

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



**SISTEMA INDIVIDUAL DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA
FOTOVOLTAICA**

ELT 554 - TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

Rodrigo Rossin Strehl

ORIENTADOR: Prof. -Dr. Rodrigo Cássio de Barros

Viçosa, 28 de fevereiro de 2023.

Rodrigo Rossin Strehl

SISTEMA INDIVIDUAL DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA FOTOVOLTAICA.

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

Orientador: Prof. Dr Rodrigo Cássio de Barros

Viçosa, 28 de fevereiro de 2023.

ATA DE APROVAÇÃO

Rodrigo Rossin Strehl

SISTEMA INDIVIDUAL DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA FOTOVOLTAICA.

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 28 de fevereiro de 2023.

Presidente e Orientador: Prof. Dr. X

Universidade Federal de Viçosa

Membro Titular: Prof. Dr. Y

Universidade Federal de Viçosa

Membro Titular: Prof. Dr. Z

Universidade Federal de Viçosa

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho

A minha família, Esposa Cristiane, Filhas e Filho, Catarina, Adriele e Manoel, que sempre estão ao meu lado apoiando para que meus sonhos se tornem realidade.

AGRADECIMENTOS

Agradeço à UFV e ao GESEP pela dedicação e qualidade ao ensino repassado.

Agradeço à Energisa, em especial ao meu Gestor, Otamir Martins de Figueiredo pela parceria e compreensão por todo este período.

RESUMO

Este trabalho apresenta o projeto elétrico de um sistema fotovoltaico *offgrid*, o qual foi projetado para atender um consumidor isolado, ou seja, sem acesso à rede elétrica, localizado próximo a cidade de Leopoldina - MG. O dimensionamento do sistema fotovoltaico foi realizado levando em consideração o perfil de consumo do cliente, após uma visita local, realizamos o levantamento de carga, totalizando o valor aproximado mensal de consumo em 80 kWh, e por solicitação deste cliente, definiu-se uma autonomia de 36 horas.

Para o cálculo de esforço mecânico da estrutura, *Pull-Out*, analisou-se o tipo de solo, e através dos dados informados ao fabricante, projetou-se uma estrutura de modo que atenda às necessidades do local, como por exemplo, tempestades com ventos de até 200 km/h.

Palavras-chave: Resolução Normativa, Sistema Fotovoltaico *Off Grid*, SIGFI, Inversor, Controlador de Carga, Bateria, Estrutura, Proteção, Módulos Fotovoltaicos, Irradiação, Dimensionamento, Procedimento.

Lista de Figuras

Figura 1: Imagem de satélite do Local de Instalação.	13
Figura 2: Dados de irradiação para a cidade de Leopoldina, MG.	14
Figura 3: Representação da Planta Baixa do Projeto.....	22
Figura 4: Vista Lateral da Estrutura de Fixação.	23
Figura 5: Gerador a Gasolina.....	25
Figura 6: Diagrama Unifilar do Projeto.....	28
Figura 7: Representação da Estrutura de Fixação.....	33
Figura 8: Representação da Estrutura de Fixação Vista Frontal.....	33
Figura 9: Representação do Torquímetro.....	34
Figura 10: Representação de Limpeza do Módulo.....	34
Figura 11: Representação de um Módulo Quebrado;.....	35
Figura 12: Representação de Problemas com a Instalação.....	35
Figura 13: Imagem Térmica dos Módulos na Parte Superior.....	37
Figura 14: Imagem Térmica dos Módulos na Parte Superior.....	38
Figura 15: Representação de Imagem Térmica.....	38
Figura 16: Módulo Fotovoltaico com Disco solar Refletido na Superfície.....	39
Figura 17: Imagem Térmica de Conector MC4 com temperatura estável.....	39
Figura 18: Exemplo de Conexões com sobre Temperatura nos bornes de um Disjuntor.....	40

Lista de Tabelas

Tabela 1: Levantamento de carga da residência.....	12
Tabela 2: Cálculo Ângulo de Inclinação.....	14
Tabela 3: Especificações Técnicas cabo solar Afumex Prysmian.....	19
Tabela 4: Especificações Técnicas cabo solar Afumex Prysmian.....	20
Tabela 5: Estimativa de custo de instalação.....	24
Tabela 6: Fluxo de caixa do sistema fotovoltaico.....	25
Tabela 7: Parâmetros da Geração a Diesel.....	26
Tabela 8: Fluxo de caixa do Gerador Diesel.....	26

Lista de Abreviação

NDU	Norma de Distribuição Unificada
TUV	Associação de Inspeção Técnica e é um organismo de inspeção e certificação de produto
SIGFI	Sistema Isolado de Geração de Fonte Intermitente
HSP	Hora de Sol Pleno
UFV	Usina Fotovoltaica
MPPT	Máximo Ponto de Potência
MFV	Módulo Fotovoltaico
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
NBR	Norma Brasileira de Regulamentação
UC	Unidade Consumidora

Lista de Símbolos

CC	Corrente Contínua
CA	Corrente Alternada
Wh	Watt hora
Ah	Ampere hora
E _{fv}	Quantidade de energia produzida por cada módulo
E _{sol}	Irradiação em wh/m ² .dia
N _{tmod}	Número total de módulos
E _{cons}	Energia Consumida
η_{mod}	Eficiência do Módulo
V _{ca}	Tensão Alternada
V _{cc}	Tensão Contínua
V _{oc}	Tensão Circuito Aberto
K _{va}	Potência Aparente
MC4	Conector Fotovoltaico

Sumário

1-	Análise do Local da Instalação	12
1.1	Análise de Irradiação	13
2-	Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico	15
2.1	Dimensionamentos do Banco de Baterias	15
2.2	Dimensionamento dos Módulos Fotovoltaicos	16
2.3	Dimensionamento do Controlador de Carga	17
2.4	Dimensionamento do Inversor	17
2.5	Dimensionamento da Proteção Quadro CC/CA	18
2.6	Dimensionamento dos Cabos C.C. e CA.	18
3-	Aterramento	21
3.1	Sist. Prot. Contra Descargas Atmosférica e Equipotencialização.....	21
4-	Estrutura	23
4.1	Estrutura de Fixação.....	23
5-	Análise de Viabilidade Econômica	24
5.1	Gastos de Despesas com Projeto Off-Grid	24
5.2	Comparação com outra fonte de Geração.....	25
6-	Projeto Elétrico	27
6.1	Projeto Elétrico: Diagrama Unifilar	27
7-	Lista de Materiais Consolidada.....	29
8-	Comissionamento	30
8.1	Comissionamento	30
9-	Operação e Manutenção	32
9.1	Procedimentos	32
10-	Referências Bibliográficas.....	41

1- Análise do Local da Instalação

Este capítulo tem objetivo de informar sobre o estudo do local de instalação do sistema SIGFI – Sistema Individual de Geração de Energia Elétrica com Fonte Intermitente, seguindo os procedimentos e condições definidos pela **Resolução Normativa nº 493/2012** e pela **NDU - 028 – Propriedade do Grupo Energisa**, incluindo análise do levantamento de carga da unidade consumidora, análise de irradiação e localização do sistema fotovoltaico. O cliente possui um sítio, localizado na cidade de Leopoldina – MG, onde a residência está em fase de construção, incluindo em seu projeto elétrico, alguns equipamentos, iluminação interna e externa e sistema de bombeamento de água.

O local até o momento não tem acesso à energia elétrica por rede convencional, e após realização de estudo de viabilidade, conclui-se que a melhor solução é a implantação de um sistema *offgrid* – SIGFI.

Em visita ao cliente, realizou-se uma análise do projeto elétrico apresentado, com finalidade de calcular a carga a ser implementada no sistema SIGFI, e em paralelo, questionou-se ao mesmo a probabilidade de aumento de carga até a chegada da rede convencional (Concessionária).

Após este primeiro levantamento, realizou-se um estudo de viabilidade e concluímos o consumo ideal será de 2.630 Wh/dia (dois mil seiscentos e trinta Watts/hora por dia), o que equivale ao período de 30 dias, uma geração aproximada de 80 Kwh/mês (oitenta mil watts/hora por mês). Importante considerar a média diária de um refrigerador em 12 horas/dia, ou seja, o aparelho com atuação do termostato, e assim definimos conforme tabela abaixo:

Tabela 1: Levantamento de carga da residência.

