

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO  
CENTRO TECNOLÓGICO  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA  
PROJETO DE GRADUAÇÃO**

**CLAUDINO BARRETO JUNIOR**

**PROJETO E GERENCIAMENTO DE UM SISTEMA SOLAR  
HÍBRIDO PARA UM SETOR DO HOSPITAL  
UNIVERSITÁRIO CASSIANO ANTONIO MORAES**

VITÓRIA  
2021

CLAUDINO BARRETO JUNIOR

**PROJETO E GERENCIAMENTO DE UM SISTEMA SOLAR  
HÍBRIDO PARA UM SETOR DO HOSPITAL UNIVERSITÁRIO  
CASSIANO ANTONIO MORAES**

Parte manuscrita do Projeto de Graduação do aluno **Claudino Barreto Junior**, apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

Orientadora: Profa. Dra. Jussara Farias Fardin

Coorientador: Eng. Luiz Carlos de Sousa Queiroga Junior

VITÓRIA  
2021

CLAUDINO BARRETO JUNIOR

**PROJETO E GERENCIAMENTO DE UM SISTEMA SOLAR HÍBRIDO  
PARA UM SETOR DO HOSPITAL UNIVERSITÁRIO CASSIANO  
ANTONIO MORAES**

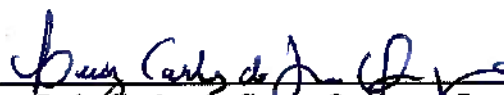
Parte manuscrita do Projeto de Graduação do aluno **Claudino Barreto Junior**, apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

Aprovada em 15 de outubro de 2021.

**COMISSÃO EXAMINADORA:**



**Profa. Dra. Jussara Farias Fardins**  
Universidade Federal do Espírito Santo  
Orientador



**Eng Luiz Carlos de Sousa Queiroga Junior**  
Empresa Brasileira de Serviços  
Hospitalares  
Coorientador



**Eng. Francisco Canicali Primo**  
Universidade Federal do Espírito Santo  
Examinador

---

**Prof. Dr. Paulo José Mello Menegáz**  
Universidade Federal do Espírito Santo  
Examinador

UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO

PROTOCOLO DE ASSINATURA

O documento acima foi assinado digitalmente com senha eletrônica através do Protocolo Web, conforme Portaria UFES nº 1.269 de 30/08/2018, por  
PAULO JOSE MELLO MENEGAZ - SIAPE 2236444  
Departamento de Engenharia Elétrica - DEE/CT  
Em 19/10/2021 às 10:31

Para verificar as assinaturas e visualizar o documento original acesse o link:  
<https://api.lepisma.ufes.br/arquivos-assinados/291133?tipoArquivo=O>

## RESUMO

Neste trabalho é apresentado o projeto e a análise técnica e financeira de um sistema híbrido de geração de energia por meio de painéis fotovoltaicos para atender a demanda do prédio administrativo Lacoste, onde se localiza o setor de Divisão de Administração e Finanças (DAF) responsável por compras, licitações, contratos e financeiro, que pertence ao Hospital Universitário Cassiano Antonio Moraes – HUCAM. Será avaliado também o uso deste sistema fotovoltaico como um auxílio ao gerador rotativo de emergência que hoje existe no local. A proposta deste projeto é a utilização do sistema fotovoltaico híbrido como *backup* para o gerador de emergência da instalação, garantindo o fornecimento contínuo de energia, reduzindo o tempo necessário para a transferência das fontes de alimentação, para isso será realizado o dimensionamento do sistema *on-grid* e *off-grid* e elaborado o projeto do sistema, além do gerenciamento da alimentação e das cargas, e os requisitos para homologação deste sistema na concessionária local de energia.

No trabalho são abordados conceitos referentes a geração distribuída, energia solar fotovoltaica, sistemas *off-grid*, sistemas *on-grid* e sistemas híbridos, bem como as normas e regulamentações que regem a utilização destes sistemas.

Palavras-chave: Dimensionamento. *Off-grid*. *On-grid*. Sistema fotovoltaico híbrido.

## **ABSTRACT**

This paper presents the project and the technical and financial analysis of a hybrid system of power generation through photovoltaic panels to meet the demand of the Lacoste administrative building, where is located the sector of Division of Administration and Finance (DAF) responsible for purchasing, bidding, contracts and financial, which belongs to the University Hospital Cassiano Antonio Moraes - HUCAM. It will also be evaluated the use of this photovoltaic system as an aid to the emergency rotary generator that currently exists on site. The proposal of this project is to use the hybrid photovoltaic system as a backup for the emergency generator of the facility, ensuring the continuous supply of energy, reducing the time required for the transfer of power supplies, for this will be performed the sizing of the on-grid and off-grid system and elaborated the design of the system, in addition to the management of power and loads, and the requirements for approval of this system in the local power utility.

The paper discusses concepts related to distributed generation, photovoltaic solar energy, off-grid systems, on-grid systems and hybrid systems, as well as the norms and regulations that govern the use of these systems.

Keywords: Sizing. Off-grid. On-grid. Hybrid photovoltaic system.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 — Sistema Isolado ( <i>off-grid</i> ).....	30
Figura 2 — Sistema Conectado à Rede ( <i>on-grid</i> ) .....	31
Figura 3 — Sistemas Fotovoltaicos Híbridos .....	32
Figura 4 — Fluxo de Potência SFH Bi-modal.....	33
Figura 5 — Diagrama de Blocos SFH <i>All in One</i> .....	34
Figura 6 — Curva de Potência de um Inversor Fotovoltaico .....	39
Figura 7 — Formulário de Solicitação de Acesso .....	43
Figura 8 — Dados do SFCR para serem enviados à ANEEL .....	44
Figura 9 — Etapas do Processo de Homologação de um SFCR .....	45
Figura 10 — Planta de Implantação HUCAM .....	50
Figura 11 — Localização da Instalação.....	50
Figura 12 — Requisitos Mínimos de Acesso em Função da Potência Instalada.....	55
Figura 13 — Planta Baixa do Telhado da Instalação .....	57
Figura 14 — Caracterização do Sistema <i>On-grid</i> .....	58
Figura 15 — Posição dos Módulos em Planta Baixa .....	59
Figura 16 — Modelagem 3D dos Sistema Fotovoltaico .....	60
Figura 17 — Quantidades de Módulos Face Noroeste.....	61
Figura 18 — Quantidade de Módulos Face Sudeste .....	61
Figura 19 — Estudo de Sombreamento Face Noroeste.....	62
Figura 20 — Estudo de Sombreamento Face Sudeste.....	63
Figura 21 — Divisão dos Módulos por MPPT.....	64
Figura 22 — Módulos por MPPT em Planta Baixa.....	65
Figura 23 — Parâmetros Elétricos do Inversor .....	65
Figura 24 — Parâmetros Elétricos do MPPT 1 .....	66
Figura 25 — Parâmetros Elétricos do MPPT 2 .....	67
Figura 26 — Parâmetros Elétricos do MPPT 3 .....	67
Figura 27 — Diagrama de Blocos Simplificado do SFCR.....	68
Figura 28 — Características do SFCR.....	69
Figura 29 — Caracterização do Sistema <i>Off-grid</i> .....	71
Figura 30 — Planta de Layout do Lacoste .....	72
Figura 31 — Módulos por MPPT em Planta Baixa.....	73
Figura 32 — Dados Elétricos do Inversor Inseridos no PV*SOL.....	74

