de energia e outros encargos presente na conta de energia de um cliente sem sistema fotovoltaico.....	13
Figura 4: Dados de localização da unidade consumidora importados do Software Solarius PV.....	15
Figura 5: Vista mais ampla da localização da Unidade consumidora.....	15
Figura 6: A instalação da usina será feita no telhado, na área indicada	16
Figura 7: Diagrama solar para análise de sombreamento (Fonte Solarius PV).....	17
Figura 8: Diagrama solar para análise de sombreamento (Fonte Solarius PV).....	18
Figura 9: Vista frontal da unidade residencial.	19
Figura 10: Porção lateral do telhado.....	19
Figura 11: Sistema de proteção CC composto de DPS, cave seccionadora e fusível.	24
Figura 12: Sistema de proteção CA composto de DPS e disjuntor.....	24
Figura 13: Ligação dos arranjos fotovoltaicos ao inversor.....	25
Figura 14: Exemplo de modelo de aterramento que será utilizado no cliente Residencial de Orândia/SP.....	30
Figura 15: (a) Trilho fotovoltaico de alumínio universal e conectar de trilhos (b) emenda de perfil de alumínio e (c) exemplo de aplicação com 2 fileiras de módulos.....	31
Figura 16: Local da instalação da unidade geradora fotovoltaica, obtida no Google Maps.	41
Figura 17: Diagrama unifilar da UC após a instalação da usina solar fotovoltaica. Simbologia adotada conforme Figura 20.	42
Figura 18: Simbologia e legenda utilizada em projetos de usinas fotovoltaicas.....	43
Figura 19: Placa de advertência que deve ser instalada na usina FV, próxima à caixa de medição (medidas 20 x 15 cm).	44
Figura 20: Diagrama multifilar da UC após a instalação da usina solar fotovoltaica. Simbologia adotada conforme 19.	46

Lista de Tabelas

Tabela 1 : Consumo de energia de equipamentos da residência em Orlândia.....	14
Tabela 2 – Seção nominal para cabos CC (NBR-16612).....	28
Tabela 3 - Dimensionamento condutor C.A.....	29
Tabela 4 – Diâmetro de eletroduto galvanizado.....	29
Tabela 5 – Custos considerados no projeto de 16 placas de 410 W _p	33
Tabela 6 – Variáveis financeiras do projeto.....	34
Tabela 7 – Parâmetros de dimensionamento do sistema fotovoltaico.	35
Tabela 8 – Custo dos equipamentos e da mão de obra.....	35
Tabela 9 – Custo com a limpeza do sistema.	36
Tabela 10 – Fluxo de caixa – Parte 1.....	37
Tabela 11 – Fluxo de caixa – Parte 2.....	38
Tabela 12 – Fluxo de caixa – Parte 3.....	39
Tabela 13 – Fluxo de caixa – Parte 4.....	39

Lista de Abreviação

TMA	Taxa Mínima de Atratividade
VPL	Valor Presente Líquido
TIR	Taxa Interna de Retorno
UC	Unidade Consumidora
DPS	Dispositivo contra surto
CPFL	Companhia Paulista de Força e Luz
CC	Corrente Contínua
CA	Corrente Alternada

Lista de Símbolos

φ	Eficiência do sistema
ε	Eficiência do módulo fotovoltaico
A	Área do módulo fotovoltaico
N	Número de módulos fotovoltaicos
δ	Condutividade
L	Comprimento do cabo
$W_{\text{módulo}}$	Produção de energia de um módulo
P_{arranjo}	Potência total dos módulos
I	Irradiação solar
V_{MP}	Tensão de máxima potência
V_{DC}	Tensão de circuito aberto
I_{MP}	Corrente de máxima potência
I_{SC}	Corrente de curto-circuito
I_{INV}	Corrente do inversor
V_{INV}^{MAX}	Tensão máxima do inversor
I_b	Corrente de projeto
V_M	Queda de tensão máxima
$I_{CC,M}$	Corrente de curto-circuito do módulo

Sumário

1-	Análise do Local da Instalação.....	12
1.1	ANÁLISE DO CONSUMO DE ENERGIA	12
1.2	LOCALIZAÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO	14
1.3	ANÁLISE DO EFEITO DE SOMBREAMENTO E PERDAS.....	16
2-	Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico	20
2.1	DIMENSIONAMENTO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	20
2.2	DIMENSIONAMENTO DOS INVERSORES	21
2.3	DIMENSIONAMENTO DA PROTEÇÃO.....	22
2.4	DIMENSIONAMENTO DOS CABOS C.C.	25
2.5	DIMENSIONAMENTO DOS CABOS C.A.	28
2.6	ATERRAMENTO.....	30
2.7	ESTRUTURA DE FIXAÇÃO.....	30
3-	Análise de Viabilidade Econômica	32
3.1	PERCENTUAL DE REDUÇÃO DO CONSUMO	32
3.2	ANÁLISE DE DESPESAS: MANUTENÇÃO, LIMPEZA, CONCESSIONÁRIA, TROCA DE EQUIPAMENTOS.....	33
3.3	FLUXO DE CAIXA	33
3.4	ANÁLISE DA VIABILIDADE.....	39
4-	Projeto Elétrico.....	41
4.1	PLANTA DE LOCALIZAÇÃO.....	41
4.2	PROJETO ELÉTRICO: DIAGRAMA UNIFILAR	42
4.3	PROJETO ELÉTRICO: DIAGRAMA MULTIFILAR.....	45
5-	Referências.....	46
6-	Anexos.....	47

1- Análise do Local da Instalação

Este capítulo tem o objetivo de fazer análise do consumo de energia, localização do sistema fotovoltaico e análise do efeito de sombreamento e perdas, por meio da incidência de raios solares (radiação solar) no dimensionamento de um sistema fotovoltaico de um cliente residencial, localizado na cidade de Orllândia interior do estado de São Paulo.

1.1 ANÁLISE DO CONSUMO DE ENERGIA



Figura 1: Histórico de consumo de um cliente Residencial Urbano de Orllândia/SP.

Para dimensionamento do sistema fotovoltaico proposto, considera-se a média de consumo dada por:

$$\begin{aligned}
 &= \frac{539 + 796 + 934 + 757 + 725 + 748 + 832 + 1036 + 881 + 920 + 1120 + 847}{12} \\
 &= 844,58 \frac{\text{kWh}}{\text{mês}} \cong 845 \frac{\text{kWh}}{\text{mês}} \quad (1)
 \end{aligned}$$

Um detalhe dessa conta é a variação dos valores ao longo do ano. Assim, dependendo do mês de instalação do sistema, o cliente pode não ter toda a conta compensada, caso o sistema seja dimensionado para o valor médio de consumo.

Conforme Figura 2. Esta unidade consumidora se enquadra na classificação convencional, grupo tarifário B1, residencial urbano e tensão de fornecimento bifásico 220 V entre fases e 127 V entre fase e neutro. Toda conta tem uma taxa mínima, para unidades consumidoras monofásicas = 30 kWh, bifásicas = 50 kWh e para trifásicas = 100 kWh. Logo o custo de disponibilidade deste sistema é de 50 kWh/mês.

CLASSIFICAÇÃO: Convencional B1 Residencial - Bifásico 220 / 127 V

Figura 2: Conta de Energia Convencional residencial bifásico do cliente de Orlândia

DISCRIMINAÇÃO DA OPERAÇÃO - RESERVADO AO FISCO													
Cod.	Descrição da Operação	Mês Ref.	Quant. Faturada	Unid. Med.	Tarifa com Tributos R\$	Valor Total da Operação R\$	Base Cálculo ICMS R\$	Aliq. ICMS	ICMS	Base Cálculo PIS/COFINS	PIS 0,88%	COFINS 4,06%	Bandeiras Tarifárias (Dias)
0605	Consumo Uso Sistema [KWh]-TUSD	NOV/21	539,000	KWh	0,42040817	226,60	226,60	25,00	56,65	169,95	1,50	6,90	Esc Hidrica
0601	Consumo - TE	NOV/21	539,000	KWh	0,41506464	223,72	223,72	25,00	55,93	167,79	1,48	6,81	09 Dias
0601	Adicional de Bandeira Vermelha	NOV/21				107,35	107,35	25,00	26,84	80,51	0,71	3,27	Esc Hidrica
	Total Distribuidora					557,67							23 Dias
DÉBITOS DE OUTROS SERVIÇOS													
0807	Contrib. Custeio IP-CIP Municipal	NOV/21				13,34							
Total Consolidado						571,01	557,67		139,42	418,25	3,69	16,98	

Figura 3: Detalhes do consumo e valor de energia e outros encargos presente na conta de energia de um cliente sem sistema fotovoltaico

O cliente residencial de Orlândia não fará expansão de carga uma vez que a potência instalada das cargas da unidade consumidora é superior a potência nominal da usina fotovoltaica a ser projetada. A Tabela 1 resume as principais cargas instaladas desta UC, na qual exige-se 21,65 kW.

	Potência média (W)	Consumo médio mensal (kWh)	Horas (h)/dia
Geladeira 1	35	25,2	24
Geladeira 2	35	25,2	24
Bomba d'água 1/2 C	480	7,2	30 min
Ar condicionado 18000 BTU sala	2100	63	1
Ar condicionado 12000 BTU Q1	1450	348	8
Ar condicionado 10000 BTU Q2	1350	324	8
Ar condicionado 10000 BTU Q3	1350	324	8
Ar condicionado 10000 BTU Q4	1350	20,25	30 min
Chuveiro elétrico (1)	4500	72	3,75 min
Chuveiro elétrico (2)	4500	72	3,75 min
Chuveiro elétrico (3)	4500	72	3,75 min
Total	21650		

Tabela 1 : Consumo de energia de equipamentos da residência em Orlândia.

1.2 LOCALIZAÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

Utilizando o software EStimate, obteve-se a irradiação solar média da cidade de Orlândia é de 5,11 kWh/m²dia.

As Figuras 4 e 5 mostram as plantas de localização da unidade consumidora, destacando a orientação do norte geográfico e telhado da residência onde está previsto a instalação dos módulos fotovoltaicos.

Na Figura 6 podemos visualizar o local onde serão instalados os módulos solares além das ruas que dão acesso à unidade consumidora.