Equipamento	Potência (W)	Quantidade (unidade)	Horas/dia	Consumo (Wh/dia)
LED	10	6	6	360
Refrigerador	90	1	12	1.080
Carregador de celular	15	2	3	90
Ventilador	60	2	4	480
Televisão	80	1	4	320
Demais equipamentos	100	1	3	300
Total diário				2.630
Total mensal - 30 dias				78,9 kwh/mês

1.1 Análise de Irradiação

O local de instalação, Sítio Aquidabam em Leopoldina – MG, não apresenta um levantamento/histórico pontual de irradiação, entretanto, através do site CRESESB-Centro de Referência para Energia Solar e Eólica, definimos a cidade de Leopoldina – MG como referência:

- Latitude: 21,5° S
- Longitude: 42,649° S

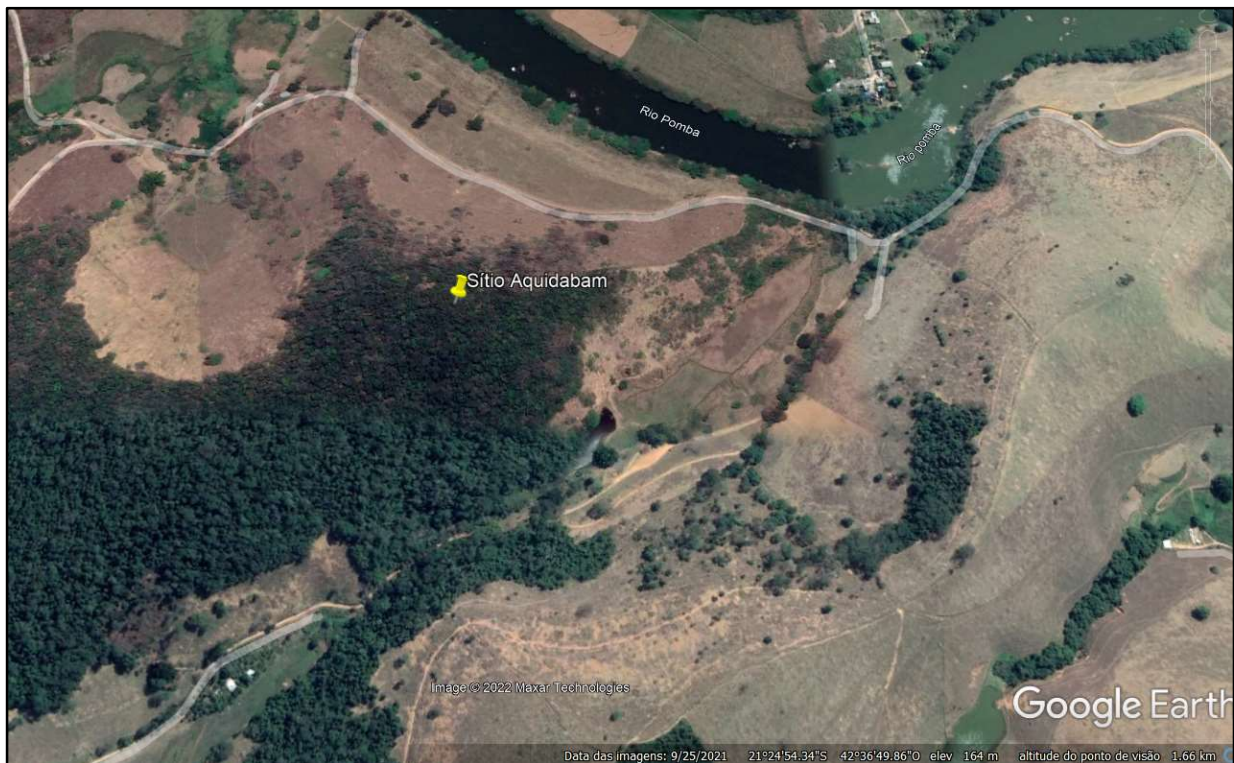


Figura 1: Imagem de satélite do Local de Instalação.

Após consulta ao CRESESB, utilizou-se de acordo com a inclinação local de 24° N, associado a irradiação solar diária média mensal de 4,52 (kwh/m². dia), mês de junho.

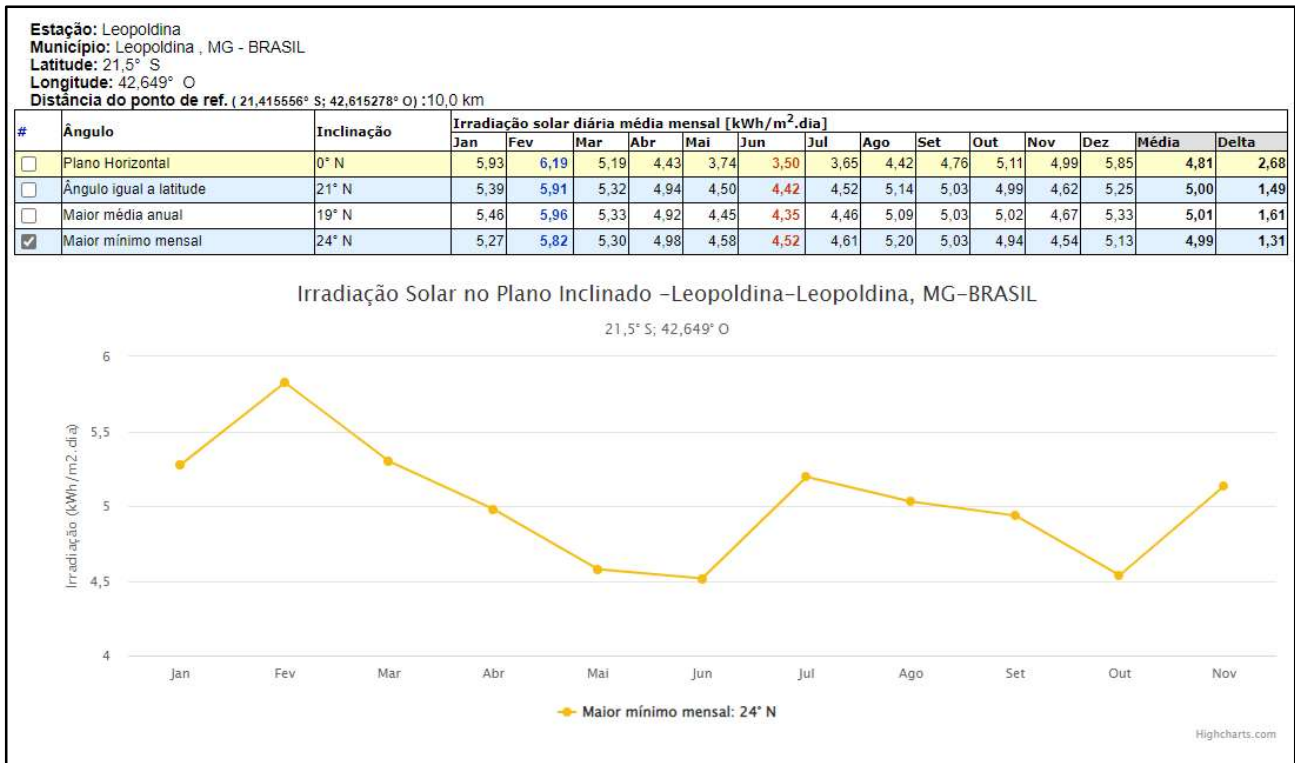


Figura2: Dados de irradiação providos pelo CRESESB para a cidade de Leopoldina, MG.

A escolha do ângulo de inclinação, foi baseado em conceito técnico através do livro Energia Solar Fotovoltaica – Conceitos e Aplicações- 1ª Edição, Autores: Marcelo Gradella Villalva e Jonas Rafael Gazoli, Capítulo 2: Conceitos Básicos, página 59, tabela 2.1 e 2.2, onde temos a latitude de Leopoldina em 21,5° S, e seguindo a tabela abaixo, definimos 26° a inclinação dos módulos.

Tabela 2: Cálculo Ângulo de Inclinação.

Latitude Geográfica do local	Ângulo de Inclinação recomendado
0° a 10°	$\alpha = 10^\circ$
11° a 20°	$\alpha = \text{latitude}$
21° a 30°	$\alpha = \text{latitude} + 5^\circ$
31° a 40°	$\alpha = \text{latitude} + 10^\circ$
41° ou mais	$\alpha = \text{latitude} + 15^\circ$

Para o valor de irradiação solar diária média mensal de 4,52 (kwh/m². dia), mês de junho, associado ao ângulo de inclinação, baseamos no “pior cenário”, ou seja, período com possibilidade de chuva ou tempo nublado.

2- Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico

Baseando-se na solicitação do proprietário e nas orientações técnicas da NDU - 028, o projeto será calculado para uma autonomia de 36 horas.

Este capítulo tem objetivo mostrar ao leitor os critérios de dimensionamento utilizados para determinar os componentes que integram esta unidade fotovoltaica, tais como o modelo e número de módulos fotovoltaicos, potência do inversor, banco de baterias, controladores de carga e dispositivos de proteção, dos cabos CC e CA.

O sistema fotovoltaico será dimensionado com as seguintes premissas:

- Consumo: 2.630 Wh/dia;
- DoD de 90%;
- Dias de autonomia: 1,5 dias (36 Horas);
- Perdas para o banco de baterias: 25%;
- Tensão do banco de baterias: 48 V;
- HSP: 4,5;
- Fator de segurança: 25%.

2.1 Dimensionamentos do Banco de Baterias

Para a equação abaixo, definimos a capacidade útil do banco de baterias, aplicando o tempo de autonomia necessário, consumo e um fator de segurança de 25%, e assim temos:

$$\text{Energia útil (Wh)} = 1,5 \times 1,25 \times 2630 = 4932 \text{ Wh}$$

$$\text{Capacidade útil (Ah)} = 4932 / 48 \text{ V} = 102 \text{ Ah}$$

Portanto, a bateria a ser utilizada será o modelo Unipower – UPLFP48-100 3U, com as seguintes características:

- Tensão: 48 V;
- Capacidade C5: 100Ah;
- Dimensão: A 140 mm x L 480 mm x C 442 mm;
- Peso: 44 kg;
- Vida útil cíclica 90% DoD: ≥ 6000 ciclos;
- Eficiência de recarga: 98%.