Figura 33 — Divisão dos Módulos por MPPT .....	74
Figura 34 — Parâmetros Elétricos do Inversor .....	75
Figura 35 — Parâmetros Elétricos do MPPT .....	76
Figura 36 — Dados Elétricos da Bateria Inseridos no PV*SOL.....	77
Figura 37 — Configuração do Sistema de Baterias.....	78
Figura 38 — Características do Sistema de Baterias.....	79
Figura 39 — Diagrama de Blocos de Conexão do SFH.....	81
Figura 40 — Quadro de Distribuição do Lacoste .....	83
Figura 41 — Modelo de Placa de Advertência.....	91
Figura 42 — Vista Geral de Pagamentos .....	93
Figura 43 — Tarifa <i>Net Metering</i> com Impostos .....	94
Figura 44 — Dados do Sistema e Parâmetros Econômicos .....	95



## LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 — Oferta interna de Energia Elétrica por Fonte.....	14
Gráfico 2 — Irradiação Solar no Plano Inclinado em Vitória/ES .....	51
Gráfico 3 — Curva de Carga da Instalação .....	53
Gráfico 4 — Consumo Diário da Instalação.....	53
Gráfico 5 — Balanço de Geração do SFCR .....	69
Gráfico 6 — Valores de Irradiação Solar por Face do Telhado .....	70
Gráfico 7 — Número de Ciclos x DoD(%) Série MFV .....	77
Gráfico 8 — Curva Característica de Capacidade .....	78
Gráfico 9 — Estado de Carga da Bateria MFV300 .....	80
Gráfico 10 — Fluxo de Caixa Acumulado .....	96

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 — Levantamento de Cargas Prioritárias .....	72
Tabela 2 — Critério da Capacidade Mínima de Corrente .....	86
Tabela 3 — Critério da Queda de Tensão Percentual.....	87
Tabela 4 — Critério da Capacidade de Condução de Corrente.....	89
Tabela 5 — Critério da Queda de Tensão Simplificada .....	90
Tabela 6 — Critério da Sobrecarga .....	91
Tabela 7 — Economia Gerada Durante a Vida Útil do Sistema .....	94
Tabela 8 — Levantamento dos Custos do Sistema <i>Off-grid</i> .....	96
Tabela 9 — Comparação entre Preços.....	97

## **LISTA DE QUADROS**

Quadro 1 — Classificação do ambiente de acordo com o equipamento utilizado .....	20
Quadro 2 — Classes de alimentação de segurança .....	21
Quadro 3 — Irradiação Solar Diária Média Mensal em Vitória/ES.....	51
Quadro 4 — Prioridade de Operação SFH .....	82

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANA	Agência Nacional de Águas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
BEN	Balanco Energético Nacional
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
BT	Baixa Tensão
GD	Geração Distribuída
GMG	Grupo Motor Gerador
HUCAM	Hospital Universitário Cassiano Antonio Moraes
IBGE	Fundação Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracker</i>
MT	Média Tensão
QTA	Quadro de Transferência Automática
RN	Resolução Normativa
UFES	Universidade Federal do Espírito Santo
UPS	<i>Uninterruptible Power Supply</i>
UC	Unidade Consumidora
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
SFH	Sistema Fotovoltaico Híbrido
SFI	Sistema Fotovoltaico Isolado
SIF	Setor de Infraestrutura Física

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b> .....	<b>14</b>
<b>1.1</b>	<b>Apresentação e Objeto de Estudo</b> .....	<b>14</b>
<b>1.2</b>	<b>Justificativa</b> .....	<b>17</b>
<b>1.3</b>	<b>Objetivos</b> .....	<b>18</b>
1.3.1	Objetivo Geral .....	18
1.3.2	Objetivos Específicos .....	18
<b>1.4</b>	<b>Organização do Trabalho</b> .....	<b>18</b>
<b>2</b>	<b>REFERENCIAL TEÓRICO</b> .....	<b>20</b>
<b>2.1</b>	<b>Unidades de Saúde e o Fornecimento de Energia Elétrica</b> .....	<b>20</b>
<b>2.2</b>	<b>Energia Solar Fotovoltaica</b> .....	<b>22</b>
2.2.1	Módulos Fotovoltaicos .....	23
2.2.2	Inversores e Controladores de Carga.....	24
2.2.3	Baterias .....	25
2.2.4	Geração Distribuída.....	26
<b>2.3</b>	<b>Sistemas Fotovoltaicos</b> .....	<b>29</b>
2.3.1	Sistemas Isolados.....	29
2.3.2	Sistemas Conectados .....	30
2.3.3	Sistemas Híbridos .....	31
<b>2.4</b>	<b>Projeto de Sistemas Fotovoltaicos Híbridos</b> .....	<b>35</b>
2.4.1	Dimensionamento.....	35
2.4.2	Homologação.....	42
2.4.3	Análise Financeira .....	46
<b>2.5</b>	<b>Comentários Sobre o Referencial Teórico</b> .....	<b>48</b>
<b>3</b>	<b>CARACTERIZAÇÃO DA UNIDADE CONSUMIDORA</b> .....	<b>49</b>
<b>3.1</b>	<b>Localização da Unidade Consumidora e o Recurso Solar Disponível</b> .....	<b>49</b>
<b>3.2</b>	<b>Levantamento do Consumo</b> .....	<b>52</b>
<b>3.3</b>	<b>Definição do Sistema Fotovoltaico</b> .....	<b>54</b>
<b>3.4</b>	<b>Comentários Sobre a Caracterização da Unidade Consumidora</b> .....	<b>56</b>
<b>4</b>	<b>PROJETO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO HÍBRIDO</b> .....	<b>57</b>
<b>4.1</b>	<b>Dimensionamento <i>On-Grid</i></b> .....	<b>57</b>