Dados geográficos

Cidade

Latitude [°] S

Longitude [°] W

Altitude [m]

Irradiação no plano horizontal

Unidade de medida [MJ/m²] [kWh/m²] [Wh/m²]

Irradiação anual [kWh/m²]

Irradiação diária média mensal

Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
4.801	6.655	5.616	5.723	4.260	4.173	4.861	4.982	5.942	6.111	6.029	6.544

Fonte

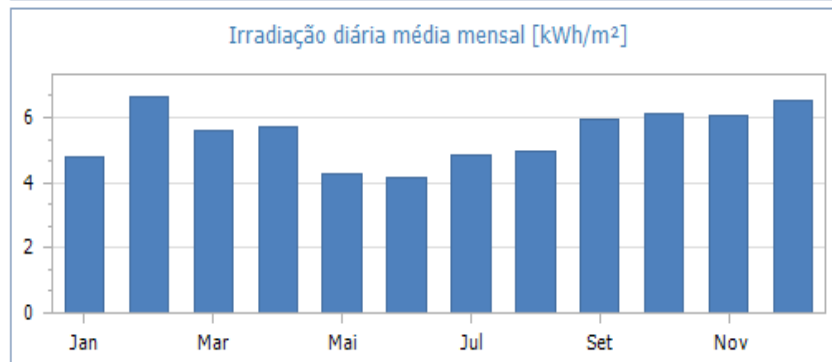


Figura 4: Dados de localização da unidade consumidora importados do Software Solarius PV.



Figura 5: Vista mais ampla da localização da Unidade consumidora.



Figura 6: A instalação da usina será feita no telhado, na área indicada

1.3 ANÁLISE DO EFEITO DE SOMBREAMENTO E PERDAS

Para análise do sombreamento, o software da Solarius PV utilizado, na qual o cálculo de sombreamento feito através da foto dos obstáculos na frente da unidade consumidora como pode-se ver na Figura 7. Além disso verifica-se a análise de rendimentos na Figura 8. Existe uma parcela do telhado que está direcionada para o norte, mas que a área não é suficiente para a instalação de todos os módulos fotovoltaicos, desta forma serão utilizadas as outras águas do telhado. Portanto foi feita uma análise de perdas conforme as Figuras 7 e 8. Como pode-se observar o sol faz uma volta de 70° sobre as árvores, havendo poucas perdas na irradiância solar incidente. A Figura 10 mostra os obstáculos árvores que ficam em frente ao local de instalação que foram inseridos no diagrama solar, inserindo a refletância, o software nos dá a análise de sombreamento.

Na Figura 8 através da análise do rendimento, observa-se que o rendimento da irradiação se mantém próximo dos 100%. Desta forma foi adotada esta análise para instalação dos módulos no telhado.

A Figura 9 mostra a vista frontal da unidade consumidora, nela pode-se constatar ausência de obstáculos que ocasionem sombras.

Na Figura 10 pode-se observar as árvores que ficam em frente a unidade consumidora e que foram utilizadas no diagrama solar para obter as perdas por sombreamento, além se ver o telhado e sua orientação em relação ao norte geográfico.

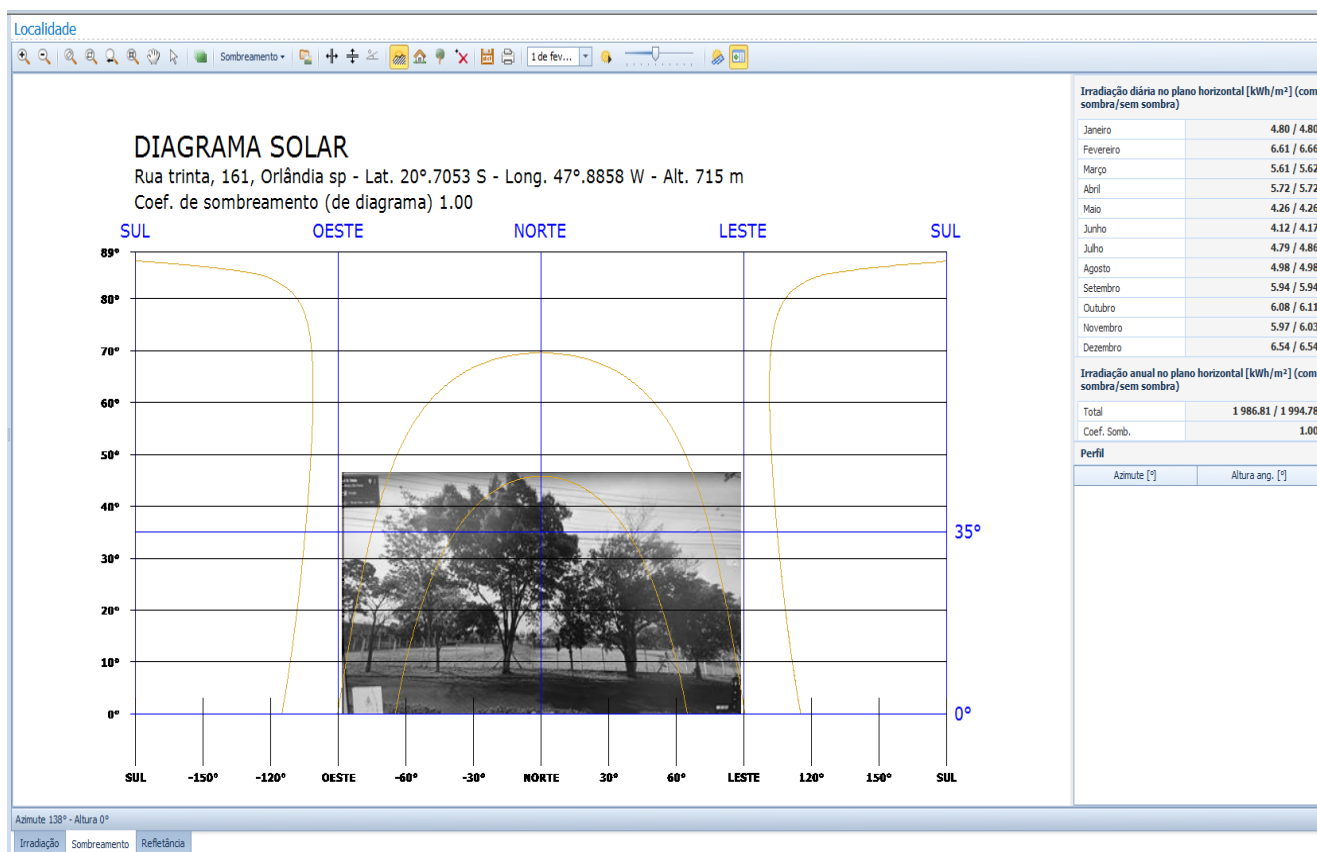


Figura 7: Diagrama solar para análise de sombreamento (Fonte Solarius PV)

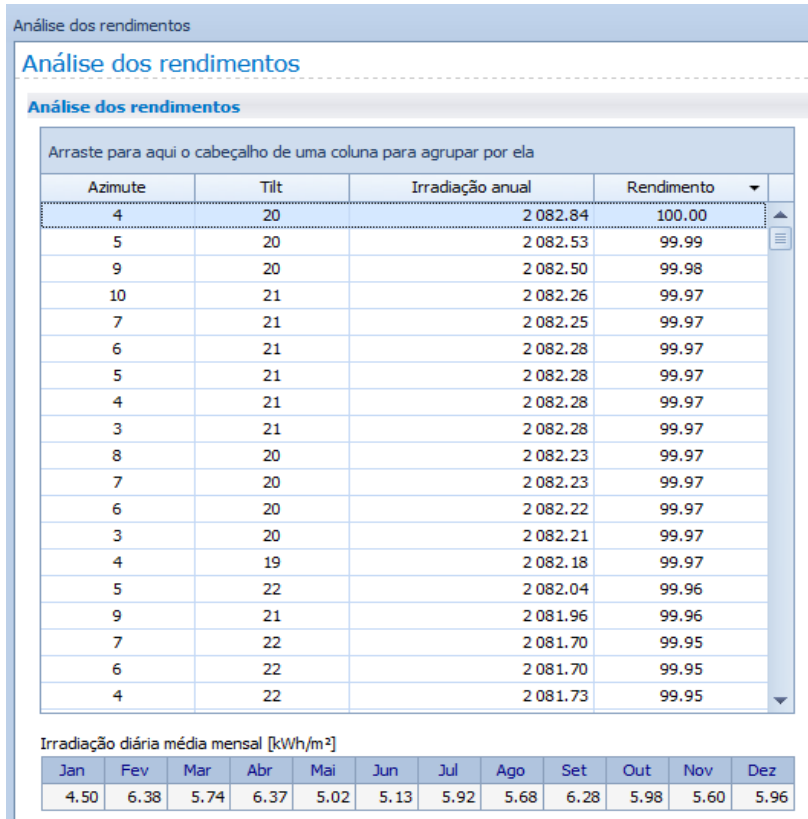


Figura 8: Diagrama solar para análise de sombreamento (Fonte Solarius PV)



Figura 9: Vista frontal da unidade residencial.



Figura 10: Porção lateral do telhado.

2- Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico

Este capítulo tem como objetivo: o dimensionamento dos Módulos fotovoltaicos, o dimensionamento dos inversores, dimensionamento da proteção do circuito e do inversor, dimensionamento dos cabos c.c., dos cabos c.a., dimensionamento do aterramento e da estrutura de fixação do cliente residencial de Orândia.

2.1 DIMENSIONAMENTO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Retomando os resultados do capítulo anterior através da conta do cliente, calcula-se o consumo médio diário:

$$\text{Consumo diário} = \frac{843,75}{30} \cong 28,13 \text{ kWh/dia} \quad (2)$$

Outras informações pertinentes estão dispostas no datasheet do módulo:

- Irradiação solar = 5,11 kWh/m²/dia (Obtida através do Estimate);
- Eficiência do sistema $\phi = 86,00\%$ (Obtido da planilha de Dimensionamentomicrogeração);
- Módulo fotovoltaico JinkoSolar – JKM410M-72HL4-TV;
- Potência do módulo em condição de testes padrão (STC) $P_{MP} = 410 W_P$;
- Eficiência do módulo fotovoltaico – $\varepsilon = 20,38\%$;
- Área do módulo fotovoltaico = 2,00 X 1,00 = 2,00 m².

Com as informações do módulo fotovoltaico escolhido, é possível calcular a produção de energia de 1 módulo, que é dada por:

$$W_{\text{módulo}} = \text{Irradiação solar} \times A \times \varepsilon \times \phi$$

$$W_{\text{módulo}} = 5,11 \times 2,00 \times 0,2038 \times 0,86 \cong 1,789 \text{ kWh/dia} \quad (3)$$

Para calcular o número de módulos necessários, tem-se que:

$$N = \frac{28,13}{1,789} \cong 15,63 \cong 16 \text{ módulos} \quad (4)$$

Determina-se agora a potência total dos módulos fotovoltaicos, que é:

$$P_{\text{arranjo}} = 16 \times 410 = 6560 \text{ W}_p \quad (5)$$

Inicialmente definiu-se a energia gerada pelos módulos JinkoSolar – JKM410M-72H-V indicado pelo EStimate que projetou 16 módulos de 410 W_p totalizando uma potência de 6650 W_p que será utilizado no projeto do cliente residencial de Orliândia-SP:

$$W_{\text{arranjo}} = N \times \text{Irradiação solar} \times A \times \varepsilon \times \varphi$$

$$W_{\text{arranjo}} = 16 \times 5,11 \times 2,00 \times 0,2038 \times 0,86 = 28,63 \text{ kWh/dia} \quad (6)$$

Onde,

N – Número de módulos;

Irradiação solar - medida em kW/(m²dia), para um determinado local;

A – Área do módulo FV escolhido;

ε – Eficiência do módulo fotovoltaico

φ – Eficiência do sistema (geralmente em torno de 86%; considerando as perdas: por sombreamento=5,5%; por geografia (não alinhamento com o norte)= 4,5%; perda nos cabos=4%). Ver cálculo na Tabela 9.

