

MF_EBD_PROJETO_DE_INSTALAÇÕES_DE_ **SISTEMAS_FOTOVOLTAICOS**



ORIENTAÇÕES GERAIS, LICENÇA E CRÉDITOS.

Objetivo Geral

Este manual visa facilitar a qualificação profissional de jovens e adultos para trabalhar como Instaladores de sistemas fotovoltaicos.



Este manual segue os termos e condições da Licença Creative Commons Atribuição-Uso Não-Comercial-Compartilhamento pela mesma Licença 4.0 Brasil.

Você pode:



Copiar, distribuir, exibir e executar a obra



Criar obras derivadas

Sob as seguintes condições:



Atribuição — Você deve dar crédito ao autor original, da forma especificada pelo autor ou licenciante.



Uso Não-Comercial — Você não pode utilizar esta obra com finalidades comerciais.



Compartilhamento pela mesma Licença — Se você alterar, transformar, ou criar outra obra com base nesta obra, mas você somente poderá distribuir a obra resultante sob uma licença idêntica a esta.

Dimensionamento de um sistemas fotovoltaico, por Oliveira Junior, P.E. em 15/04/2024

Contato: missao.filosofica@gmail.com



O Professor Oliveira Junior, P.E. é pós-graduado em Engenharia elétrica com ênfase em instalações elétricas residenciais, especialista em Administração e Supervisão Escolar, especialista em Planejamento e uso do Solo Urbano, graduado (licenciatura) em Ciências Sociais, graduado (licenciatura) em Computação e Técnico em Eletrotécnica. Atualmente é Professor de Sociologia e Filosofia - Ensino Médio - SEEDUC/RJ, Instrutor de Instalações elétricas prediais e Sistema fotovoltaicos

residenciais - FAETEC/RJ.

Mensagem do professor:

-Instalador/montador de sistemas fotovoltaicos, espero que este material possa te ajudar!

PROJETO FOTOVOLTAICO

A base de conhecimento para o dimensionamento de uma usina residencial encontra-se em <https://oliveirajpe.github.io/missaoEletrica/>.

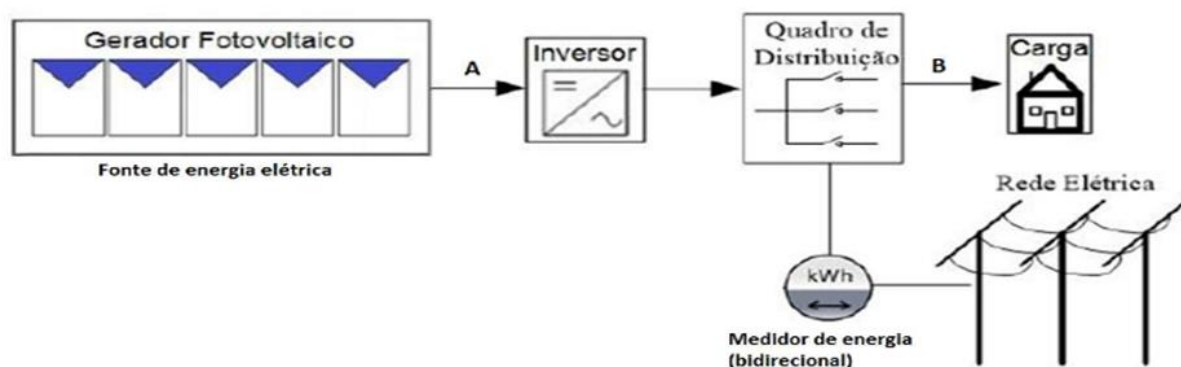
O processo deve se iniciar com o levantamento de dados para a análise de viabilidade técnica.

Neste exemplo vamos considerar a residência (Padrão LIGHT trifásico) com uma água, recortada, Telhado em L – metálico trapezoidal com 22.801° de angulação, voltada para o norte geográfico, Rua x, nº95, Seropédica-RJ – Aplique endereço ao Google Earth e encontre as coordenadas: 22.801°S; 43.649°O.

DIMENSIONAMENTO DE UM SISTEMA PV - 01

Determine o tipo: (**X**) OnGrid () OffGrid () Híbrido

Esquema Genérico



1º Passo: De posse das contas.

Com base nas últimas 13 contas mensais de energia elétrica calcule o consumo mensal médio.

Casa A – kWh/mês	
fev	525
mar	506
abr	526
mai	293
jun	263
jul	231
ago	201
set	245
out	298
nov	279
dez	334
jan	364
fev	463
Média = Soma /13 =	348,3

Este cliente apresentou a intenção de aumentar seu consumo com um ar condicionado de 12000BTUs (acréscimo de 175kWh/mês) e em 200kWh/mês. O Cliente concluiu que a melhor opção para ele é manter o TUSD no dimensionamento, pois caso tenha sobras (créditos acumulados), irá destinar a outra residência que possui na mesma titularidade.

OPCIONAL

Como o projeto em questão se encaixa na aplicação microgeração pode-se descontar o TUSD ou mantê-lo para crédito – LEI 14300.

I – 30kWh, se a instalação elétrica é monofásica ou bifásica a (dois) condutores.

II – 50 kWh, se a instalação elétrica é bifásica a 3 (três) condutores.

III – 100 kWh, se a instalação elétrica é trifásica.

Novo Consumo = Consumo mensal – TUSD = **548 – 0 = 548 kWh/mês**

Logo o consumo considerado no dimensionamento será de 548 kWh/mês.

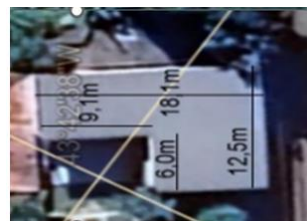
2º Passo – Determinar média diária

Consumo médio diário de energia (MÉDIA- kWh/mês / 30dias) = **548 / 30 = 18,27 kWh/dia**

3º Passo: HSP / ISDMM

De posse do endereço, encontre as coordenadas geográficas (22.801°S; 43.649°O), do imóvel no [GOOGLE EARTH](https://www.google.com/maps/), acessar <http://www.cresesb.cepel.br/sundata/index.php> para verificar a irradiação solar no plano Horizontal 0°, a ser utilizada de acordo com a localização da edificação.

É possível tirar as medidas do telhado pelo aplicativo GOOGLE EARTH ou MAPS.



Cálculo no Plano Inclinado

Estação: Seropédica

Município: Seropédica, RJ - BRASIL

Latitude: 22,801° S

Longitude: 43,649° O

Distância do ponto de ref. (22,822778° S; 43,675° O): 3,6 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m².dia]												Média	Delta
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
✓	Plano Horizontal	0° N	5,97	6,23	5,03	4,48	3,64	3,37	3,39	4,26	4,37	4,99	5,06	5,82	4,72	2,86
✓	Ângulo igual a latitude	23° N	5,39	5,93	5,17	5,08	4,48	4,36	4,28	5,02	4,64	4,87	4,65	5,18	4,92	1,66
✓	Maior média anual	20° N	5,49	6,01	5,18	5,03	4,40	4,26	4,19	4,96	4,63	4,92	4,73	5,29	4,92	1,82
✓	Maior mínimo mensal	30° N	5,10	5,71	5,09	5,14	4,63	4,56	4,44	5,13	4,61	4,73	4,43	4,88	4,87	1,27

Foto tirada na visita técnica para análise de viabilidade.



Plano de inclinação dos módulos fotovoltaicos = 22.801°N, ~ entre 22° e 23°.
Irrad. solar diária média anual no plano (arred. p/Crecesb) dos módulos (23°) = **4,92 (kWh/m².dia)**
ISDMM ou HSP (h) – Valor diário (médio anual) da HSP no plano horizontal = **4,72 Kwh/m². dia**

4º Passo – Determinar a potência da Usina.