2.2 Dimensionamento dos Módulos Fotovoltaicos

Para o dimensionamento do número de módulos fotovoltaicos utiliza-se algumas características do módulo a ser utilizado, características estas como comprimento, largura e eficiência, assim como o valor de irradiação solar do local da instalação (em Wh/m². dia).

O módulo a ser utilizado, será o modelo Intelbrás EMSB 555 HC Módulo Fotovoltaico Monocristalino 144 células 555 W.

PERFORMANCE EM STC

- Potência máxima: 555 W (+3W);
- Tensão máxima de operação: 42,08 Vcc;
- Corrente máxima de operação: 13,19 A;
- Tensão de circuito aberto (Voc): 49,91 Vcc;
- Corrente de curto circuito: 14,07 A;
- Eficiência do módulo: 21,48%.

Em seguida, utilizando-se as equações abaixo, temos o seguinte resultado:

- **$E_{fv} = E_{sol} \cdot L1 \cdot L2 \cdot \eta_{mod}$**

Onde: E_{fv} = Quantidade de energia produzida por cada módulo (wh/dia);
 E_{sol} = Irradiação em wh/m².dia
 L1 e L2 = Comprimento e largura do módulo, respectivamente
 η_{mod} = Eficiência do módulo

- **$N_{tmod} = E_{cons} / E_{fv}$**

Onde: N_{tmod} = Número total de módulos
 E_{cons} = Energia Consumida

Cálculo:

- $E_{sol} = 4520$ wh/dia - (dados CRESESB)
- $L1 = 2,20$ m - (comprimento módulo)
- $L2 = 1,13$ m - (largura do módulo)
- $\eta_{mod} = 21,48\%$ - (eficiência do módulo)

Considerando a informação da irradiação média na cidade de Leopoldina e as especificações do módulo, tem-se que a energia produzida por cada módulo fotovoltaico será:

- $E_{fv} = E_{sol} \cdot L1 \cdot L2 \cdot \eta_{mod} = 4520 \cdot 2,20 \cdot 1,13 \cdot 0,2148 = \mathbf{2.413,64 \text{ wh}}$

Dessa forma, o número total de módulos será calculado por:

- $N_{\text{mod}} = E_{\text{cons}} / E_{\text{FV}} = 2630 / 2413,64 = 1,089 \approx \mathbf{2 \text{ módulos}}$

2.3 Dimensionamento do Controlador de Carga

O Controlador de Carga escolhido para este projeto será o modelo Epever XTRA 4415N – 40 A – 48 V.

As principais especificações são:

- MPPT: Sim;
- Tensão Bateria: Reconhecimento automático 12 V/24 V/36 V/48 V;
- Máxima corrente de carregamento de bateria: 40 A;
- Máxima corrente de curto circuito na entrada: 40 A;
- Máxima tensão de entrada do painel fotovoltaico: 138 a 150 V;
- Eficiência: 98,5%.

Como serão utilizados somente dois módulos, a ligação entre eles será em série.

A tensão máxima suportada pelo controlador é de 138 a 150 V, e, portanto, com a ligação em série dos módulos, teremos uma tensão de entrada máxima igual a 99,82 V (2.Voc), que está dentro do limite.

Para a corrente de entrada, o controlador também atende ao projeto, pois a máxima corrente de curto circuito será de 40 A, e a corrente de curto circuito do painel, que é de 14,07 A, multiplicada por um fator de 1,25, resulta em 17,58 A.

2.4 Dimensionamento do Inversor

O inversor utilizado será o modelo Epever 1500 VA – 41 Plus.

As principais especificações são:

- Potência máxima (nominal) de saída (W): 1500;
- Faixa de Tensão de Entrada CC: 43.2 ~ 64.0 VDC;
- Tensão de saída: 110 VAC ($\pm 3\%$); 120 VAC ($-7\% \sim +3\%$);
- Frequência: 50/60 Hz $\pm 0.2\%$;
- Corrente Máxima de saída: < 50 A.

Conclui-se que a saída do inversor de 127 V, 60 Hz, potência de 1500 W e com a tensão de entrada variando entre 43.2 e 64 Vcc, atende ao banco de baterias de 48 Vcc e a carga levantada da unidade consumidora.

2.5 Dimensionamento da Proteção Quadro CC/CA

QUADRO CC/CA

Conforme exigido pela ABNT NBR 16690, deverão ser instaladas proteções aos módulos fotovoltaicos, que no caso deste sistema, será realizada por disjuntor bipolar de 25 A 5SL1-225-6MB Siemens, além disso, a configuração do inversor exige que os dois módulos fotovoltaicos sejam conectados em série antes de entrar no inversor, em função dos limites máximos de tensão.

Deste modo, foi dimensionado dupla proteção para receber e executar esta configuração de maneira segura e protegida, além realizar as proteções individuais e gerais do sistema.

Seguindo tanto a NDU-028, ABNT NBR 5419 quanto a ABNT NBR 16690, no quadro de proteções CC/CA será instalado dispositivo de proteção contra surtos (DPS), que tem por função desviar surtos transitórios de tensão para a conexão a malha de terra, com o objetivo de impedir que esses surtos se propaguem pela rede e danifiquem os equipamentos nela conectados.

Na instalação será utilizado DPS 150 Vcc 40 kA Classe 2 Tripolar (Positivo, negativo e aterramento) protegido com fusível interno em caso de curto-circuito.

Já a proteção do ramal de interligação CA em 127 V será realizada por disjuntor monopolar CA de 20 A Curva C, e protegida por DPS CA 275 Vca de 20 kA com sinalização de status de operação.

2.6 Dimensionamento dos Cabos C.C. e CA.

CONDUTORES CC:

- **MÓDULOS FOTOVOLTAICOS**

Em concordância com o disposto na NDU-028 do grupo Energisa, os condutores elétricos instalados ao tempo, deverão ser resistentes a intempéries e à radiação ultravioleta.

Devem apresentar propriedade antichamas e suportar temperaturas operacionais de até 90°C, ser flexíveis, facilitando o manuseio e a instalação, certificação TUV (Technischer Überwachungsverein) e vida útil no mínimo de 25 anos.

Portanto, para a instalação deste sistema, será utilizado o cabo Afumex® Prysmian com seção transversal de 4,00mm² seguindo as características descritas abaixo:

Tabela 3: Especificações Técnicas cabo solar *Afumex Prysmian*.

ESPECIFICAÇÕES TÉCNICAS	
Marca	Prysmian Cabo Solar Afumex® 4mm ²
Temperatura máxima do condutor	± 120 °C
Resistência aos raios UV	720h
Performance contra fogo	Não propagante a chama EN 60332-1-2
Emissão de gases halogênicos	EN50525-1
PARÂMETROS CONSTRUTIVOS	
Bitola Nominal	4,00 mm ²
Material – Núcleo	Cobre Estanhado
Diâmetro externo	5,90 mm
Peso	61 kg/km
Material	Materiais reticulados por feixe de elétrons
Corrente	48 ~ 53 A – Conforme temperatura ambiente
Cor Isolação	Preto / Vermelho
Número de condutores	1
Rcc máx a 20°C	5,09 Ω/km

• BANCO DE BATERIAS

Seguindo o disposto na NDU-028, caso os condutores de corrente contínua não sejam instalados ao tempo, não há necessidade real das características protetivas a intempéries e radiação ultravioleta.

Portanto, seguindo as características do inversor e seu nível de tensão (48 Vcc e 1,5 kVA), aplicando também fator de segurança de 10% podemos afirmar que a corrente nominal de saída das baterias seria de 137,5 A, e dessa forma segundo a ABNT NBR 5410:2004 tabela 36 e desenho 028.11 da NDU-028 do Grupo Energisa, o condutor para a conexão das baterias deveria ter área da seção transversal de 25,00 mm² e será utilizado o cabo Prysmian Superastic® que segue as características descritas abaixo:

Tabela 4: Especificações Técnicas cabo solar *Afumex Prysmian*.

ESPECIFICAÇÕES TÉCNICAS	
Marca	Prysmian Superastic® 10mm ²
Temperatura máxima do condutor	± 70 °C
Resistência aos raios UV	N/A
Performance contra fogo	Não propagante a chama EN 60332-1-2
Emissão de gases halogênicos	EN50525-1
PARÂMETROS CONSTRUTIVOS	
Bitola Nominal	25,00 mm ²
Material – Núcleo	Cobre nu, tempera mole Classe 5
Diâmetro externo	5,90 mm
Peso	105 kg/km
Número de condutores	1

CONDUTORES CA

• INVERSOR E RAMAL DE LIGAÇÃO

Os condutores de saída do inversor e o ramal de ligação, tomando por base o disposto na NDU-001, tabela 23, com carga instalada inferior a 5kW, os condutores de fase e de neutro do ramal devem ser de 10mm² e o condutor de aterramento deve ser de 6mm².

Porém, há de ser levado em consideração a potência máxima a ser entregue pelo sistema e o custo de execução da mesma, visto que a potência máxima de saída do inversor em regime permanente é de 1,50 kVA em 127 Vca, a corrente máxima de saída será de 11,80 A.

Sabendo que segundo a ABNT NBR 5410:2004, tabela 36 indica que o condutor com seção transversal de 4,0 mm² é capaz de conduzir corrente de até 26 A, a utilização de condutor com esta seção se faz cabível uma vez que atende aos requisitos de carga que serão utilizados na instalação.