4.1.1 Dados de Entrada e de Consumo.....	58
4.1.2 Dimensionamento dos Módulos .....	59
4.1.3 Dimensionamento do Inversor.....	63
<b>4.2 Dimensionamento <i>Off-Grid</i>.....</b>	<b>70</b>
4.2.1 Dados de Entrada e de Consumo .....	71
4.2.2 Dimensionamento do Inversor.....	73
4.2.3 Dimensionamento do Banco de Baterias.....	76
<b>4.3 Gerenciamento .....</b>	<b>80</b>
<b>4.4 Projeto e Homologação .....</b>	<b>83</b>
4.4.1 Dimensionamento dos Condutores e da Proteção CC .....	84
4.4.2 Dimensionamento dos Condutores e da Proteção CA.....	87
4.4.3 Homologação.....	91
<b>4.5 Comentários Sobre o Projeto de Sistemas Fotovoltaicos Híbridos.....</b>	<b>92</b>
<b>5 ANÁLISE FINANCEIRA .....</b>	<b>93</b>
5.1 Análise <i>On-Grid</i> .....	93
5.2 Análise <i>Off-Grid</i> .....	96
5.3 Comentários Sobre a Análise Financeira .....	97
<b>6 CONCLUSÕES .....</b>	<b>98</b>
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>100</b>
<b>APÊNDICE A – RELATÓRIO RESUMO ANALISADOR DE ENERGIA .....</b>	<b>105</b>
<b>APÊNDICE B – RECLAMAÇÃO DE QUALIDADE DE ENERGIA.....</b>	<b>107</b>
<b>APÊNDICE C – PRANCHAS DO PROJETO DO SFH.....</b>	<b>108</b>
<b>APÊNDICE D – ANÁLISE FINANCEIRA PV*SOL.....</b>	<b>109</b>
<b>ANEXO A – DIAGRAMA UNIFILAR CABINE DE MEDIÇÃO HUCAM.....</b>	<b>110</b>
<b>ANEXO B – DIAGRAMA UNIFILAR SE 52.3.....</b>	<b>111</b>
<b>ANEXO C – FOLHA DE DADOS MÓDULO LR4-72HPH-455M .....</b>	<b>112</b>
<b>ANEXO D – FOLHA DE DADOS INVERSOR PHB5048-MKS .....</b>	<b>114</b>

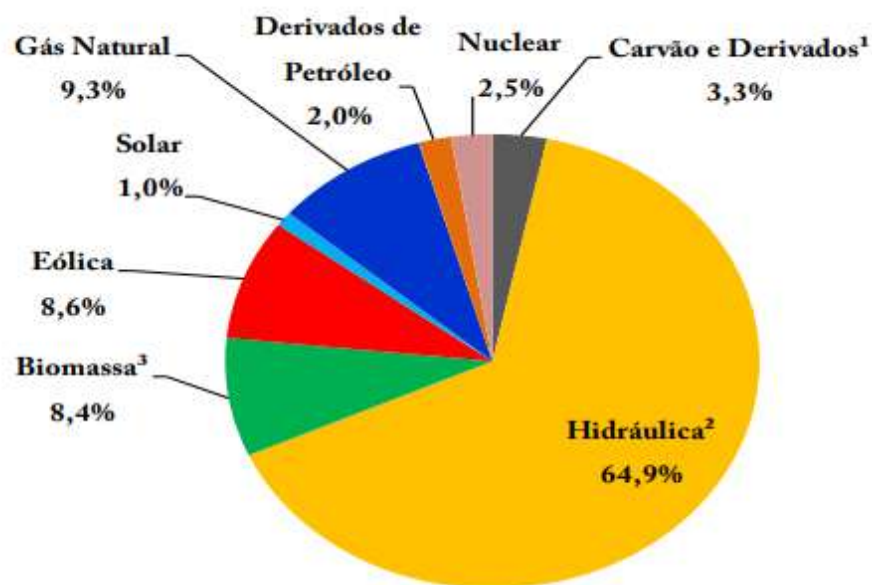
<b>ANEXO E – FOLHA DE DADOS BATERIA MOURA MFV300 .....</b>	<b>116</b>
<b>ANEXO F – FOLHA DE DADOS CABO CORTOX SOLAR (0,6/1KV).....</b>	<b>119</b>
<b>ANEXO G – FORMULÁRIO DE SOLICITAÇÃO DE ACESSO EDP ES.....</b>	<b>120</b>
<b>ANEXO H – DADOS PARA REGISTRO DA CENTRAL GERADORA.....</b>	<b>121</b>

# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 Apresentação e Objeto de Estudo

Com o aumento contínuo do consumo de energia elétrica em todo o mundo, a busca por fontes de energia alternativas se torna um dos grandes desafios da sociedade moderna (INTERACADEMY COUNCIL, 2007). A procura por um modelo mais sustentável aumenta o interesse em formas de energia limpas e renováveis. De acordo com o Balanço Energético Nacional - BEN (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020), o Brasil possui uma matriz elétrica de origem predominantemente renovável, com destaque para a geração hidráulica, proveniente de usinas hidrelétricas, que correspondem a cerca de 64,9% de toda a geração de energia elétrica do país, como mostra o Gráfico 1.

Gráfico 1 — Oferta interna de Energia Elétrica por Fonte



Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (2020).

Nota: <sup>1</sup> Inclui gás de coqueira

<sup>2</sup> Inclui importação de eletricidade

<sup>3</sup> Inclui lenha, bagaço de cana, lixívia e outras recuperações

Segundo a Agência Nacional de Águas (2019), nos últimos sete anos o Brasil tem passado por uma crise hídrica devido à grande escassez de chuvas, principalmente na região nordeste, e devido à ausência de planejamento e ações institucionais organizadas e de investimentos em infraestrutura hídrica e saneamento, fazendo com que os reservatórios das hidrelétricas do país atinjam volume de água cada vez mais baixo. Aliado a isto, o consumo de energia elétrica final



teve uma evolução de 1,3% em relação ao ano anterior (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020). Assim, o aumento da demanda por energia elétrica aliado à redução da capacidade de geração hidrelétrica do país impulsiona a necessidade pela diversificação da matriz elétrica brasileira. Neste sentido, a energia solar fotovoltaica vem ganhando cada vez mais espaço no cenário nacional. Em 2019, a microgeração e minigeração distribuída atingiu 2.226 GWh, com uma potência instalada de 2.162 MW, com grande destaque para a geração solar fotovoltaica com 1.659 GWh de geração e 1.992 MW de potência instalada (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020). Segundo a Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (2021), em agosto de 2021 em publicação no jornal Folha de São Paulo, o Brasil alcançou a marca de 10 GW de potência instalada em energia solar fotovoltaica, sendo que aproximadamente 6,5 GW são referentes a sistemas instalados no segmento de geração distribuída. Os dados mostram que os números da geração fotovoltaico ficam maiores a cada novo semestre, sendo que, o volume de potência instalada entre janeiro e junho de 2021 é 135% maior que do que em relação ao mesmo período de 2019 (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA, 2021). A instalação da geração distribuída é facilitada nos grandes centros urbanos, pois existe uma tendência à utilização da geração fotovoltaica nestes centros, haja visto que esses sistemas podem ser instalados em áreas já ocupadas, como telhados de casas, cobertura de prédios e estacionamentos, sem perda de espaço útil, como acontece com outras fontes de geração.

Dentre as diversas aplicações dos sistemas fotovoltaicos, destacam-se aquelas que atendem a unidades consumidoras com alto consumo de energia elétrica e necessidade de elevado padrão da qualidade de energia, como é o caso de hospitais e centros de saúde, que possuem diversos equipamentos médico-hospitalares além de setores críticos como centro cirúrgicos e unidades de tratamento intensivo, além de setores administrativos importantes como financeiro e de licitações, no caso de hospitais públicos.