Calcular a Potência (E) que o arranjo fotovoltaico deve gerar para atender o consumo diário da carga, a seguinte equação deve ser utilizada:

$$E = (\text{kWh/dia}) / (TD \times \text{ISDMM}) = 18,27 \text{ kWh/dia} / 4,72 \times 0,75 = 5,16 \text{ kWp}$$

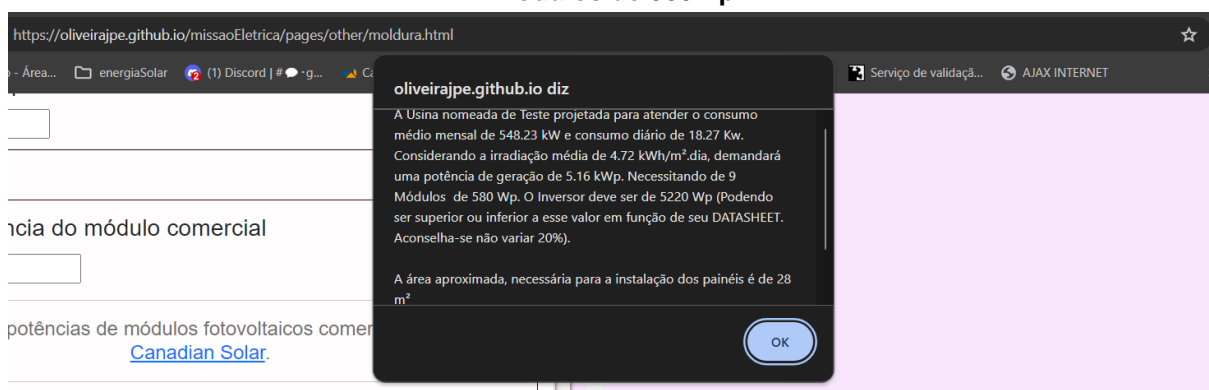
Sendo:

E: Potência do sistema (kWp);

ISDMM ou HSP (h) – Valor diário (médio anual) da HSP no plano horizontal

TD : Taxa de Desempenho (adimensional), usamos a média 25% - 0,75 de eficiência.

O nosso sistema de testes, que não opera as perdas, chegou a seguinte proposição, com módulos de 580Wp



Vamos comparar com as decisões analógicas a que podemos tomar, para confirmar se essa é a melhor opção. Considere a observação para o inverso (20%) – que poderá variar de 4,2kWp (08 painéis de 580Wp) ~ 6,3kwp (11 painéis de 580Wp).

5º Passo. Escolher módulos e determinar o número de módulos fotovoltaicos e Dimensionar o Inversor

Podemos proceder de duas formas: Informar a integradora os dados de potência e tipo de telhado, e deixar ela montar o kit, ou fazer todos os cálculos.

Consulte o fornecedor de sua preferência. Neste exercício consultamos: BUYERS/SOLAR e NEOSOLAR.

DATASHEETs BUYERS

- 1) <https://www.buyersenergy.com.br/produtos/kit-solar-448-kwp-inversor-growatt-8-modulos-de-560wp/>
- 2) <https://www.buyersenergy.com.br/produtos/kit-solar-560-kwp-inversor-growatt-10-modulos-de-560wp/>

DATASHEETs NEOSOLAR

- 3) <https://www.neosolar.com.br/loja/kit-gerador-energia-solar-2-32kwp-micro-inversor-deye-sun2250-g4-osda-580wp.html>
- 4) <https://www.neosolar.com.br/loja/kit-gerador-energia-solar-0-55kwp-micro-inversor-deye-sun2250-g4-renesola-555wp.html>

5.1. Comprar Kit montado para os parâmetros 5,16KWp.

1) ~~Kit Solar 4,48 kWp - Inversor Growatt - 8 módulos de 560Wp - R\$9.617,62 - Simulação: gera em média 570kwh/mês.~~

2) ~~Kit Solar 5,60 kWp - Inversor Growatt - 10 módulos de 560Wp - R\$11.489,79 - Simulação: gera em média 713kwh/mês.~~

3) Kit Gerador Energia Solar 2,32 kWp - 04 módulos de 580Wp - Microinversor Deye c/ Wifi SUN2250 - Painei OSDA - 02 KITS = R\$ 8.198,00 - - Simulação: gera em média 556 kwh/mês.

4) ~~Kit Gerador Energia Solar 2,32 kWp - 04 módulos de 580Wp - Microinversor Deye c/ Wifi SUN2250 - Painei OSDA - 02 KITS = R\$ 8.198,00 + Kit Gerador Energia Solar 0,55 kWp - 01 módulo de 555Wp - Microinversor Deye c/ Wifi SUN2250 - Painei ReneSola - R\$2249,00 - Simulação: gera em média 622 kwh/mês.~~

Considerando o aumento de 200kWh/mês ser reserva para aumento de consumo, ou seja, a usina de 3,3kWp original cresceu para 5,22Kwp (após ajuste), gerando um acréscimo de produção de 1,95kWp e a simulação favorável de 556kWh/mês feita pela empresa, e a possibilidade de aumento de na produção de modo fácil. Considerando a possibilidade futura de aquisição de mais um micro, já que o seu datasheet (<https://www.neosolar.com.br/loja/micro-inversor-deye-sun2250-g4-monofasico-2250w-220v-mlpe-e-wi-fi-integrado.html>), indica um máximo de 03 microinversores em série no tronco de saída. O cliente, após a exposição das alternativas, preferiu diminuir a produção para 4,64kWp, ou seja, produzir sobreprodução de 1,36kWp, optando pela solução 03, mais barata.

5.2. E se comprássemos as peças do Kit separado para os parâmetros 4,64KWp?

Especificação do módulo: Placa Solar Fotovoltaica 580W - OSDA ODA580-36V-MHD

Potência nominal em Wp = 580Wp - 144 células - Monocristalino -

Módulo: Vmp=43,37V, Voc= 51,06V, Imp.= 13,69A, Isc= 14,46A,

Eficiência do módulo (%) = 22,50%

Custo do módulo (R\$) = R\$ 679,99

Marca/fabricante: OSDA

Dimensões do módulo: Comprimento - 2,3m, Largura - 1,1m, Espessura - 0,35m, Área - 2,58m²

Garantia - 12 anos defeitos e geração de 80% com 25 anos de uso.

Datasheet do módulo - Manter em anexo.

Número total de módulos a serem adquiridos

= $P(\text{kWp})/P(\text{kWp módulo}) = 4,64\text{kWp} / 580\text{Wp} = 8 \text{ Módulos}$

Ajuste da Potência da USINA = Soma (kWp dos módulos): **8 x 580 kWp = 46,4kWp**

08 - Módulos 580W - OSDA ODA580-36V-MHD = R\$679,00 x 8 = R\$5432,00

5.3. Inversor

- É possível usar inversores de menor potência. Para isto, calcule quantos inversores irão precisar de forma a dar a potência total necessária (1,2 x potência nominal do arranjo fotovoltaico). Liguem os mesmos em paralelo de tal forma que a voltagem de entrada dos inversores não seja modificada (permaneça igual a tensão de saída do arranjo fotovoltaico).
- Outro método considera a potência do gerador PV entre outros a serem avaliados. O Fator de Dimensionamento de Inversores (**FDI**): $FDI = PNca(W) / PFV (Wp)$, onde: PNca: Potência nominal em corrente alternada do inversor (W); PFV: Potência pico do painel fotovoltaico (Wp). Os FDI recomendados por fabricantes situam-se na faixa de 0,75 a 0,85, já o limite superior é de 1,05.

Dimensionamento do Inversor.

- a) Growatt MIN4200TL-X= $1,2 \times 4,64 = 5568\text{Wp} < 5880\text{Wp} = \text{R\$ } 4456,90$
- b) Growatt MIN3600TL-X= $1,2 \times 4,64 = 5568\text{Wp} > 5040\text{Wp} = \text{R\$ } 3699,00$
- c) $FDI = PNca(W) / PFV (Wp) = 4200\text{W} / 4640\text{Wp} = 0,90.$
- d) $FDI = PNca(W) / PFV (Wp) = 3600\text{W} / 4640\text{Wp} = 0,77.$

DataSheet: https://drive.google.com/file/d/1mNXIBKH-cq_KoO_LtueVb4i2uHYZv23J/view

Preços: https://www.innotechvision.com.br/produtos/inversor-growatt-4200/?variant=788279084&pf=mc&srltid=AfmBOorHaHQ25mk7NJ3_Uqm6kG1Z59qBFRt5itZkbpWlq7U1WfrAWSaUC0k

03 - MicroInversor = Microinversor Deye SUN2250 G4 Monofásico 2250W - 220V - MLPE e Wi-Fi Integrado , Entrada de 600Wmax por módulo – R\$ 2139,00 x 2 = R\$ 4.278,00.

Obs.: O modelo 03 com microinversores compensa mais do que a aquisição de inversor.