• EQUIPOTENCIALIZAÇÃO/ATERRAMENTO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS E DAS MASSAS METÁLICAS

Conforme indicado pela ABNT NBR 5410:2004 no item 9.5.5, todos os condutores a serem utilizados para realizar a equipotencialização e aterramento de elementos da instalação deverão ser flexíveis, formados por fios de cobre eletrolítico, tempera mole, revestidos por PVC-BWF, isolamento 0,6/1 kV, antichamas, livre de halogênio, encordoamento classe 4, 90°C e área da seção transversal de 4,00 mm².

3- Aterramento

3.1 Sist. Prot. Contra Descargas Atmosférica e Equipotencialização.

Seguindo o disposto na NDU-028 do Grupo Energisa, o sistema de aterramento deve seguir o esquema TN-S, no qual o neutro e o condutor de proteção são distintos, porém, o neutro é conectado ao sistema de aterramento.

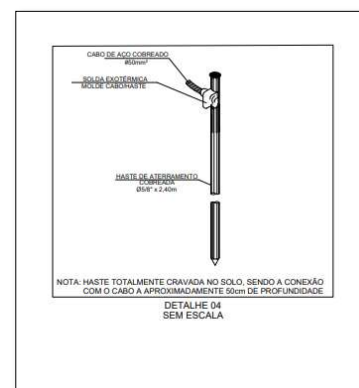
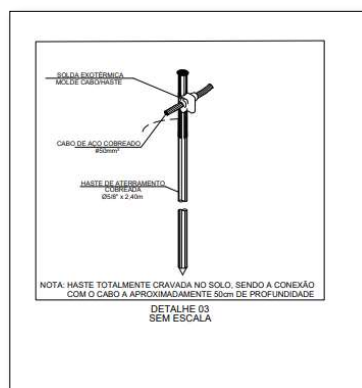
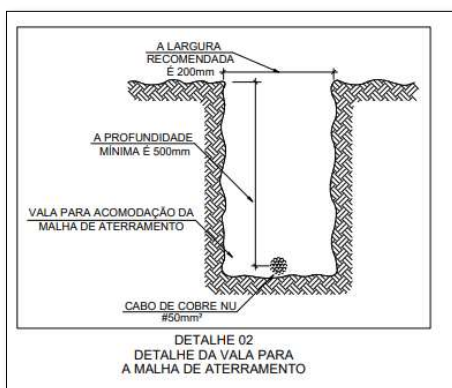
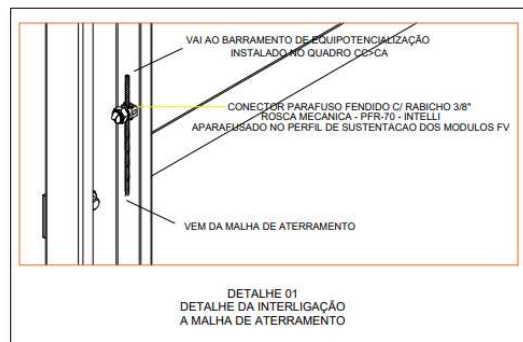
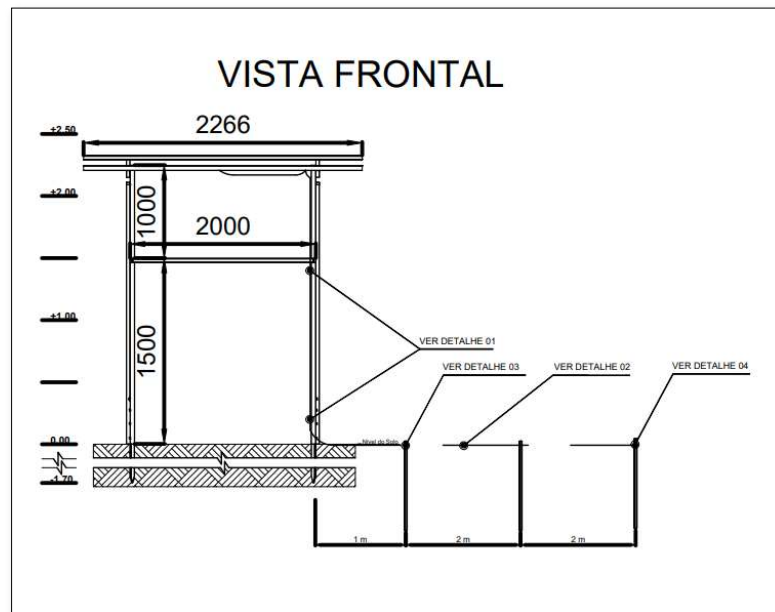
Desta forma, foi dimensionada uma malha de aterramento, utilizando cordoalha cobreada de 50,00 mm², conectada com solda exotérmica em molde HCT e HCJ a 3 hastes de 5/8" x 2400 mm cobreada. Será utilizada cordoalha cobreada de 16,00 mm² para interligação ao barramento de terra da instalação e condutor isolado de 4,00 mm² para as conexões às massas metálicas e protetores de surto.

Para o sistema, os módulos fotovoltaicos, a estrutura metálica e todas as massas metálicas do sistema serão solidamente aterrados e equipotencializados.

Os dispositivos de proteção contra surtos e demais equipamentos, serão todos ligados a um barramento, e este aterrado a malha de aterramento/haste de cobre para garantir a equipotencialização de todo o sistema.

Caso seja necessário a necessidade de sistema adicional de proteção contra descargas atmosféricas, serão avaliadas de acordo com as normas NBR 5419 e IEC 60364-7-712.

Figura 3: Representação da Planta Baixa do Projeto.



4- Estrutura

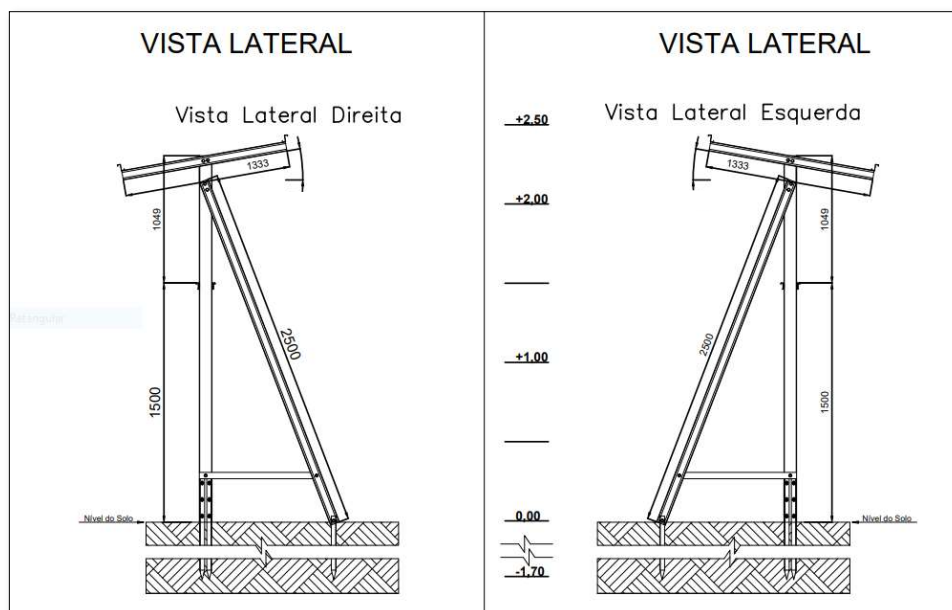
4.1 Estrutura de Fixação

Após visitar o local de instalação, e enviar ao fabricante as características, foi realizada uma análise estrutural mecânica dos esforços de vento e peso, considerando as características genéricas do solo.

Por esta razão, foi desenvolvida estrutura de fixação utilizando-se de perfil estrutural enrijecido de 75 x 40 x 15 cm com chapa de 2,25mm, com quatro pontos de ancoragem e material que suporte os altos índices de submersão da região e permita que a inclinação dos módulos seja ajustada conforme o indicado para a região e assim, eleve a eficiência da geração do sistema como um todo.

A elevação do ponto de fixação do painel CC/CA também será ajustada, conforme o nível de submersão a que o local da instalação estiver sujeito durante o ano.

Figura 4: Vista Lateral da Estrutura de Fixação.



5- Análise de Viabilidade Econômica

5.1 Gastos de Despesas com Projeto Off-Grid.

Ao inicializar qualquer projeto, deve-se realizar uma análise de viabilidade econômica de modo a garantir um “payback” mais ajustável possível, e assim uma possível contratação do futuro proprietário do sistema a ser instalado.

Para o sistema a ser instalado, vamos realizar uma comparação financeira entre um gerador gasolina x gerador fotovoltaico.

O primeiro passo é listar todos os equipamentos, materiais, mão-de-obra de instalação, a qual inclui também transporte e alimentação dos funcionários e por último a execução do projeto.

Com todos estes itens definidos, estimou-se um período de 10 anos iniciais para vida útil do sistema, período este baseado em uma possível degradação da bateria, em função da ciclagem x temperatura de operação.

Os valores apresentados abaixo, estão atualizados conforme o mercado, ano 2022/2023.

Tabela 5: Estimativa de custo de instalação.

Itens Contratuais	Valor
Módulo	R\$ 2.800,00
Controlador	R\$ 3.183,00
Bateria	R\$ 14.042,00
Inversor	R\$ 3.145,00
Estrutura	R\$ 3.000,00
Proteção	R\$ 1.000,00
Cabos e Miscelâneas	R\$ 700,00
Mão de Obra instalação	R\$ 2.500,00
Projeto	R\$ 500,00
Total:	R\$ 30.870,00
Manutenção (2xano/R\$500,00)	R\$ 1.000,00

A tabela 7, demonstra o valor detalhado do sistema, incluindo O&M, totalizando o valor de R\$ 31.870,00 (trinta e um mil, oitocentos e setenta reais).