2.2 DIMENSIONAMENTO DOS INVERSORES

Os seguintes dados elétricos deste inversor são evidenciados (Dados do fabricante ver nos anexos):

- Máxima potência CC: 8.200 W;
- Máxima tensão CC: 1000 V;

- Faixa de operação SPMP (MPPT): 270~800V;
- Tensão CC de partida: 80 V;
- Corrente CC máxima: 12 A;
- Número de Strings / Número de SPMP(MPPT):2/2;
- Potência CA nominal: 8.200 W;
- Máxima Potência CA: 8.200 W;
- Saída nominal CA: 180-270 V_{CA}; 60 Hz;
- Máxima Eficiência: 98,1%;
- Eficiência SPMP (MPPT): >99,9%.

Precisa-se verificar outras características elétricas antes da decisão final se o inversor FRONIUS PRIMO 8.2-1 é adequado para o nosso projeto. Para isso necessita - se considerar outras características do módulo fotovoltaico:

- Tensão de máxima potência $V_{MP} = 42,3$ V;
- Tensão de circuito Aberto $V_{OC} = 50,40$ V;
- Corrente de máxima potência $I_{MP} = 9,69$ A;
- Corrente de curto-circuito $I_{SC} = 10,60$ A.

➤ Verificação da corrente CC do inversor:

$$I_{inv} > 1,1 \times I_{sc}$$

$$I_{inv} > 1,1 \times 10,60$$

$$I_{inv} > 11,66 \text{ A}$$

Como a corrente CC máxima do inversor é de 12 A, o inversor suporta a corrente do módulo fotovoltaico JinkoSolar – JKM410M-72H-V

➤ Verificação da tensão CC máxima do inversor:

$$V_{inv}^{max} > N \times V_{OC}$$

$$V_{inv}^{max} > 16 \times 50,4 \text{ V}$$

$$V_{inv}^{max} > 806,40 \text{ V}$$

Como a tensão CC máxima do inversor é de 1000 V, o inversor suporta a tensão do módulo fotovoltaico JinkoSolar – JKM410M-72H-V, formado por 16 módulos.

Como o inversor possui duas entradas MPPT, dividimos em dois arranjos de 8 módulos em série para cada entrada.

2.3 DIMENSIONAMENTO DA PROTEÇÃO

Proteção do lado CC:

- Inclui dispositivos de proteção contra surtos (DPS): A seleção é feita baseada na tensão V_{OC} do circuito CC. No datasheet do painel $V_{OC} = 50,4 \text{ V} \times 16 = 806,4 \text{ V}$ (Tensão de circuito aberto da Strings). dessa forma será adotado o DPS de 1040 V e como a unidade consumidora fica num local exposto a descargas atmosféricas será adotado a corrente de surto de 40 kA;
- A corrente de carga máxima por string será de 20 A;
- Fusíveis CC para isolar e proteger o arranjo será de 1000 V/ 32A;
- Chaves seccionadoras e caixa com grau de proteção. Para um arranjo, geralmente são utilizadas chave seccionadora: de 32A / 1000V_{CC}.

Proteção do lado CA:

- Como a tensão do inversor é de 220 V serão utilizados dispositivos de proteção contra surtos (DPS) monopolares 275 V, 45k A;
- Para o disjuntor será considerado 25% da corrente máxima de saída do inversor de 37,5 A que será igual a 50 A e caixa com grau de proteção IP67.

A Figura 15 exhibe um sistema de proteção CC, e a Figura 16 um sistema de proteção CA.

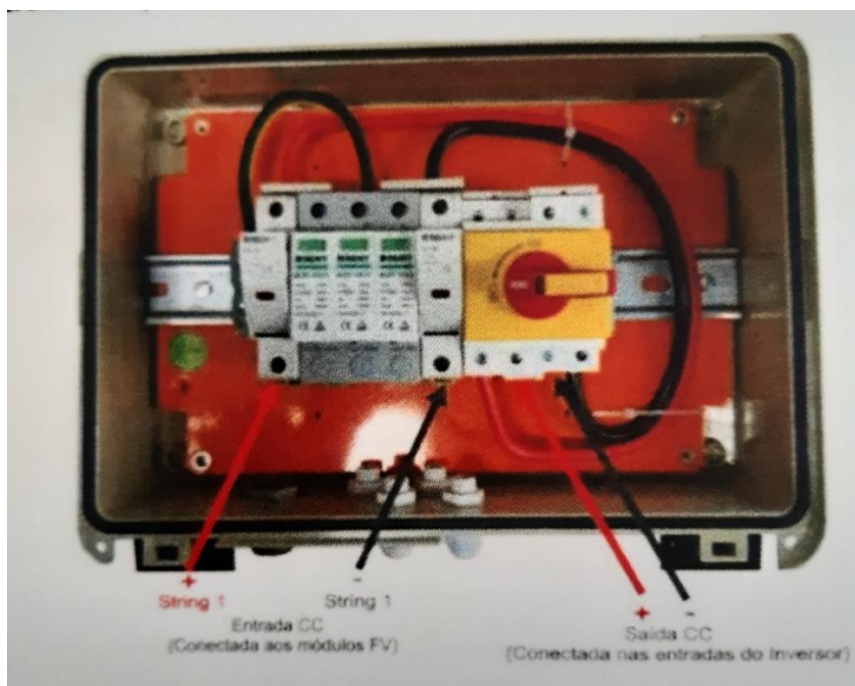


Figura 11: Sistema de proteção CC composto de DPS, cave seccionadora e fusível.

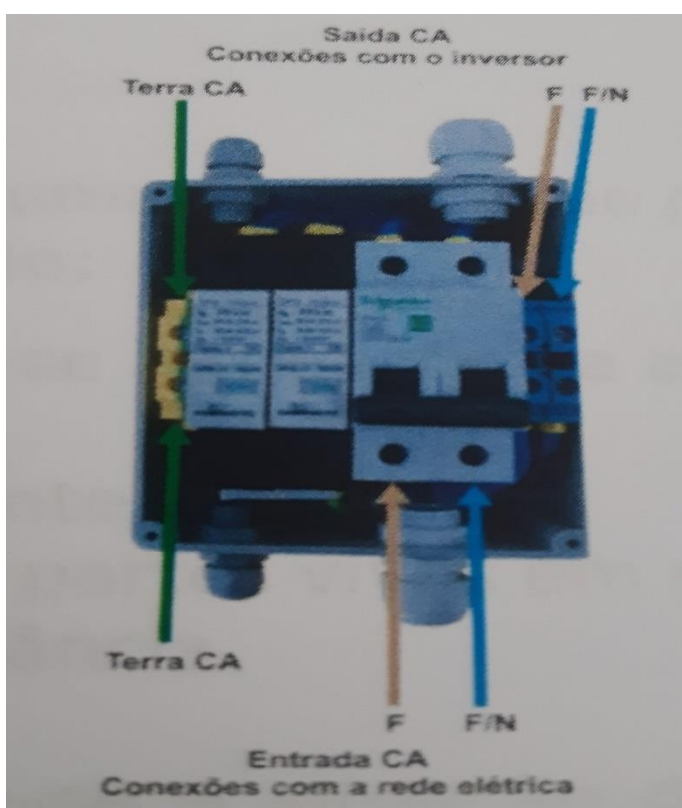


Figura 12: Sistema de proteção CA composto de DPS e disjuntor.

2.4 DIMENSIONAMENTO DOS CABOS C.C.

Calcula-se a seção nominal dos cabos C.C. por dois métodos:

1. Capacidade de condução de corrente;
2. Máxima queda de tensão.

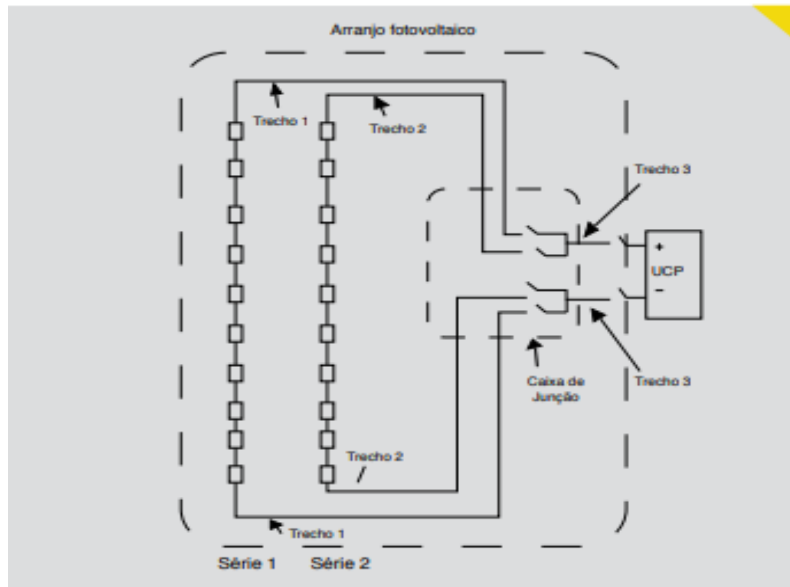


Figura 13: Ligação dos arranjos fotovoltaicos ao inversor

Seja o arranjo fotovoltaico indicado na figura 14 com as seguintes características:

Cada módulo fotovoltaico:

- Potência máxima: 410 W_p
- Corrente no ponto de máxima potência: $I_{MP} = 9,69 \text{ A}$
- Tensão no ponto de máxima potência: $V_{MP} = 42,3 \text{ V}$
- Corrente de curto-circuito: $I_{SC} = 10,6 \text{ A}$
- Número de módulos fotovoltaicos em série: 8
- Número de séries no arranjo: 2
- Potência de pico total da instalação: $8 \times 2 \times 410 = 6,56 \text{ W}_p$
- Instalação com proteção contra sobrecorrente.
- Temperatura ambiente: 30° C

Dimensionamento dos cabos fotovoltaicos dos trechos 1 e 2 da Figura 14 (cabos que interligam módulos que estão ligados em série)e, portanto:

$$I_b = I_n = 20 \text{ A} \quad (7)$$

O método de instalação escolhido para esta ligação é (cabo instalado ao ar livre: Modo 1 – dois cabos unipolares encostados um ao lado do outro, na horizontal). Instalação ao ar livre protegido do sol.

Critério da capacidade de corrente:

Conforme Tabela 14 para $I_B = I_N = 20$ A, instalação protegida do sol, modo de instalação 1, a seção do cabo é $1,5$ mm².