04 – Kit pata telhado metálico – mini trilho 1 painel – R\$ 78,00 X 9 = R\$702,00

https://produto.mercadolivre.com.br/MLB-3484299893-estrutura-suporte-fixa-painel-solar-telha-metalica-1-painel- JM?variation=#reco_item_pos=1&reco_backend=recomm-platform_ranker_v2p&reco_backend_type=low_level&reco_client=vip-v2p&reco_id=198fa233-b108-4ab2-b230-9849f665136c

Comparativo:

Parcial Separado: 10.412,00

Parcial KIT: 8.198,00

OBS: Alguns inversores comerciais admitem uma faixa de tensão de operação (VCC de entrada).

Conclusão

Potência mínima do Microinversor (2 x 2250) $\geq 4500\text{W}$

Potencia máxima por MPPT = 600W

Arranjo 01 Norte: **4640 kWp**

Determine a saída: () 127VCA (**x**) **220VCA** (X) 380 VCA (**x**) **02 Fases** () 03 Fases

Especificação dos inversores escolhidos: **Microinversor Deye SUN2250 G4 Monofásico 2250W - 220V - MLPE**

Quantidade de MPPT: **8.**

Número de Microinversores: 02

Nº máximo de microinversores nem série no tronco: 03.

Imp por MPPT = 18A

Faixa de operação por MPPT: 25 - 55Vcc

Saída – Vn = 220Vca, I_{max}=10,3 Aca

Rendimento (%) – 96,5%

Datasheet do inversor – Manter em anexo.

6º Passo – Escolher área do telhado para instalação do arranjo. (Caso não seja possível alocar o arranjo, refaça a escolha dos módulos e recalcule).

Área total a ser ocupada pelos módulos: **8 x 2,58 = 20,64 m²**

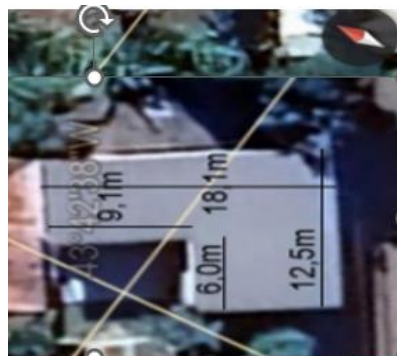
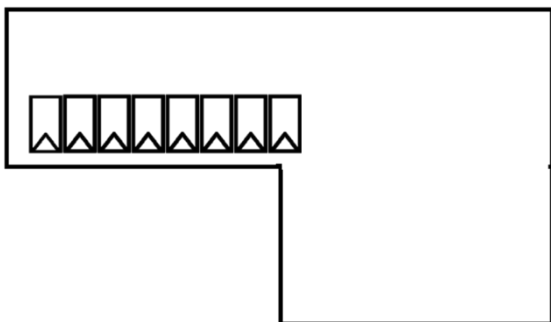
O sistema sugeriu 28m² de área livre.

Área da água 01 – ABA 1 – SW: 18,1 x 6,5 = 117,65m²

Área da água 01 – ABA 2 – SW: 9 x 6 = 54m²

Área total = **171,65m²** - Área viável para instalação

Desenhar Layout do arranjo sobre o telhado.



7º Proteção e cabos de saída.

Não é necessário dimensionar o cabo e String box CC, devido ao uso de Microinversores.

Conforme a NBR5410, nas tabelas de **36 à 39** NBR5410. Encontre no datasheet do inversor a sua máxima corrente e determine a corrente do projeto: $I_z = I_{\text{Condutor}} \times K_1 \times k_2 \times k_3$.

A instalação é do tipo B1: Condutores isolados ou cabos unipolares em eletroduto aparente de seção circular sobre parede ou espaçado desta menos de 0,3 vez o diâmetro do eletroduto. PVC 70º.

Onde

K1 – Fator de correção de temperatura

K2 - Fator de correção de agrupamento.

K3 – Fator de correção de resistividade do solo

Tabelas 40, 41 e 42 NBR 5410

$$P_{\text{máx}} = 600W \times 8 = 4800W$$

$$I_B = 4500/220 = \mathbf{20,45A}$$

5.3.4.1 NBR5410 - Para que a proteção dos condutores contra sobrecargas fique assegurada, as características de atuação do dispositivo destinado a provê-la devem ser tais que:

$$a) I_B \leq I_n \leq I_z;$$

$$k_1(40^\circ) = 0,87, k_2 = 1, k_3=1.$$

Use a tabela 36 da NBR5410 e encontre o condutor mais próximo de $I_B = 20,45A$ - 2,5mm²(24A).

Aplique os fatores de correção: $I_z = I_{\text{condutor}} \times k_1 \times k_2 \times k_3 = 24 \times 0,87 \times 1 \times 1 = 20,88A$

$I_B = 20,45A \leq I_n$ - Disjuntor $\leq I_z = 20,88A$ – Não é possível usar esse condutor.

Testar o condutor 4mm²(32A)

Aplique os fatores de correção: $I_z = I_{\text{condutor}} \times k_1 \times k_2 \times k_3 = 32 \times 0,87 \times 1 \times 1 = 27,84A$

$I_B = 20,45A \leq I_n$ - Disjuntor – 25A $\leq I_z = 27,84A$

b) $I_2 \leq 1,45 I_z$ - **Nota -5.3.4.1 NBR5410 – NÃO SE APLICA A NOSSO CASO -**

A condição da alínea b) é aplicável quando for possível assumir que a temperatura limite de sobrecarga dos condutores (ver tabela 35) não venha a ser mantida por um tempo superior a 100 h durante 12 meses consecutivos, ou por 500 h ao longo da vida útil do condutor. Quando isso não ocorrer, a condição da alínea b) deve ser substituída por: I_2

ou seja:

$$4\text{mm}^2 (32A \rightarrow \text{corrigido para } 27,84A) I_2 \times 1,45 \geq I_z \rightarrow 25 \times 1,45 \geq 27,84 \rightarrow \mathbf{36,25 \geq 27,84}$$

$$6\text{mm}^2 (41A \rightarrow \text{corrigido para } 35,67A) I_2 \times 1,45 \geq I_z \rightarrow 25 \times 1,45 \geq 35,67 \rightarrow \mathbf{36,25 \geq 35,67}$$

$$\mathbf{10\text{mm}^2 (57A \rightarrow \text{corrigido para } 49,59A) I_2 \times 1,45 \geq I_z \rightarrow 25 \times 1,45 \geq 45,59 \rightarrow \mathbf{36,25 \geq 45,59}}$$

Onde:

IB - é a corrente de projeto do circuito;

Iz - é a capacidade de condução de corrente dos condutores, nas condições previstas para sua Instalação;

In - é a corrente nominal do dispositivo de proteção (ou corrente de ajuste, para dispositivos ajustáveis), nas condições previstas para sua instalação;

I2 - é a corrente convencional de atuação, para disjuntores, ou corrente convencional de fusão, para Fusíveis.

Queda de tensão: 4%.

Método 2 – Circuitos Monofásicos

$$Sc = (2 \times 100) \times \rho \times (\sum l \times IB) / \Delta Vc \times V \quad \text{ou} \quad Sc = [2 \times \rho \times l / e(\%) \times V^2] \times (\sum L \times P)$$

$$Sc = 200 \times 1/58 \times (15m \times 20,45) / 4 \times 220 = 1,2mm^2$$

Onde

◦ Sc : seção em mm² ;

◦ ΔVc : queda de tensão máxima, em % (exemplo 3 para 3%);

◦ V : tensão em V;

◦ l : comprimento do circuito, em m

◦ IB : corrente de projeto, em A;

◦ ρ : resistividade do material condutor = cobre = 1/58 Ω.mm²/m

◦ P = potência consumida em watts;

◦ e% = queda de tensão percentual/100 (exemplo 0,03 para 3%);

◦ para trifásico troque 2 por 1,73.

Logo, ficaremos com 03 Condutores de 4mm², Disjuntor de 25A Bipolar, DPS (TAB 49 >=1,1U) classe II 275V. Condutores carcaça e equipotenciais 6mm² ou 16mm² mínimo e Proteção UV

8ºPasso- Lista de Material

Quant	Descrição	Fornecedor	Preço
2	Kit Gerador Energia Solar 2,32 kWp - 04 módulos de 580Wp - Microinversor Deye c/ Wifi SUN2250 - Painei OSDA	NEOSOLAR	R\$ 8.198,00
1	https://www.lojaclamper.com.br/clamper-front-box-275v-20ka-2p-25a-ip65/p STRING BOX CA	Clamper	R\$ 279,90
Total			R\$8477,00

8º Passo - Cálculo da viabilidade econômica:

A) KITs PV Completo:.....R\$8.198,00 + R\$279,90 = R\$8477,00

B) Montagem em separado

Preço dos módulos fotovoltaicos:..... R\$

Preço dos inversores:R\$

Kits de fixação.....R\$

Kits de junção de trilho.....R\$

STRING BOXCC e CA.....R\$

Conectores MC4.....R\$

Cabos Solares.....R\$

B) Mão de obra: R\$800,00 (Média de R\$100,00 por placa)

C) Custo de instalação (Cabos, Disjuntores, quadro de distribuição, Material de aterramento, DPS, Eletrodutos, Conduletes, parafusos, miscelâneas) = R\$1230,00 (R\$ = 15% x kWp – USINA)

D) Homologação: R\$1000,00 até 5kWp ou 20%kWp se superior (15/12/23). R\$1000,00

E) Margem de lucro: 20% sobre o custo total: R\$11507,00 x 20% = 2301,40.