Tabela 6: Fluxo de caixa do sistema fotovoltaico.

Fluxo de Caixa com Sistema Fotovoltaico			
Ano	Investimento	Gasto anual com manutenção	Custo total
0	R\$ 30.870	R\$ 1.000,0	R\$ 31.870
1		R\$ 1.057,9	R\$ 1.058
2		R\$ 1.119,2	R\$ 1.119
3		R\$ 1.184,0	R\$ 1.184
4		R\$ 1.252,5	R\$ 1.253
5		R\$ 1.325,0	R\$ 1.325
6		R\$ 1.401,7	R\$ 1.402
7		R\$ 1.482,9	R\$ 1.483
8		R\$ 1.568,8	R\$ 1.569
9		R\$ 1.659,6	R\$ 1.660
10		R\$ 1.755,7	R\$ 1.756
Total			R\$ 45.677,21

A tabela 8, após os 10 anos corridos, demonstra o sistema SIGFI 80 com um custo final de R\$ 45.677,00 (Quarenta e cinco mil, seiscentos e setenta e sete reais e vinte e um centavos).

5.2 Comparação com outra fonte de Geração.

Como segunda opção de geração, baseado nos valores de levantamento de carga somado, a oferta de mercado, simulou-se um Gerador à Gasolina 0,95Kva B2T-950 Partida Manual- Marca Branco, com valor atualizado de R\$ 1.209,90, utilização diária igual ao período de utilização SIGFI 80, ou seja, 12 horas/dia. O equipamento será abastecido com valor atual de R\$5,05 litro.

O gerador tem o consumo de 0,56 litro/hora (50% de carga), totalizando 6,75 litros/dia e 2.463,75 litros/ano.

Figura 5: Gerador a Gasolina



Somado ao consumo de combustível, aplicamos 2 manutenções/ano, ao valor de R\$ 200,00 cada visita, seja corretiva ou preventiva.

Todos estes custos, ao valor final de 10 anos, totalizaram R\$ 191.363,14.

Ao compararmos o custo de um sistema "SIGFI" x GERADOR GASOLINA durante o mesmo período de 10 anos, podemos verificar que:

- Valor "SIGFI 80" ao final de 10 anos: R\$ 45.677,21
- Valor GERADOR 0,95 KVA ao final de 10 anos: R\$ 191.363,14.
- O Payback para o sistema, a partir do 3º ano torna-se positivo, o que demonstra ser totalmente viável instalação de um sistema SIGFI.

Tabela 7: Parâmetros da Geração a Gasolina.

Taxa reajuste	5,79%	IPCA 2022
Gerador Gasolina	R\$ 1.209,90	Custo
Capacidade (gasolina+óleo)	4,5	litros
Autonomia (50% de carga)	8,0	horas
Consumo (50% de carga)	0,56	litros/hora
Potência Nominal	0,80	kVA
Uso diário	12	Horas dia
Consumo diário	6,75	litros/dia
Consumo anual (365 dias)	2463,75	litros/ano
Tensão de Saída	110	V
Manutenção	R\$ 200	diária
Num. Ano	2	vezes
Gasto anual	R\$ 400	com manutenção

Tabela 8: Fluxo de caixa do Gerador Gasolina

Fluxo de Caixa com Gerador à Gasolina 0,95Kva B2T-950 Partida Manual					
Ano	Investimento	Preço Gasolina	Gasto anual com diesel	Gasto anual com manutenção	Custo total
0	R\$ 1.209,90	5,05	R\$ 12.441,94	R\$ 400	R\$ 14.051,84
1		5,3	R\$ 13.162,33	R\$ 423,2	R\$ 13.585,49
2		5,7	R\$ 13.924,42	R\$ 447,7	R\$ 14.372,09
3		6,0	R\$ 14.730,65	R\$ 473,6	R\$ 15.204,23
4		6,3	R\$ 15.583,55	R\$ 501,0	R\$ 16.084,55
5		6,7	R\$ 16.485,84	R\$ 530,0	R\$ 17.015,85
6		7,1	R\$ 17.440,37	R\$ 560,7	R\$ 18.001,07
7		7,5	R\$ 18.450,17	R\$ 593,2	R\$ 19.043,33
8		7,9	R\$ 19.518,43	R\$ 627,5	R\$ 20.145,94
9		8,4	R\$ 20.648,55	R\$ 663,8	R\$ 21.312,39
10		8,9	R\$ 21.844,10	R\$ 702,3	R\$ 22.546,37
Total					R\$ 191.363,14

A tabela 10, demonstra o custo do gerador a gasolina ao final de 10 anos, R\$ 191.363,14 (Cento e noventa e um mil, trezentos e sessenta e três reais e quatorze centavos).

Portanto, o retorno do investimento (Payback), comparando as duas opções de geração, ocorre a partir do 3º de instalação:

- Investimento Gerador Fotovoltaico
 - 1º ano: R\$ 31.870,00
- Investimento Gerador Gasolina – final 3º ano:
 - 3º ano: R\$ 42.009,41

Conclusão:

Após 10 anos de operação, o custo do Gerador a Gasolina contra Gerador Fotovoltaico, baseado na estimativa de vida útil da bateria, é 4,18 vezes maior, o que sem dúvida torna-se mais vantajoso.

Relação = Custo Gerador Gasolina / Custo Gerador Fotovoltaico

→ R\$ 191.363,14 / R\$ 45.677,21 = 4,18.

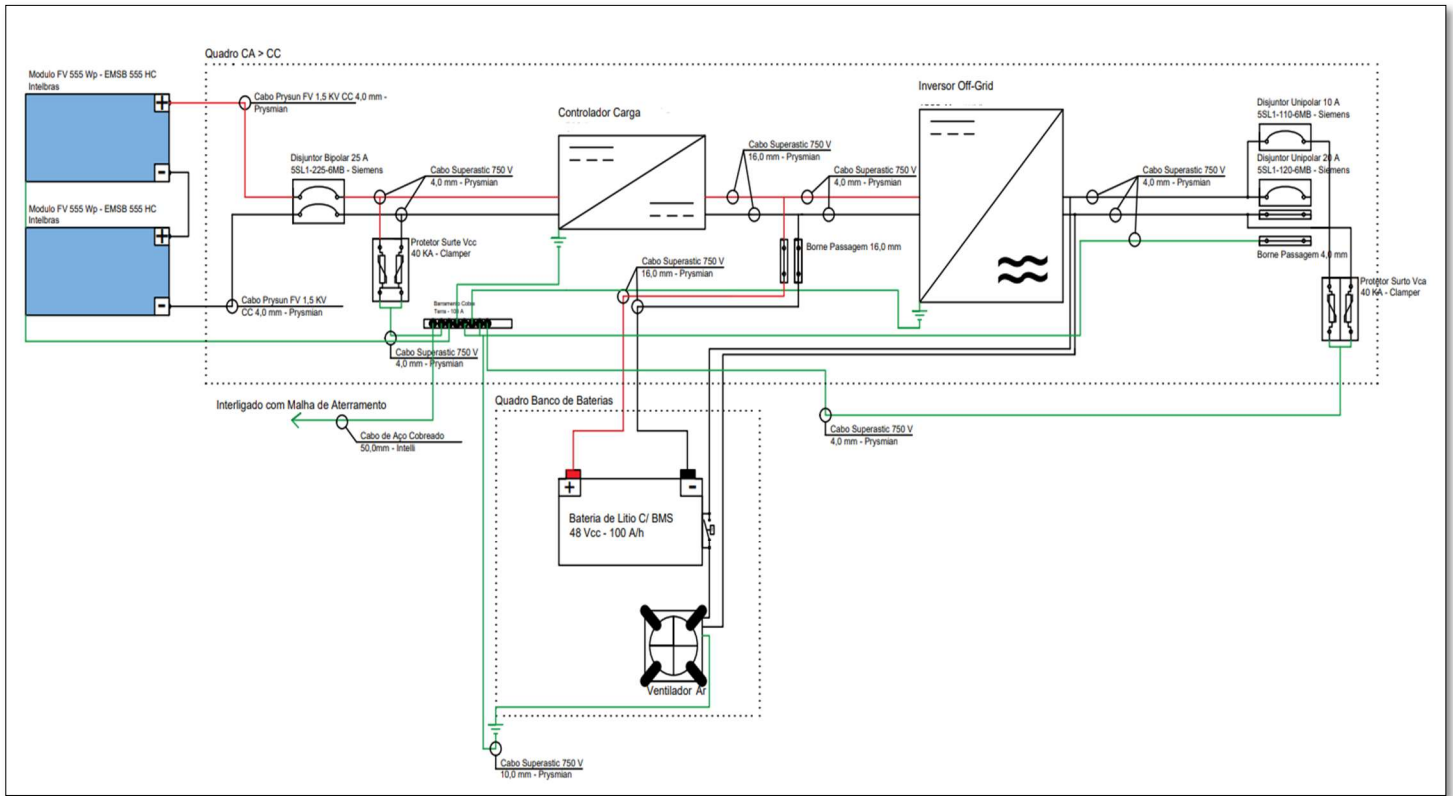
6- Projeto Elétrico

6.1 Projeto Elétrico: Diagrama Unifilar

Para elaboração do Diagrama Unifilar, independente do resultado apresentado no item 2 – Dimensionamento do Sistema, recomenda-se o uso de algum software de apoio como exemplo Estimate, PVSyst, PVSol entre outros, de modo a comprovar o resultado.