Critério da queda de tensão:

Admitindo-se uma queda de tensão máxima de 2% nos trechos 1 e 2, tem-se:

$$V_{MPTOTAL} = 8 \text{ módulos} \times 42,3 \text{ V por módulo} = 338,4 \text{ V}$$

$$L_1 + L_2 = 25 \text{ m} + 25 \text{ m (positivo + negativo)} = 50 \text{ m}$$

$$I_{B1} = I_{B2} = 20 \text{ A}$$

δ = Condutividade do cobre 90° C (adotado como 44 m/Ωmm²);

$$V_M = 0,02(2\%) \times 338,4 \text{ V} = 6,77 \text{ V}$$

Então:

$$S = \frac{L \times I_b}{\delta \times V_m} = \frac{50 \times 20}{44 \times 6,77} = \frac{1000}{297,88} = 3,36 \text{ mm}^2 \quad (8)$$

A seção nominal padronizada mais próxima superior a 3,36 mm² é 4 mm².

Seção final do cabo fotovoltaico:

Deve-se escolher a maior entre as seções calculadas e, portanto, a seção nominal do cabo fotovoltaico que interliga os módulos entre si a caixa de junção (trecho 1 e trecho 2) é 4 mm² (critério da queda de tensão).

Dimensionamento dos cabos fotovoltaicos do trecho 3 (cabos da caixa de junção até o inversor).

Conforme Figura 14 a corrente de projeto no trecho entre a caixa de junção e o inversor é a soma das correntes de cada série de módulos e a tensão é a mesma de cada conjunto. Portanto:

$$I_{B3} = I_{B2} + I_{B1} = 20 + 20 = 40 \text{ A}$$

$$V_{MP} = 338,4 \text{ V}$$

O método de instalação escolhido para esta ligação é (cabo instalado ao ar livre: Modo 1 – dois cabos unipolares encostados um ao lado do outro, na horizontal). Instalação ao ar livre protegido do sol.

Temperatura ambiente: 30° C.

Critério da capacidade de corrente:

Conforme Tabela 2, para $I_B = 40$ A, temperatura de 30° C, a seção nominal do cabo é 6 mm².

Critério da queda de tensão:

Admitindo-se uma queda de tensão máxima de 1% nos trechos 3, tem-se:

$$V_{MPTOTAL} = 8 \text{ módulos} \times 42,3 \text{ V por módulo} = 338,4 \text{ V}$$

$$L_1 + L_2 = 20 \text{ m} + 20 \text{ m (positivo + negativo)} = 40 \text{ m}$$

$$I_{B1} = I_{B2} = 40 \text{ A}$$

δ = Condutividade do cobre 90° C (adotado como 44 m/Ωmm²);

$$V_M = 0,01(1\%) \times 338,4 \text{ V} = 3,38 \text{ V}$$

Então:

$$S = \frac{L \times I_b}{\delta \times V_m} = \frac{40 \times 40}{44 \times 3,38} = \frac{1600}{148,72} = 10,76 \text{ mm}^2 \quad (9)$$

A seção nominal padronizada mais próxima superior a 10,76 mm² é 16 mm².

Seção final do cabo fotovoltaico:

Deve-se escolher a maior entre as seções calculadas e, portanto, a seção nominal do cabo fotovoltaico que interliga os módulos entre si a caixa de junção (trecho 3) é 16 mm²(critério da queda de tensão).

Seção mm ²	Instalação ao ar livre protegida do sol				Instalação ao ar livre exposta ao sol			
	Modo de instalação				Modo de instalação			
	1	2	3	4	1	2	3	4
1,5	26	26	30	26	23	22	27	23
2,5	35	35	40	35	31	30	36	31
4	47	46	53	47	41	40	48	41
6	60	59	68	60	51	51	61	52
10	83	82	95	84	71	71	85	73
16	110	110	125	113	93	93	112	97
25	146	147	166	151	123	124	147	129
35	181	183	207	189	151	153	182	161
50	229	232	260	240	189	193	228	204
70	285	290	325	301	234	239	283	254
95	343	349	390	364	279	287	339	306
120	402	410	458	428	325	335	396	359
150	463	473	527	495	371	384	453	413
185	528	540	600	566	420	435	513	470
240	633	647	719	681	499	518	612	563
300	732	749	831	789	573	596	705	650
400	880	901	998	952	682	710	842	780

Tabela 2 – Seção nominal para cabos CC (NBR-16612).

Considerando as temperaturas de ambiente e de operação dos cabos de 30° e 90° C respectivamente. Os cabos são instalados encostados entre si na horizontal e ao ar livre protegidos do sol.

2.5 DIMENSIONAMENTO DOS CABOS C.A.

Utilizando a Tabela 3 de dimensionamento de condutor C.A., pode-se calcular o valor do diâmetro do condutor, onde foi verificado um diâmetro de 6 mm². Método de referência utilizado: Critério da queda de tensão. Distância dos cabos: 30 m. Dados técnicos: Condutor unipolar SOLAFLEX de 1000 V, CA, formado por fios de cobre eletrolítico estanhados, tempera mole, conforme NBR NM 280, classe 5 de encordoamento. Constituída por composto termofixo livre de Halogênio.

Dados de entrada	Valor			Dimensionamento dos condutores	
Método de referência	m_B1				
Isolação	Isolação PVC				
Temperatura ambiente	30			Fator de correção de temperatura	1
Número de condutores carregados	2				
Número de circuitos na linha elétrica	1			Fator de correção agrupamento	1
Dados da usina FV	Valor	Unidade			
Potência ca	6560	W			
Tensão RMS de linha	220	V			
Tipo de sistema	Monofásico/Bifásico	-			
Corrente RMS nominal	29,81818182	A			
Corrente de projeto	29,81818182	A			
Distância do transformador	30	m			
Queda de tensão admissível do ponto de entrega	2	%			
Impedância mínima nestas condições	4,918699187	V/Akm			
Critério seção mínima	2,5	mm ²			
Critério da capacidade de condução de corrente	4	mm ²			
Critério da queda de tensão	6	mm ²			
Seção final	6	mm²			

Tabela 3 - Dimensionamento condutor C.A.

Para o eletroduto de aço galvanizado, considerou-se o valor de 25 mm de diâmetro externo para ter uma folga na passagem dos cabos. Utiliza-se estes eletrodutos para fazer a passagem de condutores de forma externa entre as fileiras de módulos, caixas de passagem, junção e inversores.

Aço galvanizado	
Tamanho do diâmetro externo (mm)	Ocupação máxima 40% (mm ²)
16	53
20	90
25	152
31	246
41	430
47	567
59	932
75	1525
88	2147

Tabela 4 - Diâmetro de eletroduto galvanizado

2.6 ATERRAMENTO

Segundo a NBR 16690 [1], existem dois conceitos de aterramento:

- Aterramento funcional;
- Aterramento para proteção.

No caso do projeto do cliente residencial será utilizado o tipo de aterramento TT, pois terá a funcionalidade para atender o funcionamento dos painéis quanto para a proteção contra as descargas atmosféricas por este motivo será utilizado um cabo cobre de 16 mm², conforme Figura 16.

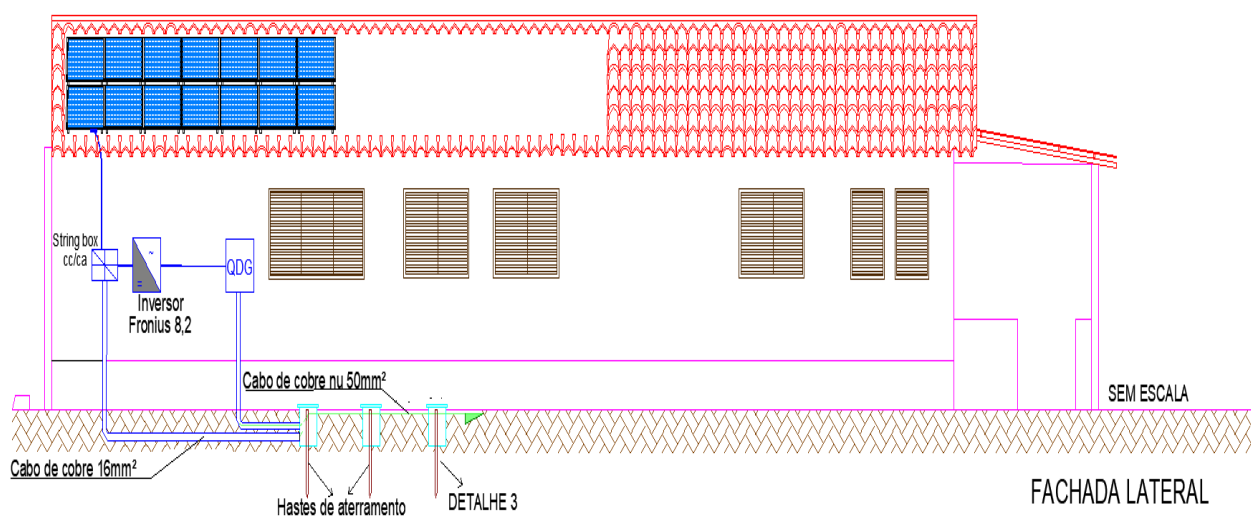


Figura 14: Exemplo de modelo de aterramento que será utilizado no cliente Residencial de Orliândia/SP

2.7 ESTRUTURA DE FIXAÇÃO

Uma das primeiras perguntas que devem ser respondidas ao analisar a instalação de um sistema fotovoltaico, é onde este sistema será instalado. Geralmente para sistemas residenciais a resposta é o telhado. Já para sistemas de médio e grande porte é mais comum a instalação no solo, ou em grandes lajes.

O primeiro componente que merece destaque é o trilho de fixação que fica debaixo dos módulos fotovoltaicos. A Figura 17 (a) exibe o mais tradicional trilho de alumínio utilizado em instalações fotovoltaicas. Geralmente o tamanho deste trilho é de 2,1 m, 3,1 m ou 4,1 m.

Os módulos fotovoltaicos mais comercializados no mercado possuem 1 m de largura. Assim, esses trilhos costumam ser múltiplos de 1 m, mais 10 cm devido aos espaços existentes entre os módulos para inserção dos grampos de fixação. A Figura 17 (b) ilustra um conector utilizado para conexão dos trilhos, e a Figura 17 (c) exibe um sistema implementado num telhado de telhas coloniais.