F) Tarifa de energia elétrica (R\$/kWh) – R\$ 1, 12

Cálculo do Custo do investimento (CI) a ser realizado no projeto (\$):

$$CI = A + B + C + D + E = R\$13808,40$$

Custo do kWp instalado (R\$) = CI (R\$) / potência total instalada em kWp = 13808,40 / 4,64 = 2975,9 R\$/kWp

Cálculo do custo anual da energia gerada (CG anual - R\$/kWh)

$$CG_{anual} (R\$/kWh) = (CI \times FRC + CO\&Manual) / EG_{anual}$$

Ex.: Usina de 13808,40 Reais e 4,64kWp

$$(13808,40 \times 0,134 + 138,1) / 7993,792 = 1988,42 / 7993,792 = \mathbf{R\$0,24/KWh}$$

Onde:

CI – Investimento realizado (R\$)

FRC – Fator de recuperação do capital investido - Transforma CI em uma série uniforme de custos ao longo da vida útil do sistema, levando em conta o valor do dinheiro no tempo (taxa de desconto).

$$FRC(i, n) = \frac{i \cdot (1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$$

Ex.: Taxa de desconto 12% (Fixo)

$$FRC(i, n) = 0,12(1+0,12)^{20} / (1+0,12)^{20} - 1 = \mathbf{0,134}$$

Sendo:

i - taxa de desconto (12%)

n - vida útil do sistema (20 anos)

CO&M anual - custo anual de operação e manutenção (R\$/ano) = considerar 1% do CI.

EG anual (kWh) - Energia anual gerada pelo sistema fotovoltaico = Número total de módulos x Potência do módulo(kWp) x HSP (horas/dia) x 365 dias = 8 x 0,58 x 4,72 x 365 = 7993,792(kWh/ano)

Comparar CG anual (R\$/kWh) com a tarifa de energia elétrica da concessionária (R\$/kWh)

O custo para gerar 1kWh = R\$0,24

O custo de consumo de 1kWh = R\$ 1,12

Diferença (Economia) = 1,12 – 0,24 = R\$0,88 por kWh

Tempo de retorno do investimento = 20 anos / (1,12/0,24) = 4,3 anos.

Considerando o financiamento, a média aumenta para aproximadamente 6,5 anos.

Mantendo a mesma tarifa para média de consumo mensal = 358 x 1,12 = R\$400,96.

Custo sem o sistema em 20 anos – 7993,792 x 20 = 159.875,84kWh x 1,12 = R\$179.060,94

Custo da geração em 20 anos – 7993,792 x 20 = 159.875,84kWh x 0,24 = R\$38.370,00

Economia em 20 anos = Custo sem sistema – Custo Geração = R\$140.690,94

Considerando o resultado obtido para o CG anual, é viável economicamente investir no projeto deste sistema fotovoltaico? (x)SIM ()Não

DIMENSIONAMENTO DE UM SISTEMA PV - 02

Neste exemplo vamos considerar a residência anterior com telhado inclinado à 10°, voltado para o Oeste geográfico.

Ajustes médios por direção = Ad – Nosso telhado tem leve posicionamento à W =>0,85.

$$E_{Ad} = E(kWp) / A_d = 4,64 / 0,85 = 5,45 \text{ kWp}$$

Perda por angulação:

$Pa\% = \cos(\text{ângulo do módulo} - \text{latitude}) = \cos(10 - 22) = \cos -12^\circ = 0,97 \sim 97\%$ – Analise posição –
Resultado positivo = rendimento de 97% e perda de 3%.

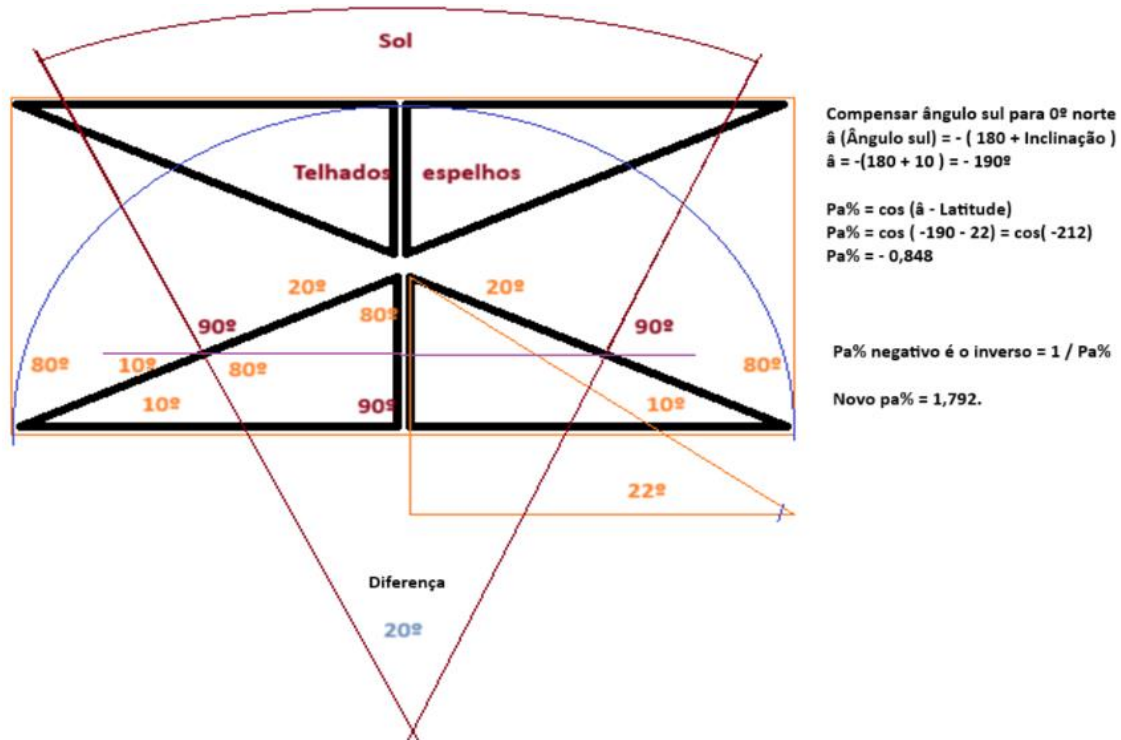
$$\text{Para gerar 100\% - Potência da USINA} = E_{Ad} + (E_{Ad} \times Pa) = 5,45 + (5,45 \times 0,03) = \mathbf{5,61kWp}$$

DIMENSIONAMENTO DE UM SISTEMA PV - 03

Neste exemplo vamos considerar a residência anterior com Telhado inclinado à 10° de angulação, voltado para o Sul geográfico.

Ajustes médios por direção = Ad – Nosso telhado tem leve posicionamento à S =>0,53.

$$EAd = E(kWp) / Ad = 4,64 / 0,53 = 8,75 \text{ kWp}$$



Perda por angulação: Sul → Norte

$$\text{Potência da USINA} = EAd + (EAd \times Pa) = 8,75 + (8,75 \times 1,792) = 24,43 \text{ kWp}$$

Vamos fazer uma comparação - grosso modo 4,64kWp – 24,43kWp - para economizar tempo. (Você pode cotar todos os materiais e fazer o dimensionamento completo se desejar. O resultado não será à menor. Verificamos açodadamente os preços dos kits para atender essa demanda e variam entre R\$44000,00 e R\$ 65000,00.)