Após a simulação em algum dos softwares recomendados, utilizamos Autocad para elaboração final do diagrama Unifilar, e assim temos o seguinte resultado:

Figura 6: Diagrama Unifilar do Projeto.



7- Lista de Materiais Consolidada

Item	Identificação	Descrição do Item	Un	Quant
1	Gerador Off-Grid	Módulo geração fotovoltaico Monocristalino - 555 Wp - EMSB 555P - Intelbras	pç	2,00
2	Gerador Off-Grid	Estrutura para suportar Módulos FV fixação em Solo - Para 2 Módulos FV 555W -Incluindo Suporte para 01 Quadro Elétrico CC/CA, 01 Gabinete para Banco deBaterias	pç	1,00
3	Gerador Off-Grid	Cabo Solar Afumex 1000 V - 4,0 mm - Preto - Prysmian	m	12,00
4	Gerador Off-Grid	Cabo Solar Afumex 1000 V - 4,0 mm - Vermelho - Prysmian	m	12,00
5	Gerador Off-Grid	Haste Cobreada 5/8" x 2400 mm	pç	3,00
6	Gerador Off-Grid	Cordoalha cobreada 50,00 mm ²	m	10,00
7	Gerador Off-Grid	Cordoalha cobreada 16,00 mm ²	m	3,00
8	Gerador Off-Grid	Terminal Compressão - Cobre estanhado - 50,00 mm ²	pç	2,00
9	Gerador Off-Grid	Terminal Compressão - Cobre estanhado - 16,00 mm ²	pç	2,00
10	Gerador Off-Grid	Cartucho 90g Solda exotérmica	pç	4,00
11	Gerador Off-Grid	Eletroduto Rígido PVC anti-chama NBR-15465 - Preto - 1" - Br. 3m	pç	1,00
12	Gerador Off-Grid	Eletroduto Rígido PVC anti-chama NBR-15465 - Preto - 3/4" - Br. 3m	pç	4,00
13	Gerador Off-Grid	Condutele Alumínio TP LL c/ tampa cega - 1"	pç	2,00
14	Gerador Off-Grid	Condutele Alumínio TP LL c/ tampa cega - 3/4"	pç	3,00
15	Gerador Off-Grid	Curva rígido PVC anti-chama NBR-15465 - Preto - 3/4"	pç	2,00
16	Gerador Off-Grid	Cabo Flexível Superastic 750 V – 4,0 mm ² - Preto ou Azul ou Vermelho ou Verde	m	20,00
17	Gerador Off-Grid	Conector Solar SOL-MC6 - 30 A - 1500 Vcc - IP-67 - Penzel	pç	6,00
18	Gerador Off-Grid	Prensa cabo Alumínio 1/2"	pç	2,00
19	Gerador Off-Grid	Sinalizador visual 22,5 mm - Vermelho - 24 Vcc - (Alarme nível crítico de bateria)	pç	1,00
20	Gerador Off-Grid	Cabo Flexível Superastic 750 V - 16,00 mm ² - Preto ou Vermelho	m	6,00
21	Gerador Off-Grid	Disjuntor Unipolar 20A - Curva C	pç	1,00
22	Gerador Off-Grid	Placa Advertência 180 x 250 mm - "Cuidado - Risco de Choque Elétricos - Geração Própria"	pç	1,00
23	Quadro CC/CA	Caixa em Aço Carbono C/ Pintura Epóxi - 800 x 600 x 200 mm - Com Visor em Policarbonato	pç	1,00
24	Quadro CC/CA	Controlador de Carga - Tecnologia MPPT, 40 A, 48 Vcc – Epever XTRA 4415N	pç	1,00
25	Quadro CC/CA	Inversor Off-grid CC/CA - Entrada 48Vcc / Saída 127 Vca – Epever IP 1500 – 41 - Plus	pç	1,00
26	Quadro CC/CA	Disjuntor Bipolar CC 25 A	pç	2,00
27	Quadro CC/CA	Protetor de Surto Solar CC - 600 Vcc - 40 kA - Sinalização Status de Operação	pç	1,00
28	Quadro CC/CA	Protetor de Surto CA - 275 Vca - 20 kA - Sinalização Status de Operação	pç	2,00
29	Quadro CC/CA	Trilho DIN Alumínio 35 x 7,5 mm	m	1,00
30	Quadro CC/CA	Canaleta PVC Ventilada 50 x 50 mm	m	1,00
31	Quadro CC/CA	Borne Conexão a Parafuso - 2,50 mm	pç	4,00
32	Quadro CC/CA	Borne Conexão a Parafuso - 10,0 mm	pç	2,00
33	Quadro CC/CA	Grelha 120 x 120 mm C/Filtro - IP-54	pç	1,00

34	Quadro CC/CA	Grelha 120 x 120 mm C/Filtro e Exaustor - IP-54 - Alimentação 127 Vca ou 220Vca	pç	1,00
35	Quadro CC/CA	Termostato Mecânico Controle Temperatura Interna no Pannel - 1 NA	pç	1,00
36	Quadro CC/CA	Barramento Terra - 7 Furos	pç	1,00
37	Banco de Baterias	Gabinete em Aço Carbono C/ Pintura Epóxi - 570 x 372 mm - Rack Outdoor 6U	pç	1,00
38	Banco de Baterias	Bateria de Lítio Inteligente - 24 Vcc - 100 Ah - Instalação em Rack 19" – UPLFP48-100 3U - Unicoba	pç	1,00
39	Banco de Baterias	Exaustor 100 x 100 mm - Alimentação 24 Vcc	pç	2,00
40	Banco de Baterias	Borne Conexão a Parafuso - 2,50 mm	pç	2,00
41	Banco de Baterias	Borne Conexão a Parafuso - 10,0 mm	pç	2,00

8- Comissionamento

8.1 Comissionamento

Para a realização do Comissionamento, devemos dividir em 2 etapas, Inspeção Visual e Testes Operacionais.

• INSPEÇÃO VISUAL

- Inicialmente todos os dispositivos de seccionamento (disjuntores CA e CC) devem permanecer abertos;
- Verificar toda a documentação referente ao sistema, informações básicas como capacidade do sistema, localização, datas de instalação, características e capacidades dos equipamentos principais estão em conformidade com o projetado;
- Diagrama unifilar do sistema;
- Especificações, catálogos e manuais dos equipamentos de geração (inclusive características do arranjo e séries), condicionamento de potência, armazenamento, proteções, seccionamento, aterramento, monitoramento, controle e medição;
- Informações sobre os projetos estruturais do sistema, incluindo valores de torqueamento da estrutura, orientação e inclinação dos módulos;
- Aterramento elétrico e SPDA, realizando medições;
- Cabos elétricos e conexões estão devidamente identificados e adequados ao projetado;
- Instalação da placa de advertência alertando para o risco de choque elétrico;
- Instalação do sistema é adequado às condições ambientais do local da instalação (vento, chuva umidade e alagamento);
- Módulos fotovoltaicos estão em perfeito estado, não apresentando danos causado pelo transporte e/ou montagem;

- Limpeza e organização do local da instalação.

• TESTES OPERACIONAIS

- Os testes operacionais são a garantia de funcionamento do sistema com qualidade e segurança;
- Devemos inicialmente, seja para o lado CC e CA, fechar os disjuntores, um a um conforme a medição que se deseja realizar;
- Após esta primeira etapa, seguiremos com os seguintes testes:
 - Teste mecânico das conexões elétricas (aterramento, SPDA, circuitos cc e ca);
 - Teste de continuidade dos circuitos de aterramento e equipotencialização;
 - Confirmação de polaridade dos elementos em corrente contínua;
 - Detecção de pontos quentes nos módulos;
 - Confirmação do condutor neutro; - consiste em identificar o condutor neutro e verificar se sua conexão está correspondendo com os demais componentes do lado c.a.;
 - Confirmação de parâmetros elétricos de saída do inversor, ou seja, a tensão de saída igual a 127 V entre fases, com frequência em 60 Hz;
 - Confirmação de parâmetros elétricos do controlador, ou seja, em verificar se a tensão e corrente de saída do controlador de carga estão de acordo com os parâmetros indicados pelo fabricante;
 - Teste de funcionamento – consiste no fechamento das chaves, no sentido da geração ao consumo, e na observação da operação adequada do sistema, a qual pode ser feita através da verificação do status do controlador de carga, inversor e dispositivos de proteção, e das medições de valores de tensão e corrente (lados c.c. e c.a.) esperados.

• RELATÓRIO DE COMISSIONAMENTO

- Finalizado o comissionamento, será elaborado o relatório com as seguintes informações:
 - Data e local do comissionamento;
 - Participantes e suas assinaturas, principalmente do responsável técnico pelo comissionamento;
 - Todos os procedimentos e resultados de comissionamento;
 - Listas de problemas encontrados e procedimentos realizados para saná-los.

- **LISTA DE PENDÊNCIAS**

- Caso ocorra alguma pendência, deverá ser comunicado ao proprietário, listado e ajustado o quanto antes.