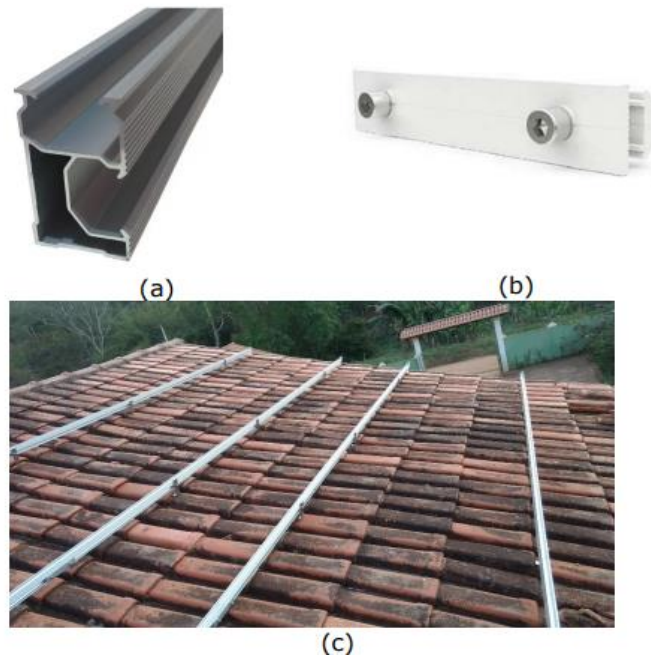


Figura 15: (a) Trilho fotovoltaico de alumínio universal e conector de trilhos (b) emenda de perfil de alumínio e (c) exemplo de aplicação com 2 fileiras de módulos.

3- Análise de Viabilidade Econômica

Este capítulo tem objetivo de analisar o percentual de redução de consumo, fazer a análise de despesas referentes a manutenção e limpeza dos módulos fotovoltaicos, custos com a concessionária, troca de equipamentos, entre outros. Por fim será realizada a análise de viabilidade financeira para o sistema fotovoltaico projetado para o cliente residencial de Orândia.

3.1 PERCENTUAL DE REDUÇÃO DO CONSUMO

O percentual de redução de consumo do cliente residencial de Orândia, com ligação bifásica (50 kWh), é calculado de acordo com os dados abaixo:

$$\begin{aligned} \text{Consumo total em 12 meses} \\ = 539 + 796 + 934 + 757 + 725 + 748 + 832 + 1036 + 881 \quad (10) \\ + 920 + 1120 + 847 = 10135 \text{ kWh} \end{aligned}$$

- Custo do kWh = (TE + TUSD) = R\$ (0,41506494+0,42040817) =R\$ **0,83554664**;
- TE (Tarifa de energia) = R\$ 0,41506494;
- TUSD (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição) = R\$ 0,42040817;
- Tarifa de iluminação pública = R\$13,34;
- Custo do consumo total de 12 meses = 10.135 kWh x 0,84 R\$/kWh = R\$ 8.513,40;
- Custo da iluminação pública em 12 meses = R\$13,34 x 12 = R\$160,08;
- Tarifa mínima ou custo mínimo da conta de energia:

$$(50 \text{ kWh} \times 0,83554664 \text{ R\$/kWh} \times 12) = \text{R\$}504,00/\text{ano} \quad (11)$$

$$a. \frac{\text{Custo mínimo}}{\text{valor da conta}} \times 100 = \frac{\text{Tarifa mínima} + \text{iluminação}}{\text{consumo} + \text{iluminação pública}} \times 100 = \frac{504 + 160,08}{8513,40 + 160,08} \times 100 = 8\% \quad (12)$$

- b. 8% correspondem ao percentual da tarifa mínima em relação ao valor da conta, subtraindo do valor total (100%) obtém-se a redução percentual total.
- c. Redução de consumo = 100% - 8% = **92%**.

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

De acordo com a Tabela 5 podemos observar o preço de venda dos serviços onde estão inclusos os custos diretos, indiretos e lucro líquido.

Kit de 16 módulos de 410 W _p e Inversor de 8,2 kW (equipamentos inclusos: Módulos, inversor, estruturas, caixas de proteção cc e ca, cabos cc)	R\$ 31.882,00
Custo da ART	R\$ 90,00
Projeto Autocad- 1 pessoa-2 dias - R\$ 200 por dia	R\$ 400,00
Despesa com gasolina- 400 km - 3 visitas	R\$ 600,00
Mão de obra - 4 pessoas - 1 dia - R\$ 200 por colaborador	R\$ 800,00
Lucro líquido	R\$ 3.000,00
Outras despesas com aterramento 3 hastes, cabos de conexão de rede, conectores perfurantes	R\$ 400,00
Valor total	R\$ 37.172,00

Tabela 5 – Custos considerados no projeto de 16 placas de 410 W_p.

3.3 FLUXO DE CAIXA

Faz-se o fluxo de caixa do projeto fotovoltaico do cliente residencial localizado em Orlandia-SP:

As variáveis financeiras do projeto são exibidas na Tabela 6, onde é considerado um reajuste na conta de 5% ao ano, com custo do kWh de R\$0,84 e taxa de iluminação pública de R\$13,34 por mês.

Variáveis Financeiras	
Reajuste da conta de energia:	5%
Número de trafos	1
Taxa de juros do financiamento	9%
TMA	9%
Tarifa Energia (R\$)	0,84
Iluminação pública (R\$)	13,34
Mínimo - Bifásico	50

Tabela 6 – Variáveis financeiras do projeto.

A Tabela 7 exibe os parâmetros de dimensionamento do sistema fotovoltaico do cliente de Orlândia, sendo a primeira parte referente as condições de irradiância do local. Devido as perdas por sombreamento e perdas geográficas a irradiância considerada é de 4,7 kWh/m²dia.

Considerando os módulos de 410 W_p, com eficiência de 20,38%, a produção por módulo é de 691,81 kWh/ano. Considerando 4% de perdas nos cabos, temos a eficiência do sistema é 87,00%.

Para atender a demanda de energia da residência são necessários módulos, totalizando a potência de 6560 W_p, e um inversor de 8,2 kW.

Parâmetros do dimensionamento da usina	
Radiação (kWh/m ² dia)	5,11
Perdas sombreamento	5,0%
Perdas geografia (não alinhado para o norte)	4,0%
Perdas do cabo	4,0%
Radiação considerada (kWh/m² dia)	4,7
Eficiência do sistema	87,00%
Módulo fotovoltaico (Wp)	410
Eficiência do módulo	20,38%
Perda de eficiência do módulo por ano	1%
Área do módulo (m ²)	2,00
Produção por módulo (kWh/ano)	691,81
Número de painéis (mínimo)	15
Potência total de módulos	6.560
Troca dos Inversores (em 10 anos)	R\$ 15.898,0
Área da Usina (m ²)	32,0
Potência do Trafo - kVA	75

Tabela 7 – Parâmetros de dimensionamento do sistema fotovoltaico.

A Tabela 8 exibe os custos dos equipamentos e da mão de obra. Neste projeto foi considerado o valor de R\$ 1 por Watt, ou seja, R\$ 8.200,00.

Projeto - Telhado - Equipamento Escolhidos		
Kit projetado	Potência do módulo (Wp)	410
	Número de módulos	16
	Potência do inversor (kW)	8,2
	Número de inversores	1
	Potência dos inversores (kW)	8,2
	Preço do kit	R\$ 31.882
	Custo da instalação (R\$ / W)	1
	Mão de obra (R\$)	R\$ 8.200
Custo total		R\$ 40.082,00

Tabela 8 – Custo dos equipamentos e da mão de obra.

Também será considerado a necessidade de 5 limpezas por ano, ao custo de R\$ 150,00 por limpeza. Esse valor será ajustado com a taxa de 5% ao ano conforme Tabela 19.

Limpeza	
Mão de obra - Valor da diária	R\$ 150,00
Número de dias	1
Número de vezes por ano	5
Reajuste no preço por ano	5%
Total	R\$ 750,00

Tabela 9 – Custo com a limpeza do sistema.

A Tabela 10 exibe a primeira parte do fluxo de caixa do projeto, onde são calculadas as despesas e a produção por ano.

Ano	Invest. R\$	R\$/kWh	Iluminação publica R\$	Pagamento Mínimo	Despesa Manutenção R\$	Produção kWh
0	40.082	0,84	160,1	504	750	11.069
1	-	0,88	168,1	529	788	10.958
2	-	0,93	176,5	556	827	10.849
3	-	0,97	185,3	583	868	10.740
4	-	1,02	194,6	613	912	10.633
5	-	1,07	204,3	643	957	10.527
6	-	1,13	214,5	675	1.005	10.421
7	-	1,18	225,2	709	1.055	10.317
8	-	1,24	236,5	745	1.108	10.214
9	-	1,30	248,3	782	1.163	10.112
10	15.898	1,37	260,8	821	1.222	10.011

Tabela 10 – Fluxo de caixa – Parte 1

A Tabela 11 exibe o saldo de energia que fica disponível para o cliente, que tem 5 anos de validade. Após esse período, observa-se que se o consumo continuar o mesmo, uma pequena parte da energia será expirada entre o 6º e o 10º ano.

Produção kWh	Energia expirada (kWh)	Saldo Energia 5 anos
11.069		934
10.958		1.757
10.849		2.471
10.740		3.076
10.633		3.574
10.527	934	2.640
10.421	823	1.817
10.317	714	1.103
10.214	605	498
10.112	475	23
10.011	267	- 244

Tabela 11 – Fluxo de caixa – Parte 2

A terceira parte do fluxo de caixa exibido na Tabela 12 mostra as receitas, as despesas, o saldo por ano e o fluxo de caixa acumulado. Observa-se que após 5 anos o fluxo de caixa acumulado do projeto é positivo, indicando o tempo de retorno do investimento.

Receita R\$	Despesa Total R\$	Fluxo de Caixa	Saldo Acumulado	Fluxo Descont.	Fluxo Descont.	Ano
8.513	1.414	- 32.983	- 32.983	- 32.983	- 32.983	0
8.939	1.485	7.454	- 25.528	6.839	- 26.144	1
9.386	1.559	7.827	- 17.701	6.588	- 19.556	2
9.855	1.637	8.218	- 9.483	6.346	- 13.210	3
10.348	1.719	8.629	- 854	6.113	- 7.097	4
10.865	1.805	9.061	8.207	5.889	- 1.208	5
11.409	1.895	9.514	17.721	5.673	4.465	6
11.979	1.990	9.989	27.710	5.465	9.929	7
12.578	2.089	10.489	38.199	5.264	15.193	8
13.207	2.194	11.013	49.212	5.071	20.264	9
13.836	2.303	- 4.366	44.847	- 1.844	18.420	10

Tabela 12 – Fluxo de caixa – Parte 3

A Tabela 13 exibe os indicadores econômicos, sendo o VPL de R\$ 18.420,00 (a partir do décimo ano); a TIR de 20,96% e o payback descontado de 5,2 anos.

VPL (TMA = 9%)	R\$ 18.420
TIR	20,96%
Payback Simples	4,1
Payback Descontado	5,2

Tabela 13 – Fluxo de caixa – Parte 4

3.4 ANÁLISE DA VIABILIDADE

A Tabela 13 exibe os indicadores econômicos, sendo o VPL de R\$ 18.420,00 (que traz para agora todos os fluxos de caixa de um investimento), a TIR de 20,96%, isto é a taxa em que o investimento se pagaria, Payback simples de

4,1 anos (quando é calculado sem descontar os fluxos e caixa futuros) e Payback descontado de 5,2 anos. Com base nos valores apresentados ($TIR=20,96\% > TMA=9\%$), conclui-se que o investimento apresentado é viável.