Resultante – 526,5% - logo, Cálculo do custo anual da energia gerada (CG anual - R\$/kWh)

$$CG_{\text{anual}} (\text{R\$/kWh}) = \text{R\$}0,24 \text{ R\$/KWh} (4,64\text{kWp}) \times 5,265 = \text{R\$} 1,26 \text{ R\$/kWh} (24,43\text{kWp})$$

O sistema vai gerar (energia) o mesmo EG anual (kWh) = 7993,792(kWh/ano),

Comparar CG anual (R\$/kWh) com a tarifa de energia elétrica da concessionária (R\$/kWh)

O custo para gerar 1kWh = R\$1,26

O custo de consumo de 1kWh = R\$ 1,12

Diferença (Economia) = $1,12 - 1,26 = - \text{R\$} 0,14$ por kWh

Tempo de retorno do investimento = $20 \text{ anos} / (1,12/1,26) = 20/0,88 = 22 \text{ anos e } 8 \text{ meses}$.

Considerando o financiamento, a média aumenta para aproximadamente 30 anos para retorno do investimento, mantendo a mesma tarifa para média de consumo mensal = $358 \times 1,12 = \text{R\$}400,96$.

Para pagamento à vista.

Custo sem o sistema em 20 anos – $7993,792 \times 20 = 159.875,84\text{kWh} \times 1,12 = \text{R\$}179.060,94$

Custo da geração em 20 anos – $7993,792 \times 20 = 159.875,84\text{kWh} \times 1,26 = \text{R\$} 201.443,55$

Prejuízo em 20 anos = Custo sem sistema – Custo Geração = - **R\$ 22,382,61**.

Considerando o resultado obtido para o CG anual, é viável economicamente investir no projeto deste sistema fotovoltaico? ()SIM (☒)Não

DIMENSIONAMENTO DE UM SISTEMA PV - 04

Neste exemplo vamos considerar a residência anterior com telhado inclinado 12° de angulação, voltada para o leste geográfico. As decisões analógicas terão de ser revistas!!!! Logo, retornamos o processo ao passo 04.

4º Passo – Determinar a potência da Usina.

Calcular a Potência (E) que o arranjo fotovoltaico deve gerar para atender o consumo diário da carga, a seguinte equação deve ser utilizada:

$$E = (\text{kWh/dia}) / (TD \times \text{ISDMM}) = 18,27 \text{ kWh/dia} / 4,72 \times 0,75 = 5,16 \text{ kWp}$$

Sendo:

E: Potência do sistema (kWp);

ISDMM ou HSP (h) – Valor diário (médio anual) da HSP no plano horizontal

TD : Taxa de Desempenho (adimensional), usamos a média 25% - 0,75 de eficiência.

Ajuste de direção leste: $E_{ad} = E(\text{kWp}) / A_d = 5,16 / 0,85 = 6,07 \text{ kWp}$

Outra perda ocorre por angulação:

$Pa\% = \cos(\text{ângulo do módulo} - \text{latitude}) = \cos(12-22) = 0,98$ positivo. Use 0,02

Potência da USINA= $E_{ad} + (E_{ad} \times Pa) = 6,07 + 0,12 = 6,19 \text{ kWp}$

5º Passo. Escolher módulos e determinar o número de módulos fotovoltaicos e Dimensionar o Inversor

Neste exercício consultamos: BUYERS/SOLAR e NEOSOLAR.

DATASHEETs BUYERS

1) <https://www.buyersenergy.com.br/produtos/kit-solar-616-kwp-inversor-solis-11-modulos-de-560wp/>

5.1. Comprar Kit montado para os parâmetros 6,16KWp.

1) Kit Solar 6,16 kWp - Inversor Solis - 11 módulos de 560Wp - R\$11.801,00

- a) 11 Módulos Fotovoltaicos TSUN TS560S8B 560Wp 21,7% Eficiência
- b) 1 Inversor Solar SOLIS
- c) 1 String Box Compatível com o Sistema
- d) 3 Kit de Estrutura de Fixação para 4 Módulos (Conforme Telhado Definido no Pedido)
- e) 60 Metros de Cabo Solar Flexível 6MM 1,8KV Preto
- f) 60 Metros de Cabo Solar Flexível 6MM 1,8KV Vermelho
- g) 3 Pares de Conector MC4

2) ~~Kit Gerador Energia Solar 2,32 kWp – módulos de 580Wp – Microinversor Deye c/ Wifi SUN2250 – Painel OSDA – 03 KITS – R\$ 12292,50.~~

5.2. Comprar Kit separado para os parâmetros: *Provamos no dimensionamento 01 que não vale a pena comprar os itens separados para um único empreendimento.*

Determinar o tipo do inversor

(x) Inversor – STRING – opção 1.

Inversor

https://drive.google.com/file/d/1WRHgHVk6iQ1rWKTcdJd4i7_m7Te1KLIP/view

Potência de saída = 6kW

Potência máxima do inversor $\geq 10,2\text{kWp}$

Arranjo 01 5Mod: 2,8 kWp – MPPT 01

Arranjo 01 6Mod: 3,36 kWp -MPPT 02

Determine a saída: () 127VCA (x) 220VCA (X) 380 VCA (x) 02 Fases () 03 Fases

Especificação dos inversores escolhidos: S6-GR1P(2.5-6)K - Solar 6,16 kWp - Inversor Solis.

Quantidade de MPPT: 2.

Número de inversores: 01

Imp por MPPT = 14A

Faixa de operação por MPPT: 90-520Vcc

Tensão Nominal = 330V

Saída – Vn = 220Vca,

Imax=27,3 Aca

Rendimento (%) – 97,7%

Datasheet do inversor – Manter em anexo.

Especificação do módulo:

Potência nominal em Wp = 560

Vmp = 39,4V; Voc = 46,9V; Imp = 10,58A; Isc = 11,26A

Eficiência do módulo (%) = 21,7%

Área do módulo (m²) = 2,53m²

Custo do módulo (R\$) = Kit

Marca/fabricante: S560S8B – TSUN

<https://drive.google.com/file/d/1rYfGp5ZOV0Ldqc9nkrIOnO8laDxbjbdb/view>

Dimensões do módulo: 2,3 m - Comprimento; 1,1m - Largura.

Datasheet do módulo – Manter em anexo.

Número total de módulos a serem adquiridos = $P(\text{kWp})/P(\text{kWpMódulo}) = 6,16 / 560 = 11\text{Módulos}$

Ajuste da Potencia da USINA 6,19kw = Soma(kWp dos módulos): 6,16.kWp

OBS.: O nº máximo de módulos em série deve ser; $N^{\circ} \text{mód.} \times V_{oc} < V \text{ entrada do inversor.}$

Já a corrente, para séries em paralelo é igual à: $n^{\circ} \text{Strings paralelo} = I_{\text{máxima de entrada do inversor}} / I_{sc_mod.}$

Quantidade de MPPT: 02

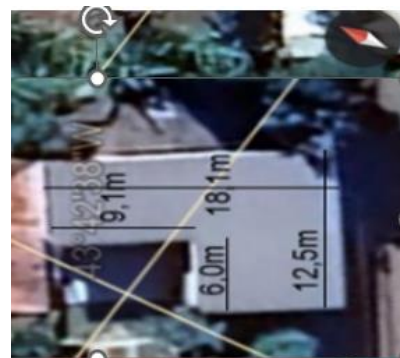
Nº máximo de módulos por MPPT :

a) $N^{\circ} \text{mód.} \times V_{oc} < V \text{ entrada do inversor} = 6 \times 46,9 < 330V$
 $= 298 < 330.$

b) $n^{\circ} \text{Strings paralelo} = I_{\text{máxima de entrada do inversor}} / I_{sc_mod.} = 14/11,26 = 01 \text{ String.}$

6º Passo – Escolher área do telhado para instalação do arranjo. (Caso não seja possível alocar o arranjo, refaça a escolha dos módulos e recalcule).

Desenhar Layout do arranjo sobre o telhado.