9- Operação e Manutenção

9.1 Procedimentos

Após a instalação do sistema iniciamos o processo de forma a garantir uma operação eficiente e impedir a ocorrência de problemas futuros.

De acordo com as características individuais dos sistemas, elaboramos um plano de manutenção, com qualidade e segurança nas atividades, baseado nas informações dos fabricantes dos equipamentos obtidas nos manuais e Datasheets.

A manutenção para um sistema "SIGFI", seja corretiva ou preventiva, pode parecer simples, porém exige conhecimento e atenção aos detalhes, onde a preventiva "inicia após a instalação do sistema".

Abaixo, apresentamos os principais componentes e procedimentos para uma manutenção preventiva, e que sendo bem realizada, garante uma melhor vida útil do equipamento, com bom rendimento.

- **ATIVIDADES BÁSICAS**

- Verificar o crescimento da vegetação próxima ao sistema ou outra fonte de sombreamento que esteja prejudicando a geração, e caso seja constatado a presença de algum desses o problema deverá ser resolvido com poda e limpeza de vegetação ao redor;
- Verificar a presença de erosões ou outros elementos, como formigueiro por exemplo, que possam prejudicar o nivelamento e/ou a fundação da estrutura do sistema, e caso seja constatado a presença de algum desses o problema deverá ser resolvido regularizando a base da estrutura, e dependendo da situação, se necessário, até mesmo o uso de "macaco hidráulico";
- Verificar as condições da placa de advertência, e caso esteja degradada, esta deverá ser substituída;
- Verificar se os armários onde estão armazenados os equipamentos estão trancados, e caso não estejam, a situação deve ser regularizada;
- Verificar a presença de fios soltos e pendurados, e caso não estejam de modo correto, deverão ser alinhados e fixados corretamente.

- **ATIVIDADES PONTUAIS**

- **ESTRUTURA METÁLICA**

- **CORROSÃO**

- Verificar as condições físicas da estrutura metálica se há corrosão ou pontos de ferrugem na estrutura.

Figura 7: Representação da Estrutura de Fixação



Figura 8: Representação da Estrutura de Fixação Vista Frontal.



- Finalizada a inspeção visual, verificamos os aspectos mecânicos da estrutura, rigidez das peças de fixação da estrutura e o torque dos parafusos utilizando o torquímetro de estalo todos os parafusos, adequando o torque conforme indicações do fabricante.

Figura 9: Representação do Torquímetro.



• MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

- Limpeza:
 - Inicialmente o técnico responsável deverá seguir os seguintes passos:
 - Condições de segurança para toda a equipe envolvida na atividade e seus equipamentos;
 - Utilizar escadas ou andaimes de acordo as normas de segurança para trabalhos em altura - NR 35;
 - Utilizar pano de microfibra ou esponja;

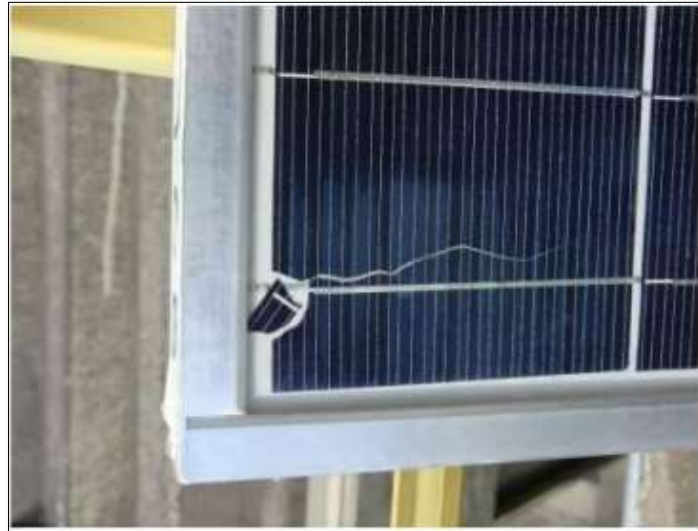
Figura 10: Representação de Limpeza do Módulo.



- Recomenda-se utilizar água desmineralizada, em nenhum caso deve-se utilizar produtos ou soluções que contenham substâncias corrosivas e alcalinas, como ácido hidrófluorídrico, acetona, álcool industrial etc;
- Após a lavagem, secar os módulos fotovoltaicos com pano macio para evitar o acúmulo de cálcio com a evaporação da água;
- Durante a limpeza, o trabalhador deve observar o seu posicionamento, evitando apoiar-se nos módulos;

- Observar atentamente e confirmar que não há módulos quebrados (vidro quebrado), nunca se deve jogar água em módulos com vidro quebrado;

Figura 21: Representação de um Módulo Quebrado



- Verificar a temperatura do módulo, pois em caso de temperatura excessiva em contato com água fria, poderá ocorrer choque térmico causando microfissuras, e, portanto, recomenda-se um horário pela manhã ou final da tarde para realizar a lavagem dos módulos;
- Verificar se há sinais de infestações de animais sob os módulos ou em outro ponto da instalação.

Figura 32: Representação de Problemas com a Instalação.



- **Pontos de Atenção:**

- Os materiais/ferramentas usados para a limpeza não devem apresentar características abrasivos e de pontas rígidas, como lâminas, facas, lã de aço, entre outros;
- Módulos muito empoeirados, a água deverá ser jogada no sentido de cima para baixo do painel, começando da parte mais elevada, em seguida passar esponja para remover o excesso de sujeira. Na sequência utilizar pano umedecido para remover qualquer tipo de resíduo que possa ter ficado na superfície do painel;
- Para sujeiras mais persistentes (por exemplo, fezes de pássaros) podem ser removidas aplicando água misturada com álcool isopropílico na área manchada.

- **BATERIAS**

- Para este sistema, utilizamos baterias de lítio, pois são praticamente livres de manutenções periódicas.
- O sistema de gestão das baterias (BMS) executa automaticamente o processo de balanceamento (que é semelhante a equalização) e utiliza resistores para eliminar o excesso de carga (caso exista) e garantir que todas as células do banco de baterias sempre estejam igualmente carregadas.
- Além disso, o BMS também evita descargas excessivas do sistema.
- Durante a manutenção periódica dos sistemas apenas deverão ser verificadas as conexões físicas entre o banco de baterias e o controlador de cargas, e caso estejam frouxas ou soltas, deverão ser reapertadas ou refeitas.

- **CONTROLADOR DE CARGA**

- A realização de manutenções periódicas nos controladores de carga consiste basicamente na limpeza e remoção de obstruções nos dispositivos dissipadores de calor, da verificação e reaperto das conexões elétricas., que com o tempo tendem a se afrouxar em decorrência da dilatação e encolhimento causados pelas variações de temperatura em elementos metálicos da instalação.

- **INVERSOR**

- Para garantir a correta e segura operação do equipamento, devem ser verificados:
 - A limpeza dos filtros de ar;

- O funcionamento das ventoinhas dos sistemas de troca de calor;
- Se os fusíveis internos ao equipamento estão em operação, caso contrário, aqueles que estiverem rompidos devem ser substituídos;
- A conexão dos condutores e, caso necessário, a realização de reaperto dos parafusos, assim como descrito para a manutenção do controlador de carga;
- Verificar se a fixação do equipamento a estrutura está segura;
- Verificar se a versão do firmware instalada no equipamento é a mais recente disponível para o equipamento, caso contrário, realizar a atualização.

• OUTRAS ATIVIDADES

- Inspeção termográfica
 - Durante a manutenção, recomenda-se a realização de termografia onde cada módulo deverá ser inspecionado individualmente, antes e após uma limpeza realizada no sistema.
 - Para a realização desta atividade, devemos seguir algumas instruções como:
 - A angulação do termovisor, pela superfície frontal deve ser adotado o ângulo conforme a inclinação local dos módulos instalados;
 - Utilizar uma distância aproximada de 1,5 m da posição do termovisor para os módulos fotovoltaicos, mantendo o eixo de visão da câmera perpendicular à superfície do módulo;

Figura 13: Imagem Térmica dos Módulos na Parte Superior.