Neste trabalho será analisada a viabilidade técnica e econômica de um sistema fotovoltaico híbrido a fim de gerar energia elétrica com qualidade e confiabilidade no fornecimento para o Lacoste, um setor administrativo do Hospital Universitário Cassiano Antonio Moraes (HUCAM), responsável pelos contratos, compras e licitações, e pelo financeiro do hospital. O sistema fotovoltaico híbrido proposto será constituído por módulos fotovoltaicos, por um inversor *grid-tie*, por um inversor híbrido e por um banco de baterias e atuará de forma modular

podendo ser dividido em parte *on-grid* e parte *off-grid* reunindo os benefícios do sistema fotovoltaico conectado à rede, possibilitando que a energia excedente seja injetada na rede obtendo redução no consumo, e os benefícios do sistema isolado, garantindo a continuidade do fornecimento de energia em caso de falta por parte da rede da distribuidora de energia. Será apresentada uma discussão técnica e econômica sobre a viabilidade de sistemas híbridos, nos quais bancos de baterias, ou acumuladores, são adicionados ao gerador fotovoltaico conectado à rede visando aumentar a confiabilidade e a autonomia da instalação. Este sistema também será usado para auxiliar um grupo motor gerador (GMG) de emergência, possibilitando que o Lacoste mantenha a autonomia energética mesmo em caso de falta da rede elétrica. Para isto será dimensionado e projetado um sistema fotovoltaico que atenda ao consumo de energia do setor e também atue como um *nobreak* de *backup* para o gerador de emergência que contingencia o setor. Também será realizada uma análise financeira envolvendo a economia do sistema fotovoltaico híbrido desenvolvido e uma comparação entre este tipo de sistema e a utilização de *nobreaks* convencionais como fonte de energia em caso de faltas na alimentação elétrica. Em situação de operação normal o sistema fotovoltaico híbrido atuará conectado à rede (*on-grid*). Em caso de falta de energia por parte da rede de distribuição, o sistema atuará como gerador de emergência, garantindo, por um tempo de autonomia a ser determinado, a estabilidade no fornecimento de energia para as cargas prioritárias do Lacoste. Caso a rede não volte a operar normalmente até o fim do tempo de autonomia do sistema, deverá ser acionado o GMG para suprir as cargas até que a rede retorne à operação normal. Espera-se desenvolver um sistema de gerenciamento que defina como e quando os sistemas geradores deverão atuar para que o fornecimento de energia seja garantido.

Atualmente, em caso de falta de energia elétrica por parte da rede de distribuição, um GMG é acionado para reestabelecer a energia. Porém, por ser uma máquina rotativa, o GMG necessita de 15 segundos, a partir da identificação da falta de energia, para partir, estabilizar a tensão e iniciar a operação em regime permanente. Neste contexto, o sistema fotovoltaico híbrido atuará para suavizar esta transição e evitar problemas como flutuação e afundamento de tensão, provenientes do tempo necessário para transferência do GMG. Também será discutido tecnicamente sobre as normas que regulamentam o uso e o acesso de acumuladores em sistemas de geração fotovoltaica e os tipos de conexões possíveis para os sistemas de geração fotovoltaica híbridos além de um estudo técnico e financeiro da viabilidade de implementação deste tipo de sistema para o Lacoste.

A metodologia adotada neste trabalho pode ser classificada quanto a abordagem como uma pesquisa quantitativa, pois os resultados obtidos podem ser quantificados de forma objetiva por meio de análise e comparação de sistemas fotovoltaicos, e quanto a natureza como uma pesquisa aplicada, pois tem como objetivo a utilização de métodos de projeto e dimensionamento para um estudo técnico-econômico de um problema específico, que é a perda de informações e processos devido à falta de energia elétrica em um setor do HUCAM. Este trabalho também poderá ser expandido para outros setores hospitalares que possuem equipamentos específicos, além de qualquer outro setor comercial ou industrial que tenha como necessidade a continuidade do fornecimento de energia elétrica. Quanto aos objetivos, pode ser classificada como uma pesquisa exploratória tendo como finalidade explicitar e tornar familiarizado o problema, o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos com custo-benefício adequado e com a capacidade de fornecer energia com confiabilidade e qualidade. Em relação ao procedimento, trata-se de um estudo de caso, em que os dados de consumo e as informações da unidade consumidora serão utilizados para elaboração do estudo.

## **1.2 Justificativa**

O nível da confiabilidade do fornecimento de energia elétrica varia de acordo com a necessidade das cargas. Em hospitais, é vital manter um elevado padrão no fornecimento de energia elétrica, tanto em serviços de atendimento ao público, como na realização de exames ou cirurgias, quanto em setores administrativos que cuidam das informações e dos trâmites dos processos pelo hospital. Em geral, para garantir um fornecimento constante de energia elétrica, em situações de emergência, para cargas críticas em setores hospitalares, são utilizados geradores a diesel. Embora estes geradores cumpram seu papel de fornecer energia quando a alimentação realizada pela rede elétrica é interrompida, a operação com geradores de emergência é bastante custosa, pois é necessário um elevado gasto com combustível. Além disso, os geradores de emergência, por serem máquinas rotativas, passam por um período transitório até a operação em regime permanente, o que causa flutuação de tensão e pode levar à queima de equipamentos ou à perda de informações importantes.

Neste contexto, um sistema de geração fotovoltaica híbrido, com gerenciamento na geração e na carga e descarga das baterias, pode aumentar a confiabilidade e garantir o fornecimento constante de energia elétrica mesmo com falta de suprimento por parte da rede elétrica de

distribuição. O projeto abrirá portas para o estudo de geradores fotovoltaicos híbridos, possibilitando o uso deste tipo de sistema em outros setores onde a confiabilidade do fornecimento de energia deva ser elevada.

### **1.3 Objetivos**

#### **1.3.1 Objetivo Geral**

Realizar o projeto de um sistema de geração fotovoltaica híbrido para o Lacoste, um setor administrativo do HUCAM, visando garantir a continuidade no fornecimento de energia mesmo em caso de falta por parte da rede de distribuição, aumentando então a confiabilidade na alimentação elétrica das cargas prioritárias.

#### **1.3.2 Objetivos Específicos**

Para alcançar o objetivo geral deste trabalho, os seguintes objetivos específicos deverão ser atendidos:

- Realizar uma análise da unidade consumidora referente à sua localização, ao recurso solar disponível na região da instalação e ao padrão de consumo da unidade;
- Avaliar a viabilidade técnica do sistema fotovoltaico híbrido proposto através do dimensionamento do sistema e das características da unidade consumidora;
- Avaliar a viabilidade financeira do sistema fotovoltaico híbrido através de indicadores financeiros e da comparação deste sistema com o uso de *nobreaks* comerciais;
- Elaborar o projeto do sistema fotovoltaico híbrido e analisar os requisitos normativos necessários para que este sistema possa ser homologado e implementado na unidade consumidora.

### **1.4 Organização do Trabalho**

O primeiro capítulo deste trabalho apresentou as justificativas, os objetivos e o contexto em que o objeto de estudo está inserido. O segundo capítulo será composto pelo referencial teórico, que discorrerá sobre geração distribuída, sobre geradores de emergência e sobre os conceitos de célula fotovoltaica, de módulo fotovoltaico e de baterias ou acumuladores, necessários para o entendimento do projeto. Também serão abordados os tipos de sistemas fotovoltaicos e suas

aplicações em ambientes hospitalares, além da regulamentação e acesso dos sistemas fotovoltaicos híbridos.