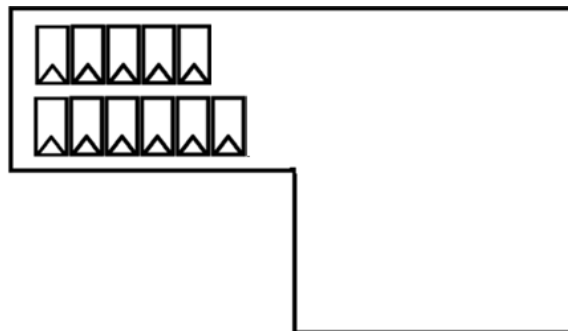
Área total a ser ocupada pelos módulos: $11 \times 2,53 = 27,83 \text{ m}^2$

Área da água 01 – ABA 1 – SW: $18,1 \times 6,5 = 117,65 \text{ m}^2$

Área da água 01 – ABA 2 – SW: $9 \times 6 = 54 \text{ m}^2$

Área total = $171,65 \text{ m}^2$

Área viável para instalação

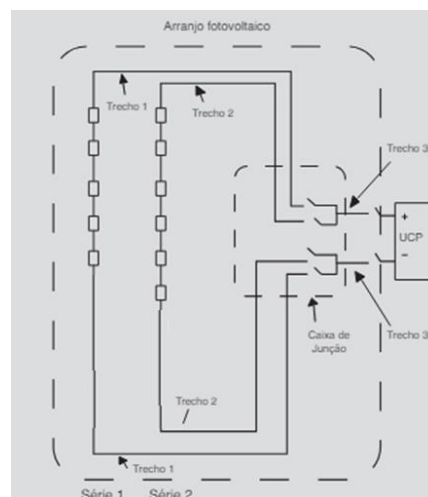


Todos os módulos irão ficar na mesma direção: (x) SIM () NÃO.

7º Proteção e cabos de saída.

Seja o arranjo fotovoltaico com as seguintes características:
Cada módulo fotovoltaico:

- Potência máxima: 560 Wp
- Corrente no ponto de máxima potência: $I_p = 10,58 \text{ A}$
- Tensão no ponto de máxima potência: $U_p = 39,4 \text{ V}$
- Corrente de curto-circuito: $ISC \text{ MOD} = 11,26 \text{ A}$
- Número de módulos fotovoltaicos em série = 6/5
- Número de séries no arranjo: 2
- Potência de pico total da instalação: $11 \times 560 \text{ Wp} = 6,16 \text{ kWp}$
- Instalação sem proteção contra sobrecorrente
- Temperatura ambiente máxima = 30°C
- SSA = 2 (2 séries fotovoltaicas)



OBS.: Trechos 1 e 2: Expostos ao sol. Distância 15m.

Trecho 3: O método de instalação escolhido para esta ligação é C.4 (Dois cabos em paralelo em eletroduto não metálico embutido na parede). Temperatura do solo máxima: 30°C . Distância 02m.

Trecho 4: UCP até QLF – PVC 70º NBR 5410 - Distancia 8m.

Trechos 1 e 2:

a) Dimensionamento dos cabos fotovoltaicos dos trechos 1 e 2 (cabos que interligam os módulos entre si e até a caixa de junção. A possibilidade de corrente de retorno deve ser considerada. Logo:

Conforme a Figura, os módulos estão ligados em série:

$$I_{b1} = I_{b2} = 1,25 \times ISC \text{ S-ARRANJO ou } 1,25 \times ISC \text{ MOD} \times SSA = 1,25 \times 11,26 \times 2 = 28,15 \text{ A}$$

O método de instalação escolhido para esta ligação é A.1 (Cabo instalado ao ar livre: Modo 1 - dois cabos unipolares encostados um ao outro, na horizontal). Instalação ao ar livre exposta ao Sol.

Critério da capacidade de corrente - Ampacidade:

Conforme a recomendação da ABNT NBR 16690, deve ser considerado para o dimensionamento dos cabos um valor de 40°C acima da máxima temperatura ambiente. Assim, para este exemplo, obtém-se, então, $30^\circ \text{C} + 40^\circ \text{C} = 70^\circ \text{C}$. Ocorre que a máxima temperatura ambiente nas tabelas anteriores é 60°C (tabela C.5), sendo que, neste caso, a temperatura no condutor é 120°C

°C por 20.000 horas, o que representa, de certa forma, uma sobrecarga controlada (autorizada) pela norma, na medida em que a temperatura normal de operação dos cabos é 90 °C. Desta forma, neste exemplo será utilizada a tabela C.4, que embora seja para temperatura ambiente de 50 °C, tem como temperatura no condutor 90 °C, o que implica em valores mais restritos de capacidade de corrente admissível do que a tabela C.5, o que leva o dimensionamento mais a favor da segurança e da preservação da vida útil do cabo.

Conforme Tabela C.4 anterior, para $I_{b1} = I_{b2} = 28,15$ A, Instalação exposta ao Sol, Modo de Instalação 1, a seção nominal do cabo é 6mm².

.

Critério da queda de tensão:

Admitindo-se uma queda de tensão máxima de 2 % nos trechos 1 e 2, tem-se: $S = L \times I_b / \sigma \times e$

6 módulos x 39,4 V por módulo = 236,4 V

$L1 = L2 = 15$ m + 15 m (positivo + negativo) = 30 m

$I_{b1} = I_{b2} = 28,15$ A

$\sigma = 44$ m/Ω.mm²

$e = 0,02$ (2 %) x 236,4 V = 4,73 V

Então:

$S = 30 \times 28,15 / 44 \times 4,73 = 4,05\text{mm}^2 \sim 6 \text{ mm}^2$

.

Seção final do cabo fotovoltaico (trecho 1 e trecho2) é 6 mm².

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

Trecho 03:

Conforme Figura, 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 máxima é a mesma de cada conjunto.

Portanto:

$I_{b3} = I_{b1} + I_{b2} = 28,15 + 28,15 = 56,3$ A

$V_t = 236,4$ V

O método de instalação escolhido para esta ligação é C.4 (Dois cabos em paralelo em eletroduto não metálico embutido na parede). Temperatura do solo máxima: 30 °C.

Critério da capacidade de corrente:

Conforme Tabela C.10, para $I_{B3} = 56,3$ A, temperatura 30 °C, a seção nominal do cabo é **10 mm²**.

.

Critério da queda de tensão:

Admitindo-se uma queda de tensão máxima de 1% no trecho 3, tem-se: $S = L \times I_b / \sigma \times e$

Onde:

$L = 2$ m + 2 m (positivo + negativo) = 4 m

$I_{b3} = 56,3$ A

$\sigma = 44$ m/Ω.mm²

$e = 0,01$ (1%) . 236,4 V = 2,36 V

Então:

$S = 4 \times 56,3 / 44 \times 2,36 = 2,16 \text{ mm}^2$

Logo:

Condutores (Pos + Neg + (PE_≥ 6mm²)) de 10mm².

Caso haja risco de descarga atmosférica, o aterramento deve ser de no mínimo 16mm²

Como o kit oferece 120 metro de cabo 6mm², cabe negociar outra configuração de cabos e desconto no valor final da compra: 5 m de 10mm² e 32 metros de 6mm²

Trecho 04:

Conforme a NBR5410, nas tabelas de 36 à 39. Encontre no datasheet do inversor a sua máxima corrente e determine a corrente do projeto: $I_z = I_{\text{Condutor}} \times K1 \times k2 \times k3$.

A instalação é do tipo B1: Condutores isolados ou cabos unipolares em eletroduto aparente de seção circular sobre parede ou espaçado desta menos de 0,3 vez o diâmetro do eletroduto. PVC 70°.

Onde

K1 – Fator de correção de temperatura

K2 - Fator de correção de agrupamento.

K3 – Fator de correção de resistividade do solo

$$P_{\text{máx}} = 560W \times 11 = 6160W$$

$$I_B = 6160/220 = \mathbf{28A}$$

Para que a proteção dos condutores contra sobrecargas fique assegurada, as características de atuação do dispositivo destinado a provê-la devem ser tais que:

$$a) I_B \leq I_n \leq I_z;$$

$$k1(40^\circ) = 0,87, k2 = 1, k3=1.$$

Use a tabela 36 da NBR5410 e encontre o condutor mais próximo de $I_B = 28A$

Aplique os fatores de correção:

$$\text{Para } 4\text{mm}^2 (32A) - I_z = I_{\text{condutor}} \times k1 \times k2 \times k3 = 32 \times 0,87 \times 1 \times 1 = 27,84A (<28A)$$

$$\text{Para } 6\text{mm}^2 (41A) - I_z = I_{\text{condutor}} \times k1 \times k2 \times k3 = 41 \times 0,87 \times 1 \times 1 = 35,67A (>28A)$$

$$I_B = 28A \leq I_n - \text{Disjuntor} \leq I_z - 35,67A$$

Disjuntor = 32A - Bipolar

Condutor = 02 F + PE - 6mm²

$$b) I_2 \leq 1,45 I_z - \text{Nota -5.3.4.1 NBR5410} - \mathbf{N\tilde{A}O SE APLICA A NOSSO CASO!!!!}$$

Onde:

I_B - é a corrente de projeto do circuito;

I_z - é a capacidade de condução de corrente dos condutores, nas condições previstas para sua Instalação;

I_n - é a corrente nominal do dispositivo de proteção (ou corrente de ajuste, para dispositivos ajustáveis), nas condições previstas para sua instalação;

I_2 - é a corrente convencional de atuação, para disjuntores, ou corrente convencional de fusão, para Fusíveis.