4- Projeto Elétrico

Este capítulo tem objetivo é mostrar a localização da Unidade Consumidora, elaborar o diagrama unifilar e o multifilar, além do memorial descritivo do sistema fotovoltaico que será instalado na residência.

4.1 PLANTA DE LOCALIZAÇÃO

A localização da instalação do cliente deve estar detalhada no memorial descritivo. Uma prática comum é utilizar a aplicação *Google Maps* para este fim. A Figura 18 mostra um exemplo de vista superior de uma unidade consumidora rural obtida no *Google Maps*, que solicitou acesso à rede de distribuição para instalação de um sistema FV.

As coordenadas geográficas (latitude e longitude) e a localização do norte geográfico são informações importantes dispostas no memorial descritivo.



Figura 16: Local da instalação da unidade geradora fotovoltaica, obtida no Google Maps.

4.2 PROJETO ELÉTRICO: DIAGRAMA UNIFILAR

A *Figura 17* apresenta o digrama unifilar da instalação elétrica bifásica (2F+N) com tensão fase-fase (ou de linha) de 220 V eficaz. Uma usina solar fotovoltaica é conectada à esta UC, o qual possui legendas representadas na *Figura 18*.

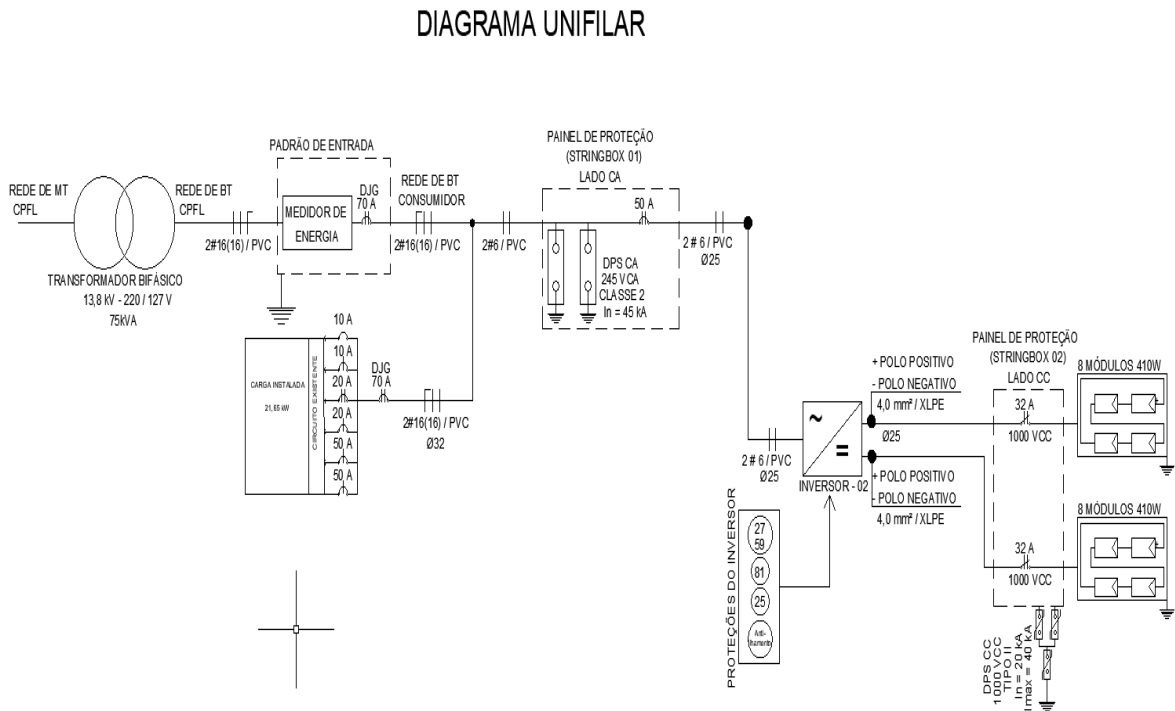


Figura 17: Diagrama unifilar da UC após a instalação da usina solar fotovoltaica. Simbologia adotada conforme Figura 18.

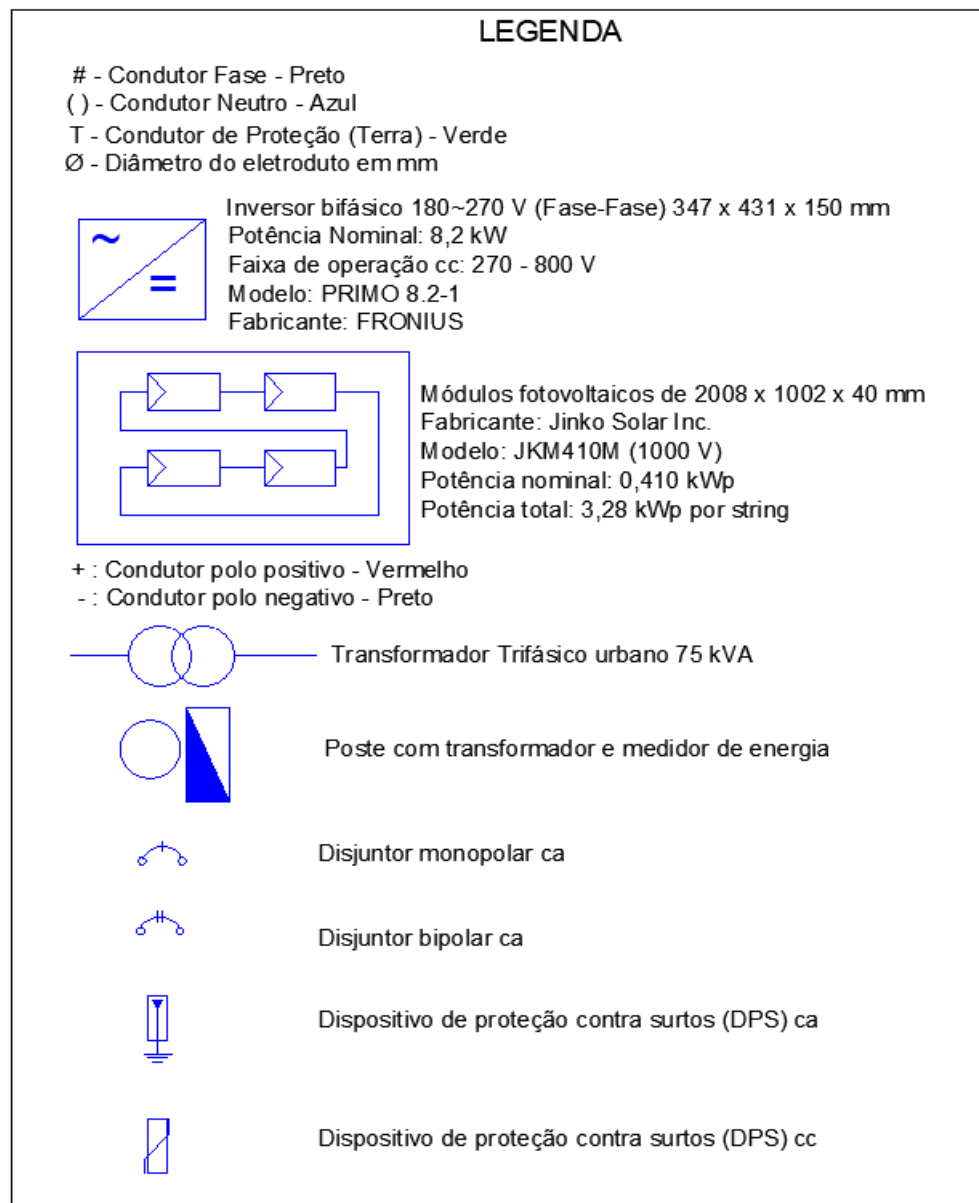


Figura 18: Simbologia e legenda utilizada em projetos de usinas fotovoltaicas.

O sistema de medição de energia deve ser bidirecional para as unidades consumidoras (UC) que aderirem ao sistema de compensação de energia. A energia ativa injetada e a consumida da rede são apuradas, para gerar descontos e créditos na fatura de energia da UC.

Antes da adesão ao sistema de compensação de energia, o padrão de entrada da unidade consumidora deve estar de acordo com as normas das concessionárias competentes. No caso da CPFL, as normas de distribuição GED-15578, GED-15303 e GED-13 precisam ser atendidas para o acesso à rede de distribuição. A *Figura nos anexos*, apresenta o padrão de entrada de acordo com as exigências da CPFL. Caso seja constatado qualquer procedimento

irregular do padrão de entrada, ele deve ser readequado. A Figura 19 representa a placa de advertência que deve ser colocada no poste do medidor.



Figura 19: Placa de advertência que deve ser instalada na usina FV, próxima à caixa de medição (medidas 20 x 15 cm).

O planejamento de interconexão dos diversos componentes do sistema de forma eficiente; a adequação do projeto com relação aos requisitos de segurança sob ponto de vista elétrico; e a verificação do cumprimento das normas e regulamentos técnicos aplicáveis constituem o projeto elétrico de uma usina FV. A escolha do tipo de condutores e bitola, dimensionamento do arranjo e inversores FV, especificação dos dispositivos de proteção e representação em planta baixa fazem parte das etapas do projeto elétrico.

Características elétricas da UC:

- ✓ Disjuntor bipolar CA de 70 A do padrão de entrada;
- ✓ Carga instalada existente na unidade consumidora de 21,65 kW;
- ✓ Condutores CA fase de bitola 16 mm² e neutro 10 mm², isolação PVC 1000 V em eletrodutos de 25 mm, no padrão de entrada;
- ✓ Medidor de energia bidirecional;
- ✓ Dispositivo de proteção contra surtos de 175 V (fase-terra), classe 2, corrente nominal (corrente projetada, na qual é capaz de desviar para o aterramento de proteção) de 40 kA;
- ✓ Condutores CA fase de bitola 6 mm², isolação PVC 500V, dispostos em eletroduto de 1" (conecta a saída CA do inversor ao quadro geral da instalação);
- ✓ Disjuntor CA de 50 A no lado CA da string box;

- ✓ Condutores CC polos positivo e negativo de bitola 4 mm², isolamento XLPE 1000V (conecta o arranjo FV à entrada CC do inversor);
- ✓ Dispositivo de seccionamento CC de 16 A, tensão máxima de 1000 V de isolamento no lado CC da string box;
- ✓ Dispositivo de proteção contra surtos CC de 1000 V, classe 2, corrente nominal (corrente projetada, na qual é capaz de desviar para o aterramento de proteção) de 20 kA;
- ✓ Inversor FV 8,2 kW CA, 220V CA, e faixa de operação CC 125-550V, com dois MPPTs;
- ✓ Módulos fotovoltaicos 410 Wp dispostos em duas strings de 8 módulos FV cada, totalizando 6,56 kWp de potência cc instalada.