O terceiro capítulo apresentará a caracterização da unidade consumidora em relação à determinação da localização onde o sistema fotovoltaico será instalado, ao recurso solar disponível na região, à definição do tipo de sistema a ser projetado e o levantamento do consumo da unidade consumidora.

No quarto capítulo será realizado o dimensionamento do sistema fotovoltaico híbrido com o objetivo de definir a viabilidade técnica de implementação do sistema. Será avaliado através do *software* PV\*SOL o dimensionamento do sistema *on-grid* e do sistema *off-grid* além de realizado o gerenciamento através do inversor híbrido, o dimensionamento de proteção e cabeamento do sistema e os requisitos de projeto para homologação deste sistema à rede da distribuidora de energia. Já no quinto capítulo será apresentada a análise financeira do sistema fotovoltaico híbrido a fim de determinar se este sistema é também viável financeiramente.

Por fim, o sexto capítulo apresentará as conclusões referentes às análises técnica e financeira do sistema além de propostas para trabalhos futuros visando a expansão do estudo de sistemas fotovoltaicos híbridos.

## 2 REFERENCIAL TEÓRICO

### 2.1 Unidades de Saúde e o Fornecimento de Energia Elétrica

A confiabilidade é um item fundamental no fornecimento de energia elétrica, em especial em unidades de saúde. Segundo a Agência Nacional de Vigilância Sanitária (2015) as instituições hospitalares devem possuir planos de emergência que permitam mitigar os danos causados pela interrupção da energia elétrica. Os problemas da interrupção repentina da eletricidade afetam todo o ambiente hospitalar. No que diz respeito à segurança dos pacientes, os equipamentos eletromédicos, ou seja, aqueles destinados ao diagnóstico, ao tratamento ou à monitoração de pacientes, não devem deixar de funcionar de forma abrupta, sob pena de trazer sérias consequências, inclusive a morte. Os funcionários de laboratórios clínicos podem perder amostras e exames, muitas vezes de forma permanente, enquanto os setores administrativos podem perder grande quantidade de informações e tempo de trabalho. Assim, desde de 2001 o Ministério da Saúde tornou obrigatório que todos os serviços de atendimento à saúde tenham algum tipo de plano de emergência para o caso de falha de fornecimento de energia por parte da rede elétrica (MINISTÉRIO DA SAÚDE, 2001).

Com o objetivo de estabelecer um conjunto mínimo de requisitos de segurança para estabelecimentos assistenciais de saúde tais como hospitais, ambulatorios, unidades sanitárias, clinicas médicas e odontológicas, foi criada a ABNT NBR 13534:2008. Para determinar o nível de segurança necessário das instalações elétricas é realizado a classificação dos ambientes através de grupos e classes. Os grupos são definidos a partir do tipo de equipamento eletromédico utilizado no ambiente avaliado, conforme mostra o Quadro 1.

Quadro 1 — Classificação do ambiente de acordo com o equipamento utilizado

Local	Tipo de Equipamento
Grupo 0	Local médico não destinado à utilização de parte aplicada de equipamento eletromédico
Grupo 1	Local médico destinado à utilização de partes aplicadas, sendo este uso circunscrito a: a. partes externas do corpo, ou b. partes internas do corpo que não aquelas tratadas pelo Grupo 2
Grupo 2	Local médico destinado à utilização de partes aplicadas em procedimentos intracardiácos, cirúrgicos, de sustentação de vida de pacientes e outras aplicações em que a descontinuidade da alimentação elétrica pode resultar em morte.

Fonte: Associação Brasileira de Normas Técnicas (2008).

Neste sentido, parte aplicada refere-se à parte do equipamento que, em uso normal, está necessariamente em contato físico com o paciente, ou pode vir a entrar em contato com o paciente, ou precisa ser tocada pelo paciente, para que possa cumprir sua função (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2008). Já as classes são definidas de acordo com o tempo que o ambiente avaliado pode ficar sem o fornecimento de energia elétrica sem que sejam causados danos aos pacientes ou aos equipamentos ali presentes. Assim, deve haver um sistema de segurança que entrará em funcionamento em um tempo máximo de comutação definidos de acordo com o grupo do ambiente, a complexidade do procedimento realizado, e as características da instalação. O Quadro 2 apresenta as classes de alimentação de segurança e seus respectivos tempos de comutação.

Quadro 2 — Classes de alimentação de segurança

Classe	Descrição
Classe 0	Alimentação disponível automaticamente sem interrupção
Classe 0,15	Alimentação disponível automaticamente em até 0,15 segundos
Classe 0,5	Alimentação disponível automaticamente em até 0,5 segundos
Classe 15	Alimentação disponível automaticamente em até 15 segundos
Classe > 15	Alimentação disponível automaticamente em mais de 15 segundos

Fonte: Associação Brasileira de Normas Técnicas (2008).

As classes de 0 a 0,5 abrange os ambientes que pertencem ao grupo 2 e que estão envolvidos em procedimentos de alto risco, como salas de cirurgia, de cateterismo cardíaco e de terapia intensiva. Nestes ambientes o reestabelecimento da energia elétrica deve ser feito de forma quase instantânea, geralmente realizado através de uma *Uninterruptible Power Supply* (UPS), ou *nobreak*. As classes 0 e 0,15 são definidas para equipamentos eletromédicos que possuem componentes eletrônicos sensíveis e não podem sofrer interrupção do fornecimento de energia. A classe 15 envolve ambientes com equipamentos de médio risco, em geral pertencentes ao grupo 1, como enfermarias, salas de exames, de tratamentos e de diagnósticos, entre outras. Ou seja, nesta classe estão inseridas a maioria dos ambientes hospitalares que tratam pacientes, mas que não envolvem intervenções cirúrgicas. Nestes ambientes o reestabelecimento da energia elétrica deve ser feito de forma automática, geralmente através de geradores a diesel. Já a classe maior que 15 engloba os ambientes do grupo 0 como lavabo cirúrgico e salas de aplicação de gesso. Nestes, o reestabelecimento pode ser mais longo e feito de forma manual, embora

geralmente seja feito da mesma forma que a classe 15 (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2008).

Em geral os ambientes que fazem parte do grupo 2, mas que possuem procedimentos que não podem ser interrompidos, tais como salas de unidade de terapia intensiva, de hemodinâmica, de cirurgia, entre outras, combinam os métodos de alimentação da classe 0,5 e 15 através do uso de GMGs de emergência que alimentam todo o setor e de *nobreaks* ou bancos de baterias que alimentam partes vitais dos sistemas elétricos destes setores.

## **2.2 Energia Solar Fotovoltaica**

Com o aumento da demanda de energia elétrica, a exploração das diversas fontes de geração existentes se torna cada vez mais essencial para o desenvolvimento de uma nação. Neste contexto a energia solar fotovoltaica se torna cada vez mais uma das fontes alternativas com maior potencial para diversificação da matriz elétrica com geração de energia de forma limpa, eficiente e sustentável (MOREIRA, 2017).