Queda de tensão: 2%.

Método 2 – Circuitos Monofásicos

$$S_c = (2 \times 100) \times \rho \times (\sum l \times I_B) / \Delta V_c \times V \quad \text{ou} \quad S_c = [2 \times \rho \times 1 / e(\%) \times V^2] \times (\sum L \times P)$$

$$S_c = 200 \times 1/58 \times (8m \times 28) / 2 \times 220 = 1,75\text{mm}^2$$

Onde

- Sc : seção em mm² ;
- ΔV_c : queda de tensão máxima, em % (exemplo 2 para 2%);
- V : tensão em V;
- l : comprimento do circuito, em m
- IB : corrente de projeto, em A;
- ρ : resistividade do material condutor = cobre = 1/58 $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$
- P = potência consumida em watts;
- e% = queda de tensão percentual/100 (exemplo 0,02 para 2%);
- para trifásico troque 2 por 1,73.

Logo, ficaremos com 03 Condutores de 6mm², Disjuntor de 32A Bipolar, DPS (NBR5410 TAB 49 >=1,1U) classe II 275V.

8ºPasso- Lista de Material

Quant	Descrição	Fornecedor	Preço
2	Kit Solar 6,16 kWp - Inversor Solis - 11 módulos de 560Wp	BUYERS	R\$ 11801,00
1	https://www.lojaclamper.com.br/clamper-front-box-275v-20ka-2p-25a-ip65/p STRING BOX CA	Clamper	R\$ 279,90
Total			R\$12080,90

8º Passo - Cálculo da viabilidade econômica:

A) KITs PV Completo:.....R\$12080,00

B) Montagem em separado

Preço dos módulos fotovoltaicos:..... R\$

Preço dos inversores:R\$

Kits de fixação.....R\$

Kits de junção de trilho.....R\$

STRING BOXCC e CA.....R\$

Conectores MC4.....R\$

Cabos Solares.....R\$

B) Mão de obra: R\$1100,00 (Média de R\$100,00 por placa)

C) Custo de instalação (Cabos, Disjuntores, quadro de distribuição, Material de aterramento, DPS, Eletrodutos, Conduletes, parafusos, miscelâneas) = R\$924,00 (R\$ = 15% x kWp – USINA)

D) Homologação: R\$1000,00 até 6,16kWp ou 20%kWp se superior (15/12/23). R\$1232,00

E) Margem de lucro: 20% sobre o custo total:R\$11507,00 x 20% = R\$3067,20.

F) Tarifa de energia elétrica (R\$/kWh) – R\$ 1, 12

Cálculo do Custo do investimento (CI) a ser realizado no projeto (\$):

$$CI = A + B + C + D + E = R\$18403,20$$

Custo do kWp instalado (R\$) = CI (R\$) / potência total instalada em kWp = 18403,20 / 6160 = 2987,53 R\$/kWp

Cálculo do custo anual da energia gerada (CG anual - R\$/kWh)

$$CG_{anual} (R\$/kWh) = (CI \times FRC + CO\&Manual) / EG_{anual}$$

Ex.: Usina de 18403,20 Reais e 6,16 kWp

$$(18403,2 \times 0,134 + 184,03) / 10612,448 = R\$0,25/KWh$$

Onde:

CI – Investimento realizado (R\$)

FRC – Fator de recuperação do capital investido - Transforma CI em uma série uniforme de custos ao longo da vida útil do sistema, levando em conta o valor do dinheiro no tempo (taxa de desconto).

$$FRC(i, n) = \frac{i \cdot (1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$$

Ex.: Taxa de desconto 12% (Fixo)

$$FRC(i, n) = 0,12(1+0,12)^{20} / (1+0,12)^{20} - 1 = 0,134$$

Sendo:

i - taxa de desconto (12%)

n - vida útil do sistema (20 anos)

CO&M anual - custo anual de operação e manutenção (R\$/ano) = considerar 1% do CI.

EG anual (kWh) - Energia anual gerada pelo sistema fotovoltaico = Número total de módulos x Potência do módulo(kWp) x HSP (horas/dia) x 365 dias = 11 x 0,56 x 4,72 x 365 = 10612,448(kWh/ano)

Comparar CG anual (R\$/kWh) com a tarifa de energia elétrica da concessionária (R\$/kWh)

O custo para gerar 1kWh = R\$0,25

O custo de consumo de 1kWh = R\$ 1,12

Diferença (Economia) = 1,12 – 0,24 = R\$0,87 por kWh

Tempo de retorno do investimento = 20 anos / (1,12/0,25) = 4,5 anos.

Considerando o financiamento, a média aumenta para aproximadamente 6,5 anos.

Mantendo a mesma tarifa para média de consumo mensal = 358 x 1,12 = R\$400,96.

Custo sem o sistema em 20 anos – 10612,448 x 20 = 212.248,96kWh x 1,12 = R\$237718,83

Custo da geração em 20 anos – 10612,448 x 20 = 212.248,96kWh x 0,25 = R\$53062,24

Economia em 20 anos = Custo sem sistema – Custo Geração = R\$184.656,59

Considerando o resultado obtido para o CG anual, é viável economicamente investir no projeto deste sistema fotovoltaico? (x)SIM ()Não

DIMENSIONAMENTO DE UM SISTEMA PV - 5

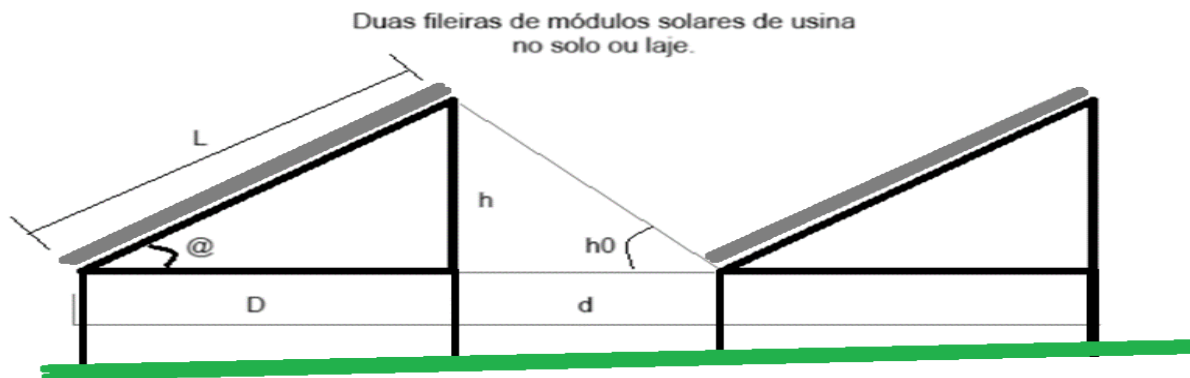
Neste exemplo vamos considerar a potência de geração da residência anterior (6,16kwp), considerando uma laje e como produção de um sistema híbrido, ou seja, vamos manter todos os parâmetros ONGRID, substituir o inversor ONGRID por um Híbrido, dimensionar a distância entre as fileiras e dimensionar o banco de baterias.

Distanciamento entre fileiras de módulos no solo ou laje.

A Intelbras sugere $3,5 \times h$ - altura dos módulos.

(<https://blog.intelbras.com.br/nao-cometa-estes-5-erros-ao-instalar-energia-solar/#:~:text=Tamb%C3%A9m%20%C3%A9%20preciso%20prestar%20aten%C3%A7%C3%A3o,5%20x%20a%20altura%20dos%20m%C3%B3dulos.>)

O software [PVsist](#) e similares, permitem o dimensionamento, arranjos e layout. Contudo, para plantas no solo, onde é necessário determinara a distância entre as fileiras em função da altura dos módulos, podemos usar dois métodos:



Método 01

$L=2m$;
 $@=22^\circ$;

$$D = L \times \cos @ = 5 \times \cos(22^\circ) = 1,85m$$
$$h = L \times \sin @ = 5 \times \sin(22^\circ) = 0,74m$$
$$d = (3,5 \times h) - D = 3,5 \times 0,74 - 1,85 = 0,74m$$

Método 02

Fator de segurança - FS = 1m;
 $d = FS + (3,5 \times h) - D = 1 + (3,5 \times 0,74) - (1,85) = 1,74m$.