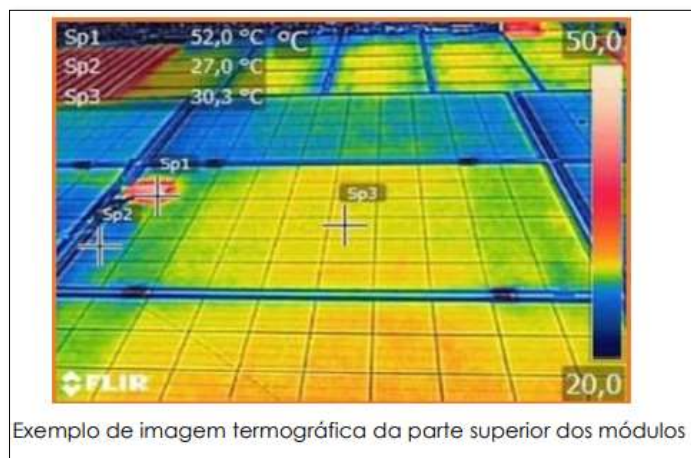
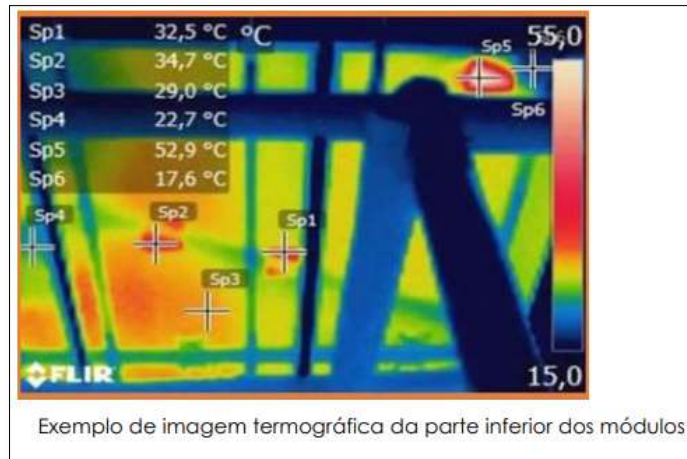
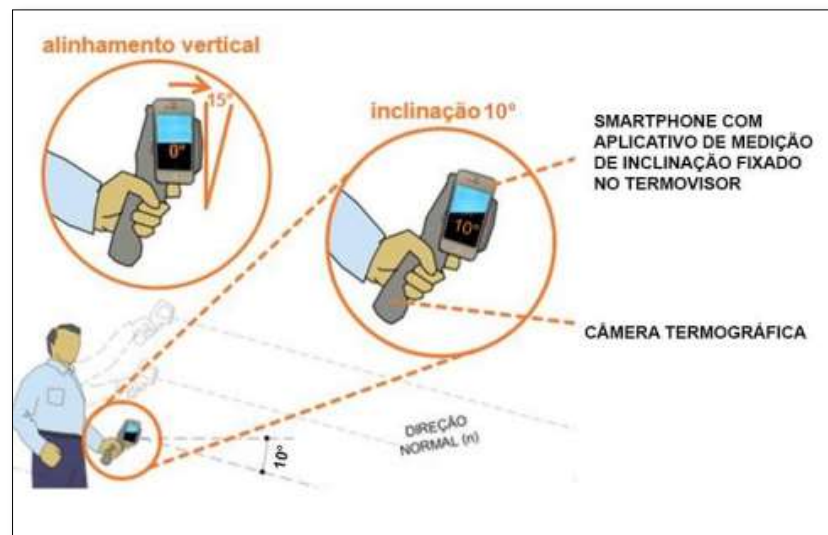


Figura 44: Imagem Térmica dos Módulos na Parte Superior.



- Atualmente temos aplicativos para referenciar o ângulo dos módulos e conseqüentemente o posicionamento do termovisor;

Figura 55: Representação de Imagem Térmica.



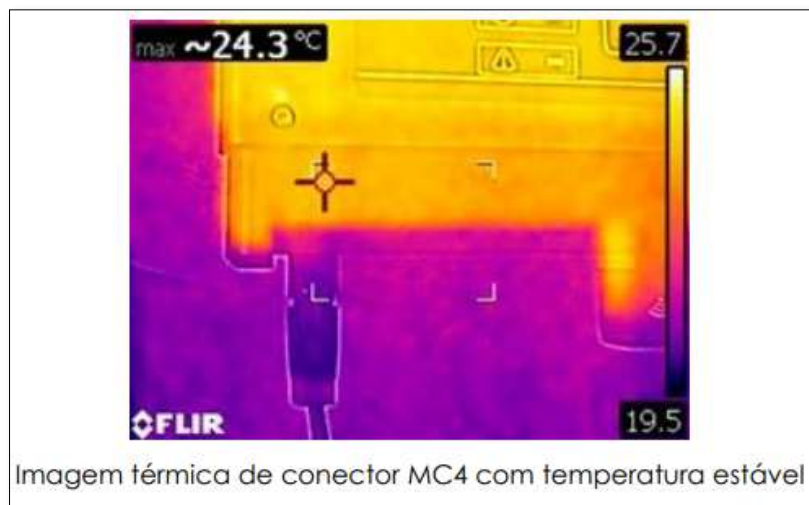
- Um ponto de atenção, é o surgimento de “ponto quentes falsos” durante a termografia. Este podem surgir dependendo da posição do sol durante a análise, ou seja, pode ocorrer uma reflexão formando um reflexo solar, conforme a imagem abaixo, e caso isso ocorra a posição da câmera deverá ser corrigida;

Figura 66: Módulo Fotovoltaico com Disco solar Refletido na Superfície.



- A termografia deverá também, ser realizada nas conexões e demais equipamentos, por exemplo conectores MC4 dos módulos, conexão no inversor (equipamentos ligados) e da caixa de diodos.

Figura 77: Imagem Térmica de Conector MC4 com temperatura estável.

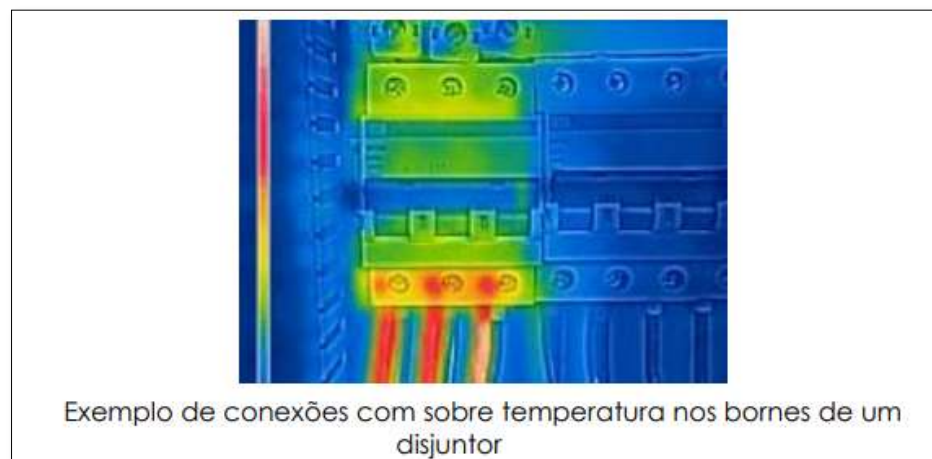


- **Possíveis problemas encontrados:**

- Células quebradas ou fissuradas durante o transporte, ou durante a instalação;
- Vidros quebrados durante o processo de corte da vegetação ou durante a limpeza;
- Descolamento de células por falha na laminação (processo de fabricação);
- Penetração de umidade causada geralmente por defeitos na folha plástica traseira (backsheet) do módulo;

- Portanto, os problemas citados acima após serem evidenciados nas imagens térmicas, será necessário também verificar os parâmetros de operação do sistema, entre eles, geração, tensão de circuito aberto e corrente de curto-circuito da string e de cada módulo;
- Após finalizar estes testes, e concluir os valores fora de padrão, o módulo fotovoltaico deverá ser substituído, e o equipamento com problema deverá ser encaminhado para análise técnica da equipe de suporte;
- Para os conectores dos módulos fotovoltaicos, deverá ser feita uma verificação da fixação dos conectores, e se tal problema persistir proceder com a substituição de tal conector.

Figura 8: Conexões com sobre Temperatura nos bornes de um Disjuntor.



• ABRIGO DOS EQUIPAMENTOS

- O ideal é que o abrigo possua no mínimo grau de IP54;
- Devemos observar durante a manutenção preventiva, se o abrigo está devidamente trancado e lacrado, possui avarias, como riscos, amassados e trincas, há oxidação nos pontos de conexão dos equipamentos, a posição dos disjuntores e dispositivos de proteção estão em conformidade com o projeto, a temperatura dentro do abrigo está conforme indicado pelo fabricante dos equipamentos;
- Após finalizada as atividades de manutenção, será elaborado um relatório documentando as atividades, seja corretiva ou preventiva, descrevendo o problema encontrado, as etapas realizadas para identificação da causa do problema e os procedimentos de manutenção realizados para sanar o problema, além das respectivas datas e nomes dos responsáveis técnicos envolvidos. Devem ser mencionados os manuais consultados, os instrumentos de testes utilizados e os valores das medidas efetuadas. É recomendável ainda que sejam descritas quais manutenções preventivas devem ser efetuadas para evitar a

recorrência do problema. Esse relatório deve ficar junto à documentação do sistema de forma que possa ser facilmente consultado em futuras manutenções.

10- Referências Bibliográficas

- [1] Villalva, Marcelo Gradella, "ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA CONCEITOS E APLICAÇÕES - SISTEMAS ISOLADOS E CONECTADOS À REDE" - 1ª EDIÇÃO - São Paulo : Érica, 2012.
- [2] ENERGISA, [Online]. Available: <https://www.energisa.com.br/Paginas/informacoes/taxas-prazos-e-normas/normas-tecnicas.aspx>.
- [3] ANEEL, [Online]. Available: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012493.pdf>.
- [4] UNICOBA, [Online]. Available: <https://unipower.com.br/materiais/catalogo-bateria-litio/>
- [5] INTELBRÁS. [Online]. Available: <https://www.intelbras.com/pt-br/ajuda-download/download/>
- [6] EPEVER [Online]. Available: <https://www.epever.com/product/ipower-ip-plus-110-120vac-pure-sine-wave-inverter/>
- [7] EPEVER [Online]. Available: https://www.epever.com/products/?yith_wcan=1&product_cat=charge-controller
- [8] ABNT NBR 16274:2014 – Sistemas fotovoltaicos conectados à rede Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação e desempenho
- [9] ABNT NBR 5410:2004 - Instalações elétricas de baixa tensão.



Coordenadoria de
Educação Aberta e a Distância