Segundo Pinho e Galdino (2014), um sistema fotovoltaico é formado, de forma geral, por um bloco de geração, por um bloco de condicionamento de potência e, de forma opcional, por um bloco de armazenamento de energia. O bloco responsável pela geração é constituído pelos módulos fotovoltaicos, pelo cabeamento elétrico em corrente contínua e pela estrutura de fixação e suporte dos módulos. O bloco de condicionamento de potência é constituído pelos inversores, pelo cabeamento elétrico em corrente alternada, pelos dispositivos de manobra e proteção, pelos controladores de carga, quando há armazenamento de energia, e pelos demais sistemas de supervisão e controle. Já o bloco de armazenamento de energia é composto por acumuladores elétricos ou baterias e está presente em apenas alguns tipos de sistemas. Assim, embora o entendimento dos diferentes tipos de sistema fotovoltaicos e formas de conexão destes sistemas seja vital para o entendimento do projeto fotovoltaico, primeiramente é necessário compreender cada elemento que constituem os blocos de geração, de condicionamento de potência e de armazenamento de energia, quando houver.



### 2.2.1 Módulos Fotovoltaicos

Os módulos ou painéis fotovoltaicos são compostos por células fotovoltaicas, que são responsáveis pela conversão direta da energia gerada pelo Sol em energia elétrica. Estas células são formadas por materiais semicondutores que geram energia quando submetidas à luz visível, o que ocorre devido ao efeito fotovoltaico. Segundo Pinho e Galdino (2014), o efeito fotovoltaico implica no surgimento de uma diferença de potencial entre os terminais da célula quando esta é exposta à luz do Sol.

O material mais comumente utilizado na fabricação das células fotovoltaicas é o silício que é dividido em três tipos principais: células de silício monocristalino, silício policristalino e filme fino. As células de silício monocristalino são formadas a partir de blocos de silício ultrapuro, com pureza na ordem de 99,999999%, aquecidos a altas temperaturas sob um processo rigoroso e altamente controlado, resultando em um lingote de silício com organização molecular homogênea, uniforme e com uma coloração escura. Estas células alcançam eficiência entre 14% e 18% e possuem um valor de mercado mais elevado se comparado às células de silício policristalino e por isso são utilizadas em aplicações onde se deseja elevada eficiência na geração, como em usinas fotovoltaicas, ou onde a área disponível é limitada. Já as células de silício policristalino possuem um processo de fabricação menos rigoroso e são formadas por um aglomerado de cristais, com tamanhos e orientações diferentes, o que caracteriza a cor azulada das células. Este tipo de célula tem um valor comercial mais acessível do que as células de silício monocristalino, porém sua eficiência é um pouco menor, variando entre 13% e 15%. As células de filme fino são as que possuem menor eficiência, cerca de 8% para células comerciais, e se caracterizam por serem de fabricação mais simples e menos custosa, sendo feita por deposição de finas camadas de silício amorfo em uma base que pode ser rígida ou maleável. Esta característica faz com que este tipo de tecnologia possa ser facilmente incorporado a projetos arquitetônicos como em fachadas de prédios. (ASSOCIAÇÃO DE SERVIÇOS PÚBLICOS DE ENERGIA DO ESTADO DO ESPÍRITO SANTO, 2013).

As células fotovoltaicas são associadas eletricamente e encapsuladas para formar o módulo fotovoltaico. Os módulos são então conectados formando arranjos fotovoltaicos, a fim de atingir os níveis de tensão e corrente desejados. Quando conectados em série as tensões de cada módulo são somadas enquanto a corrente da série de módulos, ou *string*, é a mesma. Da mesma

forma, quando conectados em paralelo as correntes de cada módulo são somadas enquanto a tensão do paralelo dos módulos é a mesma. Em geral, os módulos são conectados em forma de *string* e estas então são conectadas em paralelo que são por fim conectadas ao inversor.

Alguns fatores como a irradiância solar e a temperatura ambiente podem afetar as características elétricas dos módulos fotovoltaicos. A variação da temperatura é inversamente proporcional à tensão de saída dos módulos, assim, quanto maior a temperatura do módulo menor será a tensão gerada por ele. Já a irradiância solar é diretamente proporcional à corrente gerada pelo módulo, quanto maior a irradiância sobre o painel maior será a corrente gerada. Nota-se, porém, que a influência da irradiância solar é muito mais significativa do que a da temperatura, pois, enquanto a irradiância pode variar consideravelmente em curtos períodos de tempo a variação da temperatura é amortecida pela capacidade térmica dos módulos (PINHO; GALDINO, 2014).

Outros fatores que influenciam na geração dos módulos fotovoltaicos é a orientação e a inclinação dos módulos. Segundo Pinho e Galdino (2014), para uma geração adequada e eficiente, os módulos devem ser orientados em direção à linha do equador. Para sistemas instalados no hemisfério sul, como é o caso do Brasil, os módulos devem ser orientados com a face em direção ao norte verdadeiro, ou geográfico, que leva em consideração o eixo da terra. Em relação a inclinação, o ângulo de inclinação ideal para o módulo fotovoltaico deve ser igual à latitude do local onde o sistema está instalado. No entanto, pequenas variações do ângulo de inclinação, na ordem de 10° em torno da latitude local, não influenciam de forma significativa o desempenho dos módulos. Desta forma, a correção da inclinação dos módulos é incentivada apenas para instalações em solo ou em lajes planas, devendo ser evitada em projetos onde os módulos fotovoltaicos sejam instalados em telhados. Nestes tipos de projetos é recomendado que os módulos sejam instalados seguindo a inclinação do telhado existente e que as perdas ocasionadas pela falta de inclinação sejam compensadas pela disposição de mais módulos fotovoltaicos, evitando assim problemas relacionados à fixação dos módulos no telhado, à ação do vento sobre o sistema e também à produção de sombra sobre as *strings* ocasionada pela correção da inclinação dos módulos (VILLALVA, 2019b).

### 2.2.2 Inversores e Controladores de Carga

Os módulos fotovoltaicos produzem energia em corrente contínua (CC) enquanto os equipamentos que são utilizados diariamente trabalham com corrente alternada (CA) assim é

necessário um equipamento que realize esse condicionamento. O inversor é o dispositivo eletroeletrônico que realiza essa tarefa, tornando possível que a energia gerada pelos módulos fotovoltaicos seja utilizada nos equipamentos. Em sistemas fotovoltaicos os inversores podem ser classificados em duas categorias de acordo com a forma de aplicação, seja para sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR) ou sistemas fotovoltaicos isolados (SFI). Embora ambos compartilhem o mesmo princípio de funcionamento, os inversores para SFI possuem características específicas quanto à segurança e qualidade de energia que são exigidas de acordo com cada concessionária de energia a que estes sistemas serão conectados (PINHO; GALDINO, 2014). Os inversores para SFCR são denominados de *grid tie* e possuem um sistema conhecido como rastreador do ponto de máxima potência (MPPT, do inglês *maximum power point tracker*) que tem o objetivo de regular a tensão e a corrente do arranjo fotovoltaico. Além disso, os inversores *grid tie* possuem uma função de segurança denominada anti-ilhamento, que garante o desligamento dos inversores em situações de falta de rede por parte da distribuidora de energia e, além disso, nos inversores para SFCR os requisitos relacionados à tensão e corrente de entrada do MPPT devem ser sempre atendidos pelo arranjo, série ou paralelo, dos módulos. Já os inversores para SFI são conhecidos como inversores autônomos pois não necessitam da conexão com a rede da distribuidora de energia para funcionar, não possuindo assim a função de anti-ilhamento, possibilitando que o sistema funcione de acordo com o tempo de autonomia das baterias.