4.3 PROJETO ELÉTRICO: DIAGRAMA MULTIFILAR

A Figura 23 apresenta o diagrama multifilar da UC residencial localizada em Orllândia.

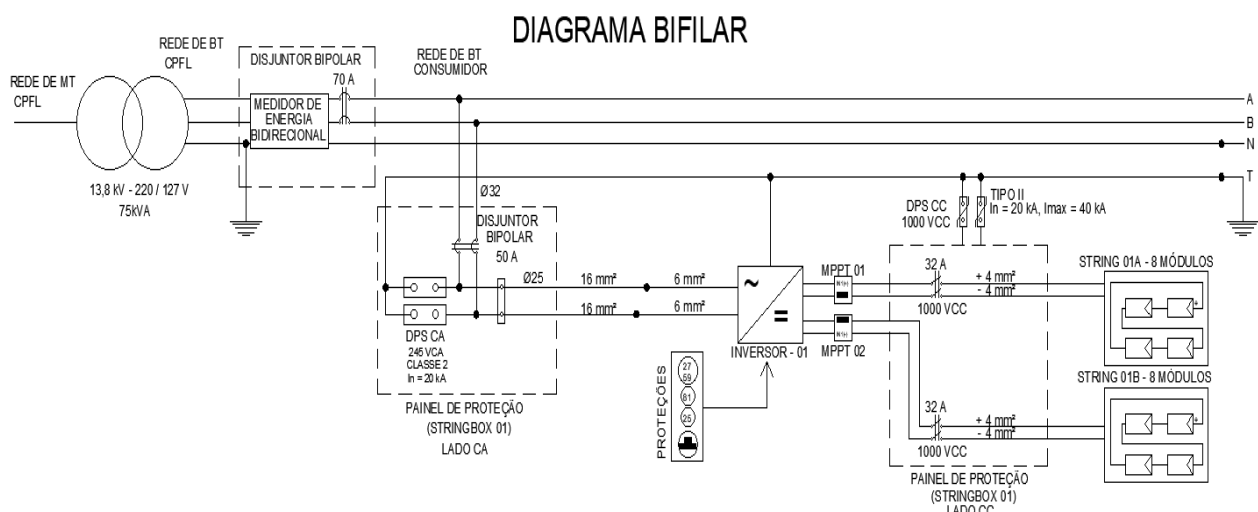




Figura 20: Diagrama multifilar da UC após a instalação da usina solar fotovoltaica. Simbologia adotada conforme 19.

5- Referências

- [1] ABNT NBR 16690 - Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos - requisitos de projetos.
- [2] ABNT NBR 16612 - Cabos de potência para sistemas fotovoltaicos, não halogenados, isolados, com cobertura- Requisitos de desempenho.
- [3] CPFL. [Online]. cpfl.com.br/microgeradores-e-minigeradores
- [4] Jinko. [Online]. [https://www.jinkosolar.com/uploads/CheetahPerc%20JKM390-410M-72H-\(V\)-A3-EN.pdf](https://www.jinkosolar.com/uploads/CheetahPerc%20JKM390-410M-72H-(V)-A3-EN.pdf)
- [5] FRONIUS. [Online]. <https://www.fronius.com/pt-br/brasil/energia-solar/instaladores-e-parceiros/dados-tecnicos/todos-os-produtos/inversor/fronius-primo/fronius-primo-8-2-1>
- [6] Solarius PV. [Online]. <https://www.accasoftware.com/ptb/software-fotovoltaico>
- [7] Cabos-Eletricos-para-Instalacoes-Fotovoltaicas-Hilton-Moreno-COBRECOM

6- Anexos


 CPFL ENERGIA Público	Tipo de Documento: Norma Técnica
	Área de Aplicação: Distribuição
	Título do Documento: Conexão de Micro e Minigeração Distribuída sob Sistema de Compensação de Energia Elétrica
1 - Identificação da Unidade Consumidora - UC	
Código da UC:	Classe:
Titular da UC:	
Rua/Av.:	Nº: CEP:
Bairro:	Cidade:
E-mail:	
Telefone: ()	Celular: ()
CNPJ/CPF:	
2- Dados da Unidade Consumidora	
Carga instalada (kW):	Tensão de atendimento (V):
Tipo de conexão: monofásica <input type="checkbox"/> bifásica <input type="checkbox"/> trifásica <input type="checkbox"/>	
3 - Dados da Geração	
Potência instalada de geração (kW):	
Tipo da Fonte de Geração:	
Hidráulica <input type="checkbox"/> Solar <input type="checkbox"/> Eólica <input type="checkbox"/> Biomassa <input type="checkbox"/> Cogeração Qualificada <input type="checkbox"/>	
Outra (especificar):	
4 - Documentação a Ser Anexada	
1. ART do Responsável Técnico pelo projeto elétrico e instalação do sistema de microgeração	<input type="checkbox"/>
2. Diagrama unifilar contemplando Geração/Proteção(inversor, se for o caso)/Medição e memorial descritivo da instalação.	<input type="checkbox"/>
3. Certificado de conformidade do(s) inversor(es) ou número de registro da concessão do Inmetro do(s) inversor(es) para a tensão nominal de conexão com a rede.	<input type="checkbox"/>
4. Dados necessários para registro da central geradora conforme disponível no site da ANEEL: www.aneel.gov.br/scg	<input type="checkbox"/>
5. Lista de unidades consumidoras participantes do sistema de compensação (se houver) indicando a porcentagem de rateio dos créditos e o enquadramento conforme incisos VI a VIII do art. 2º da Resolução Normativa nº 482/2012	<input type="checkbox"/>
6. Cópia de instrumento jurídico que comprove o compromisso de solidariedade entre os integrantes (se houver)	<input type="checkbox"/>
7. Documento que comprove o reconhecimento, pela ANEEL, da cogeração qualificada (se houver)	<input type="checkbox"/>
5 - Contato na Distribuidora (preenchido pela Distribuidora)	
Responsável/Área:	
Endereço:	
Telefone:	
E-mail:	
6 - Solicitante	
Nome/Procurador Legal:	
Telefone:	
E-mail:	
_____ / _____ / _____	_____
Local	Data
Assinatura do Responsável	

 Público	Tipo de Documento: Norma Técnica
	Área de Aplicação: Distribuição
	Título do Documento: Conexão de Micro e Minigeração Distribuída sob Sistema de Compensação de Energia Elétrica

1 - Identificação da Unidade Consumidora - UC		
Código da UC:	Grupo B <input type="checkbox"/> Grupo A <input type="checkbox"/> Classe:	
Titular da UC :		
Rua/Av.:	Nº: CEP:	
Bairro:	Cidade:	
E-mail:		
Telefone: ()	Celular: ()	
CNPJ/CPF:		
2 - Dados da Unidade Consumidora		
Localização em coordenadas:	Latitude: Longitude:	
Potência instalada (kW):	Tensão de atendimento (V):	
Tipo de conexão:	monofásica <input type="checkbox"/> bifásica <input type="checkbox"/> trifásica <input type="checkbox"/>	
Transformador particular (kVA):	75 <input type="checkbox"/> 112,5 <input type="checkbox"/> 225 <input type="checkbox"/> outro:	
Tipo de instalação:	Posto de transformação <input type="checkbox"/> cabine <input type="checkbox"/> subestação <input type="checkbox"/>	
Tipo de ligação do transformador:		
Impedância percentual do transformador:		
Tipo de ramal:	aéreo <input type="checkbox"/> subterrâneo <input type="checkbox"/>	
3 - Dados da Geração		
Potência instalada de geração (kW):		
Tipo da Fonte de Geração:		
Hidráulica <input type="checkbox"/> Solar <input type="checkbox"/> Eólica <input type="checkbox"/> Biomassa <input type="checkbox"/> Cogeração Qualificada <input type="checkbox"/>		
Outra (especificar):		
4 - Documentação a Ser Anexada		
1. ART do Responsável Técnico pelo projeto elétrico e instalação do sistema de minigeração	<input type="checkbox"/>	
2. Projeto elétrico das instalações de conexão, memorial descritivo	<input type="checkbox"/>	
3. Estágio atual do empreendimento, cronograma de implantação e expansão	<input type="checkbox"/>	
4. Diagrama unifilar e de blocos do sistema de geração, carga e proteção	<input type="checkbox"/>	
5. Certificado de conformidade do(s) inversor(es) ou número de registro da concessão do Inmetro do(s) inversor(es) para a tensão nominal de conexão com a rede.	<input type="checkbox"/>	
6. Dados necessários ao registro da central geradora conforme disponível no site da ANEEL: www.aneel.gov.br/scg	<input type="checkbox"/>	
7. Lista de unidades consumidoras participantes do sistema de compensação (se houver) indicando a porcentagem de rateio dos créditos e o enquadramento conforme incisos VI a VIII do art. 2º da Resolução Normativa nº 482/2012	<input type="checkbox"/>	
8. Cópia de instrumento jurídico que comprove o compromisso de solidariedade entre os integrantes (se houver)	<input type="checkbox"/>	
9. Documento que comprove o reconhecimento, pela ANEEL, da cogeração qualificada (se houver)	<input type="checkbox"/>	
5 - Contato na Distribuidora (preenchido pela Distribuidora)		
Responsável/Área:		
Endereço:		
Telefone:		
E-mail:		
6 - Solicitante		
Nome/Procurador Legal:		
Telefone:		
E-mail:		
_____	/ /	_____
Local	Data	Assinatura do Responsável

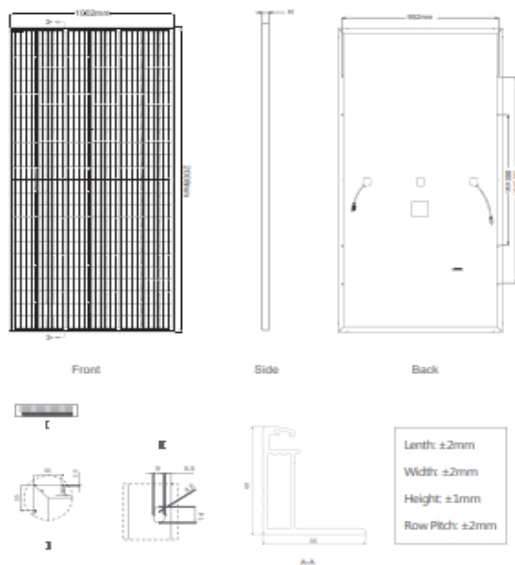
N.Documento: 15303	Categoria: Manual	Versão: 1.6	Aprovado por: Caius Vinícius S Malaçoli	Data Publicação: 18/07/2019	Página: 50 de 58
-----------------------	----------------------	----------------	--	--------------------------------	---------------------