Método 03

Considere:

Latitude = 22° ;

Pior HSP = 26° ;

$$h0 = (90^\circ - \text{Latitude} - \text{Pior HSP}) = 90 - 22 - 26 = 42^\circ$$

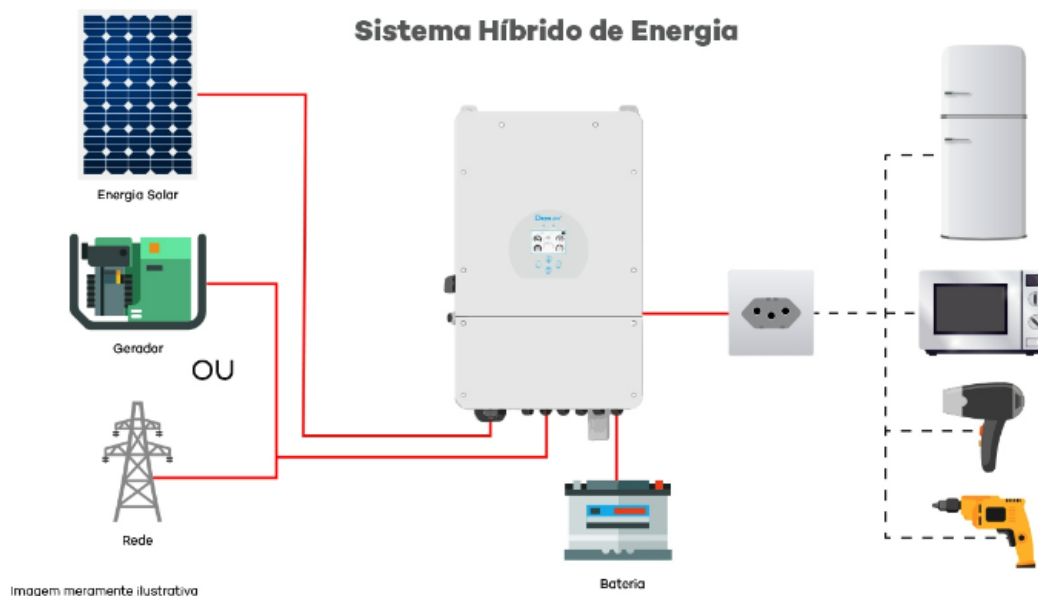
$$d = L \times [(\sin @ / \tan h0) + \cos h0] = 2 \times [(\sin 22^\circ / \tan 42^\circ) + \cos 42^\circ] = 2 \times (0,374 / 0,9) + 0,743 = 1,57m$$

NEOSOLAR - Sistema Híbrido com backup a bateria– ON+OFF – para 6,16kWp

<https://www.neosolar.com.br/loja/kit-hibrido-deye-6-38-kwp-bateria-solar-litio-unipower.html>

11x Paine Solar Fotovoltaico 580W - OSDA ODA580-36V-MH
1x Inversor Híbrido On + Off Grid Deye SUN5K - 5000W - 48/220V
1x Bateria Solar de Lítio 5kWh - Unipower UPLFP48 6000 ciclos
2x Stringbox Neosolar PRO 2x1 1000V 25A IP65
40 metros de cabo CC
2 pares de Conector MC4

*OBS: Os 11 painéis NÃO devem ser conectados em série. É recomendado que, 6 placas estejam conectadas em uma stringbox e 5 estejam conectadas à outra.



Marca: Inversor Híbrido On + Off Grid Deye SUN5K (US) - 5000W - 48/120-240V

Número de Inversores/controladores: 01

Nº de MPPT - 02

Algoritmo de carga- Tipo: (x) MPTT () PWM () outro

Potência MAX 6,5kWp – 48Vcc

Potencia Nominal – 5kW

V entrada = 370Vcc (150 – 425V p/MPPT)

V saída = 220V

Tensão Bateria = 40 ~60V

I entrada = 17 + 17 A

I_{max} = 25A

I fusível = 25A

Corrente de carga (A) – 120A

Corrente de descarga (A) – 120A

Especificações: <https://www.neosolar.com.br/loja/bateria-solar-litio-lfp-5kwh-unipower-uplfp48-6000-ciclos-48v.html>

Manual técnico - https://minhacasasolar.fbstatic.net/media/0-manual_t%C3%A9cnico_-_bateria_unipower_uplfp48.pdf

OBS.: Para uma bateria com uma capacidade de 100 Ah, isto equivale a uma corrente de descarga de 100 A em 01 hora. Uma classificação 5C para esta bateria seria 500 A durante 12 min (1/5 h) e uma classificação **C5 seria 20 A durante 5 h (nosso caso). O DOD para estacionária é 20%, e DOD para lítio é de 80% de profundidade de descarga.**

Tipo de Bateria: Litio - Unipower - UPLFP48-100 3U - 5kWh
Tensão Bateria = 48V
Capacidade C5 = 100Ah
Imax = 25A
I fusível = 25A
Corrente de carga (A) e descarga (A) – 100A
Logo, dispomos de 20A em 4h ou, com perdas consideradas para o tempo de vida útil:

AUTONOMIA DO SISTEMA												
Tempo de funcionamento do sistema (em horas) em função da carga utilizada na saída backup do inversor												
Quantidade de Baterias	Energia Nominal (kWh)	Energia Utilizável (90%) (kWh)	Potência Instantânea Consumida do Sistema (watts)									
			500	1000	1500	2000	2500	3000	3500	4000	4500	5000
1	5	4,5	9 h	4,5 h	3 h	2,3 h	1,8 h	1,5 h	1,3 h	1,1 h	1 h	0,9 h
2	10	9,0	18 h	9 h	6 h	4,5 h	3,6 h	3 h	2,6 h	2,3 h	2 h	1,8 h
3	15	13,5	27 h	13,5 h	9 h	6,8 h	5,4 h	4,5 h	3,9 h	3,4 h	3 h	2,7 h
4	20	18,0	36 h	18 h	12 h	9 h	7,2 h	6 h	5,1 h	4,5 h	4 h	3,6 h
5	25	22,5	45 h	22,5 h	15 h	11,3 h	9 h	7,5 h	6,4 h	5,6 h	5 h	4,5 h
6	30	27,0	54 h	27 h	18 h	13,5 h	10,8 h	9 h	7,7 h	6,8 h	6 h	5,4 h
7	35	31,5	63 h	31,5 h	21 h	15,8 h	12,6 h	10,5 h	9 h	7,9 h	7 h	6,3 h
8	40	36,0	72 h	36 h	24 h	18 h	14,4 h	12 h	10,3 h	9 h	8 h	7,2 h

Obs.: a autonomia (em horas) é estimada e pode variar de acordo com as condições de uso e estado de saúde da bateria.

CABO – BATERIA – 48V -100Ah

Somar potencias demandadas e dividir por tensão da bateria. $P(W) / VCC$

No caso de um arranjo de carga e descarga usar a capacidade “C” em Ah.

Método 01:

$IB = 1,25 \times Ah = 125A$ ou $IB = \text{Potencia demandada pelo sistema} / Vcc \times \text{eficiência do inversor}$.

O método de instalação escolhido para esta ligação é B.1 – Condutores isolados ou cabos unipolares em eletroduto aparente de seção circular sobre parede ou espaçado desta menos de 0,3 vez o diâmetro do eletroduto; à 30°; XLPE – 90° Tabela 37.

Critério da capacidade de corrente - Ampacidade: **Conforme Tabela 37 a seção nominal do cabo, para 125A é 25 mm².**

Critério da queda de tensão: **Distância 2 m, admitindo-se uma queda de tensão máxima de 1%:**

$$Sc = (2 \times 100) \times \rho \times (\sum l \times IB) / \Delta Vc \times V$$

$$Sc = 200 \times 1/58 \times (4m \times 125) / 1 \times 48 = 35 \text{ mm}^2$$

Para que a proteção dos condutores contra sobrecargas fique assegurada, as características de atuação do dispositivo destinado a provê-la devem ser tais que:

a) $IB \leq I_n \leq I_z$; $k_1(30^\circ) = 1$, $k_2 = 1$, $k_3=1$. TABELAS DE 36 Até 42 NBR5410.

Aplique os fatores de correção:

Para 25mm² (133A) - $I_z = I_{condutor} \times k_1 \times k_2 \times k_3 = 133A (>125A)$

$IB = 125A \leq I_n$ - Proteção $\leq I_z = 133A$... Disjuntor CC = 125A - Bipolar