O controlador de carga também faz parte do bloco de condicionamento de potência e é utilizado em conjunto com o bloco de armazenamento de energia em SFI e em sistemas híbridos. A principal função deste dispositivo é regular e gerenciar o fluxo de energia dos módulos fotovoltaicos para as baterias. Ele é responsável por todo o gerenciamento realizado no SFI tanto na geração quanto na carga, prevenindo danos às baterias ocasionados por descargas profundas indesejadas, e garantindo que a quantidade certa de energia seja enviada à carga prevenindo danos à mesma (VILLALVA, 2015).

### 2.2.3 Baterias

O bloco de armazenamento de energia é composto basicamente pelas baterias. Uma bateria nada mais é do que um conjunto de células eletroquímicas conectadas eletricamente, capazes de armazenar energia elétrica podendo alimentar uma determinada carga em CC de forma contínua durante o período de tempo determinado pela autonomia da bateria. Em sistemas

fotovoltaicos é comum a utilização de bancos de baterias, que nada mais são do que um conjunto de baterias conectadas em série ou paralelo, com o objetivo de fornecer um nível de tensão e corrente adequados de forma que a energia fornecida seja suficiente para alimentar uma determinada carga (PINHO; GALDINO, 2014).

Segundo Villalva (2015), em projetos de sistemas fotovoltaicos é recomendado a utilização de baterias estacionárias, que são desenvolvidas especialmente para esta aplicação, pois são fabricadas de forma a fornecer correntes constantes por longos períodos de tempo, podendo, por exemplo, serem descarregadas completamente sem danos à bateria, o que não acontece com outros tipos de baterias, como as baterias automotivas. As baterias estacionárias mais comuns são as de chumbo-ácido, níquel-cadmio e lítio, e embora as baterias de chumbo-ácido possuam menor eficiência do que as demais, elas possuem um custo muito menor em comparação às demais baterias e por isto são as mais utilizadas para este tipo de aplicação no Brasil. As duas principais características que definem as baterias são sua capacidade e sua profundidade de descarga. A capacidade de uma bateria é dada em Ampère-hora (Ah) e representa a quantidade de energia elétrica que esta bateria é capaz de suprir em determinado tempo. Já a profundidade de descarga (DoD, do inglês *Depth of Discharge*) de uma bateria está relacionada à quantidade de carga que foi descarregada da bateria em relação à sua capacidade a plena carga. As baterias de chumbo-ácido possuem uma alta profundidade de descarga podendo descarregar-se em até 50% ou 80% sem perder sua capacidade de recarga, podendo ser classificadas como baterias de ciclo profundo, ideais para sistemas de armazenamento em instalações fotovoltaicas.

#### 2.2.4 Geração Distribuída

Segundo o Instituto Nacional de Eficiência Energética (2018), Geração Distribuída (GD) é toda e qualquer geração de energia elétrica realizada junto ou próxima da unidade consumidora, independente do nível de tensão, de potência, de tecnologia ou de fonte de energia utilizada, caracterizando-se pela não necessidade de longas linhas de transmissão e distribuição, diferente do atual modelo de geração centralizada.

No Brasil, a GD foi definida através do Artigo 14º do Decreto de Lei nº 5.163/2004, mas apenas a partir de 2012, com a Resolução Normativa nº 482 (RN 482) (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2012a) publicada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), responsável por estabelecer as condições regulatórias necessárias para a inserção da

GD na matriz energética brasileira, foi permitido o acesso de microgeração e minigeração distribuídas aos sistemas de distribuição de energia elétrica nacionais. Em 2015 foi publicada a Resolução Normativa nº 687 (RN 687), em revisão da Resolução Normativa nº 482, que define microgeração e minigeração distribuída como (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015, Art. 2º):

*I – microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;*

*II – minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;*

As principais vantagens da GD são a diversificação da matriz energética, a diminuição nas perdas por transmissão e distribuição, o equilíbrio de cargas no sistema de distribuição, o baixo impacto ambiental, a maior eficiência energética e o aumento na confiabilidade do serviço prestado (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2018).

A partir de 2012 com a publicação da RN 482 foi estabelecido, no Brasil, o sistema de compensação de energia *net metering* válido para unidades conectadas como GD. Neste sistema é instalado na unidade consumidora (UC) um medidor bidirecional que registra a energia que está sendo consumida e a energia que está sendo gerada. Ao final do mês a fatura é determinada pela diferença entre o que foi consumido e o que foi gerado e caso haja excesso de energia gerada este é transformado em créditos que podem ser abatidos nos meses de menor geração. (VILLALVA, 2015). Em 2015, com a publicação da RN 687 foram implementadas as categorias de compensação e determinado que os créditos gerados podem ser compensados em até 60 meses. A primeira categoria é a geração junto à carga, nesta modalidade o consumidor possui o sistema de geração na mesma UC que os créditos são compensados. A segunda categoria é a de autoconsumo remoto, que se caracteriza por mais de uma UC que são de um mesmo proprietário, estão cadastradas sob um mesmo CNPJ ou CPF, com a condição que todas as unidades estejam na área de concessão da mesma distribuidora de energia. Assim, nesta modalidade o sistema fotovoltaico não precisa estar instalado no local que é feito o consumo.

A terceira modalidade de compensação é o empreendimento com múltiplas unidades consumidoras, que se situam no mesmo local mas utilizam a energia de forma diferente, ou seja, embora a entrada de energia seja única, o consumo de cada unidade é realizado de forma diferente. Esta modalidade é utilizada em condomínios ou prédios que possuam agrupamento de medição, sendo o sistema fotovoltaico instalado no condomínio e os créditos gerados entre as diversas unidades consumidoras instaladas. E a última modalidade de compensação dos créditos energéticos é a modalidade de geração compartilhada, ou cooperativa. Nesta modalidade é realizado um acordo entre pessoas físicas, firmado através de um contrato, com o objetivo de beneficiar consumidores que têm interesse em reduzir os custos com energia elétrica, porém possuem limitação de espaço disponível para instalação do sistema em sua UC. Neste caso deve haver o rateio do sistema fotovoltaico instalado e o contrato da cooperativa deve ser protocolado na distribuidora de energia em conjunto com a solicitação de acesso do sistema fotovoltaico. (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2018).