IMPRESSÃO NÃO CONTROLADA

 Registro 002134/2016 Data Concessão 07/04/2016 Validade 20/04/2020	
Razão Social Fronius do Brasil Comercio, Industria e Serviços LTDA - 05.603.740/0001-36	Número de certificado Não aplicável
Endereço Rua José Martins Fernandes, 601 Unid.1,2e3 Cep:09843400 Batistini - São Bern. do Campo - SP	Telefone (11) 3563.3810
E-mail gomes.monalisa@fronius.com	
Objeto/Produto	
Programa de Avaliação da Conformidade: Sistemas e equipamentos para energia fotovoltaica (módulo, controlador de carga, inversor e bateria)	
Portaria: 4 de 04/01/2011	
Nome de Família: Primo monofásico 220 V 8200 W	

Data	Alteração	Marca	Modelo	Descrição	Código de barras
20/04/2016	Incluído	Fronius	Primo 8.2-1		

Engineering Drawings

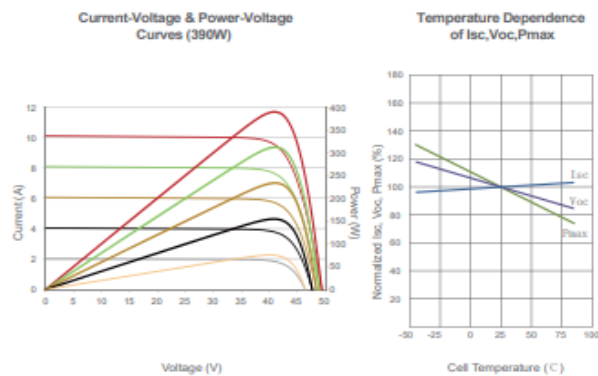


Packaging Configuration

(Two pallets =One stack)

27pcs/pallet , 54pcs/stack, 594pcs/40'HQ Container

Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	Mono PERC 158.75×158.75mm
No. of Half-cells	144 (6×24)
Dimensions	2008×1002×40mm (79.06×39.45×1.57 inch)
Weight	22.5 kg (49.6 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP67 Rated
Output Cables	TUV 1x4.0mm ² , (+) 290mm, (-) 145mm or Customized Length

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM390M-72H		JKM395M-72H		JKM400M-72H		JKM405M-72H		JKM410M-72H	
	JKM390M-72H-V	JKM395M-72H-V	JKM395M-72H-V	JKM400M-72H-V	JKM400M-72H-V	JKM405M-72H-V	JKM405M-72H-V	JKM410M-72H-V	JKM410M-72H-V	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	390Wp	294Wp	395Wp	298Wp	400Wp	302Wp	405Wp	306Wp	410Wp	310Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	41.1V	39.1V	41.4V	39.3V	41.7V	39.6V	42.0V	39.8V	42.3V	40.0V
Maximum Power Current (Imp)	9.49A	7.54A	9.55A	7.60A	9.60A	7.66A	9.65A	7.72A	9.69A	7.76A
Open-circuit Voltage (Voc)	49.3V	48.0V	49.5V	48.2V	49.8V	48.5V	50.1V	48.7V	50.4V	48.9V
Short-circuit Current (Isc)	10.12A	8.02A	10.23A	8.09A	10.36A	8.16A	10.48A	8.22A	10.60A	8.26A
Module Efficiency STC (%)	19.38%		19.63%		19.88%		20.13%		20.38%	
Operating Temperature (°C)	-40°C~+85°C									
Maximum System Voltage	1000/1500VDC (IEC)									
Maximum Series Fuse Rating	20A									
Power Tolerance	0~+3%									
Temperature Coefficients of Pmax	-0.35%/°C									
Temperature Coefficients of Voc	-0.29%/°C									
Temperature Coefficients of Isc	0.048%/°C									
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45±2°C									

STC: Irradiance 1000W/m²

Cell Temperature 25°C

AM=1.5

DADOS TÉCNICOS FRONIUS PRIMO




DADOS DE ENTRADA	PRIMO 3.0-1	PRIMO 4.0-1
Max. corrente de entrada (Idc max1 / Idc max2)	12.0 A / 12.0 A	
Max. conjunto corrente curto-circuito (MPP1 / MPP2)	18.0 A / 18.0 A	
Min. tensão de entrada (Udc min)	80 V	
Tensão de alimentação inicial (Udc_start)	80 V	
Tensão nominal de entrada (Udc,r)	710 V	
Max. tensão de entrada (Udc max)	1,000 V	
Faixa de tensão MPP (Umpp min - Umpp max)	200 - 800 V	210 - 800 V
Numero de rastreadores MPP	2	
Número de entradas DC	2 + 2	
Certificado INMETRO	Concessão: 002132/2016	Concessão: 002130/2016
Certificados	DIN V VDE 0126-1-1/A1, IEC 62109-1/2, IEC 62116, IEC 61727, AS 4777-2, AS 4777-3, G83/2, G59/3, CEI 0-21, VDE AR N 4105, ABNT NBR 16149, ABNT NBR 16150	

DADOS DE SAÍDA	PRIMO 3.0-1	PRIMO 4.0-1
Tensão nominal de saída (Pac,r)	3,000 W	4,000 W
Max.potência de saída	3,000 VA	4,000 VA
Max. corrente de saída (Iac max)	13.0 A	17.4 A
Conexão a rede (faixa de tensão)	1 - NPE 220 V / 230 V (180 V - 270 V)	
Frequência	50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)	
Distorção harmônica total	< 5 %	
Fator de potência (cos φac,r)	0.85 - 1 ind. / cap.	

DADOS DE ENTRADA	PRIMO 5.0-1	PRIMO 6.0-1	PRIMO 8.2-1
Max. corrente de entrada (Idc max1 / Idc max2)	12.0 A / 12.0 A		
Max. conjunto corrente curto-circuito (MPP1 / MPP2)	18.0 A / 18.0 A		
Min. tensão de entrada (Udc min)	80 V		
Tensão de alimentação inicial (Udc_start)	80 V		
Tensão nominal de entrada (Udc,r)	710 V		
Max. tensão de entrada (Udc max)	1,000 V		
Faixa de tensão MPP (Umpp min - Umpp max)	240 - 800 V		270 - 800 V
Numero de rastreadores MPP	2		
Número de entradas DC	2 + 2		
Certificado INMETRO	Concessão: 002133/2016	Concessão: 002131/2016	Concessão: 002134/2016
Certificados	DIN V VDE 0126-1-1/A1, IEC 62109-1/2, IEC 62116, IEC 61727, AS 4777-2, AS 4777-3, G83/2, G59/3, CEI 0-21, VDE AR N 4105, ABNT NBR 16149, ABNT NBR 16150		

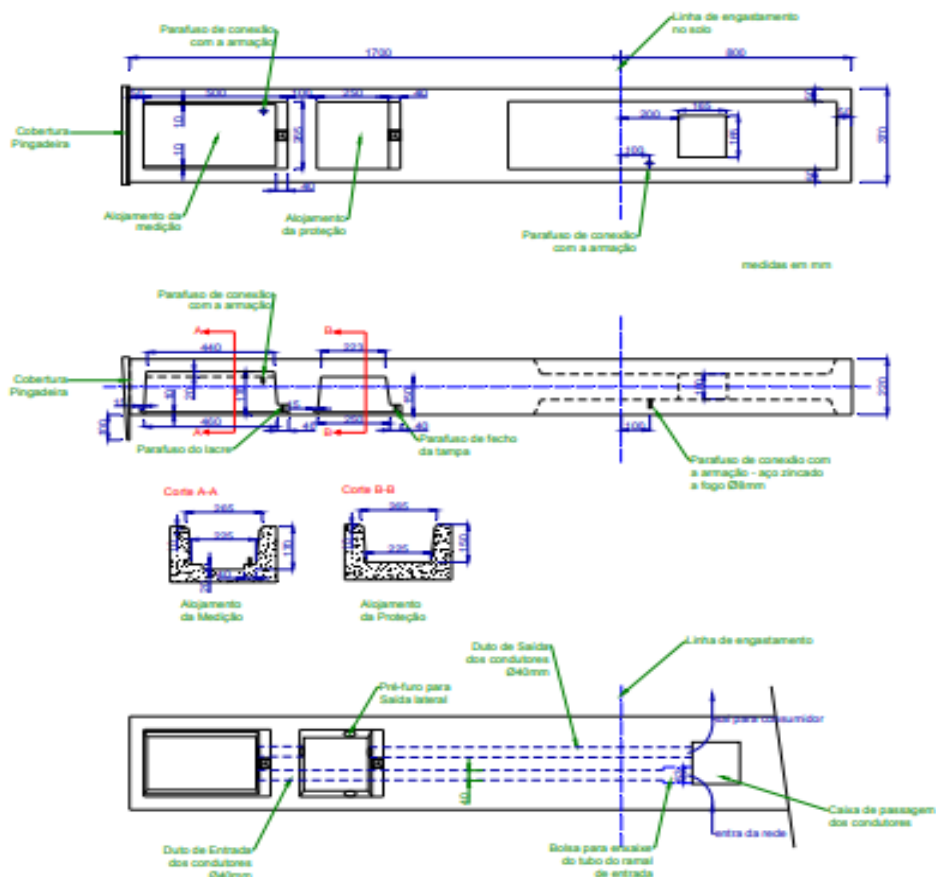
DADOS DE SAÍDA	PRIMO 5.0-1	PRIMO 6.0-1	PRIMO 8.2-1
Tensão nominal de saída (Pac,r)	5,000 W	6,000 W	8,200 W
Max.potência de saída	5,000 VA	6,000 VA	8,200 VA
Max. corrente de saída (Iac max)	21.7 A	26.1 A	35.7 A
Conexão a rede (faixa de tensão)	1 - NPE 220 V / 230 V (180 V - 270 V)		
Frequência	50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)		
Distorção harmônica total	< 5 %		
Fator de potência (cos φac,r)	0.85 - 1 ind. / cap.		

	Tipo de Documento: Padrão Técnico
	Área de Aplicação: Distribuição
	Título do Documento: Padrão de Entrada para Micro e Minigeração Distribuída

5.2. Padrão de Entrada Subterrâneo para Demanda Calculada até 38kW Tabela 1 A e até 66 kW Tabela 1 B

ANEXO I – DESENHOS

5.2.1 Padrão de Entrada em Pedestal Multi 100 para Atendimento a 1 Cliente com Instalação Lateral Tabela 1 A até categoria C3 e Tabela 1 B até categoria C10 conforme GED 13.244



Nota: Estes materiais devem atender às NBR/ABNT correlatas. O dimensionamento elétrico deve sempre ser reportado ao GED 13 Fornecimento BT.

N.Documento: 15578	Categoria: Manual	Versão: 1.7	Aprovado por: Calus Vinicius S Malagoli	Data Publicação: 27/02/2018	Página: 7 de 14
-----------------------	----------------------	----------------	--	--------------------------------	--------------------

IMPRESSÃO NÃO CONTROLADA