Embora as resoluções normativas publicadas pela ANEEL cumpram o papel de regulamentar o setor da GD no Brasil, ainda não existe nenhuma lei publicada para o setor. Assim, desde 2019 está sendo discutido uma revisão da RN 687 com o objetivo de criar uma lei que regule o setor, e em agosto de 2021 foi aprovada na Câmara dos Deputados o Projeto de Lei nº 5829/2019 (PL 5829) que promete ser o marco legal da geração distribuída, trazendo mais segurança jurídica para investidores e profissionais do setor (BRASIL, 2021). Na legislação atual, as unidades consumidoras com microgeração e minigeração distribuída não possuem taxaço sobre a energia injetada pelo sistema fotovoltaico na rede, ou seja, a cada 1 kWh gerado é compensado 1 kWh, ou seja, pagam apenas pela tarifa de energia não sendo cobradas nem pela tarifa do fio A, que é a tarifa responsável pela remuneração das empresas de transmissão de energia elétrica e representa os custos relacionados à geração e transmissão de energia, nem pela tarifa do fio B, que é a tarifa responsável pela remuneração das empresas de distribuição de energia elétrica e representa os custos relacionados à distribuição da energia elétrica das subestações da concessionária até a unidade consumidora. O PL 5829 prevê que, a partir de 2045, todas as unidades consumidoras que possuem GD deverão pagar por estas tarifas, sendo que, para as unidades consumidoras que instalaram seus sistemas de geração fotovoltaica antes da aprovação da lei ou em até 12 meses após a aprovação da lei, ficarão na legislação atual até 2045, enquanto as unidades consumidoras que instalarem seus sistemas de geração fotovoltaica após 12 meses da aprovação da lei passarão por um processo de transição até 2045. Neste

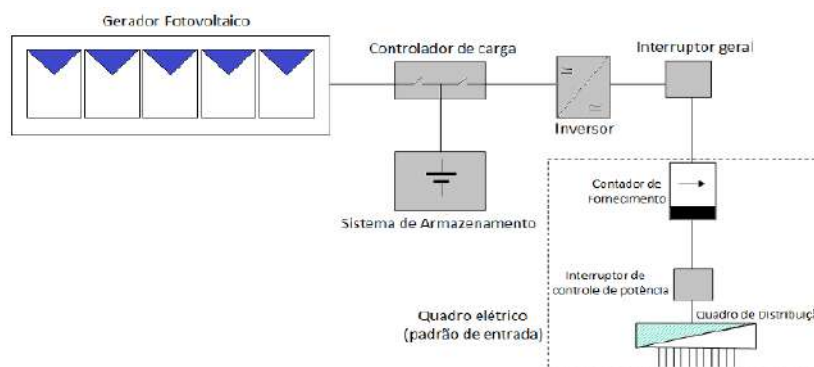
processo de transição, para microgeradores e minigeradores, com potência instalada até 500 kW, será cobrado a tarifa referente ao fio B de forma gradual, sendo 15% da tarifa em 2023 até 90% da tarifa em 2028, e a partir de 2029 a ANEEL definirá como será a transição até 2045. Já para minigeradores, com potência instalada acima de 500 kW e enquadradas na modalidade de autoconsumo remoto ou geração compartilhada, além da tarifa do fio B, será cobrado 40% da tarifa do fio A e 100% dos encargos de fiscalização, pesquisa e desenvolvimento até 2028 e a partir de 2029 passarão a pagar conforme as novas regras a serem definidas pela ANEEL (CÂMARA DOS DEPUTADOS, 2021). Para que vire lei, o PL 5829 precisa ainda ser aprovado pelo Senado Federal e sancionado pelo Presidente da República e, embora a aprovação da lei implique na taxaço ou desvalorizaço da energia gerada de unidades conectadas como GD, pode também ser um marco de crescimento do setor, devido à estabilidade e segurança jurídica proporcionada por um marco legal na GD.

## **2.3 Sistemas Fotovoltaicos**

Os sistemas fotovoltaicos são classificados de acordo com o tipo de conexão que apresentam, se são isolados ou conectados à rede elétrica. Neste capítulo serão apresentadas as principais formas de conexão e as possíveis configurações de sistemas fotovoltaicos.

### **2.3.1 Sistemas Isolados**

Os sistemas fotovoltaicos isolados (SFI) ou *off-grid*, são aqueles que não possuem conexão com a rede elétrica de distribuição, necessitando assim de algum tipo de acumulador para armazenar a energia gerada e utilizá-la em momentos que a geração fotovoltaica não é possível. Também é necessário a utilização de um controlador de carga e um inversor para garantir a entrega de potência às cargas a serem atendidas. A Resolução Normativa nº 493 de 2012 (RN 493) (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2012b) estabelece os procedimentos necessários e as condições de fornecimento de sistemas isolados, como tempo de autonomia mínimo de 48 horas e o valor da disponibilidade mensal garantida. A Figura 1 mostra o esquemático de um sistema *off-grid* com acumulador, controlador de carga e inversor.

Figura 1 — Sistema Isolado (*off-grid*)

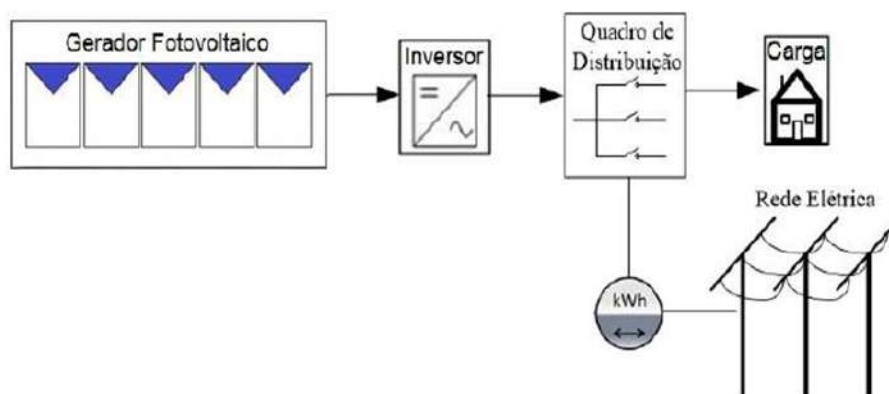
Fonte: Pinho; Galdino (2014).

A principal desvantagem do SFI está relacionada ao elevado custo de aquisição e manutenção do banco de baterias. Embora a RN 493 trate especificamente de dois tipos de sistemas isolados, o microssistema isolado de geração e distribuição de energia (MIGDI) e o sistema individual de geração de energia elétrica com fonte intermitente (SIGFI), ambos de responsabilidade das distribuidoras de energia, para projetos de SFI são adotadas as recomendações mínimas exigidas na resolução, como o tempo de autonomia mínimo de 48 horas, pois não existe resolução específica para SFI. Assim, mesmo que estes sistemas não necessitem de homologação ou aprovação prévia, o custo com a instalação do sistema inviabiliza projetos de sistemas com elevada carga instalada, sendo assim mais utilizados em zonas rurais afastadas onde não existe rede de distribuição disponível ou na alimentação de cargas prioritárias com baixo consumo de energia (PINHO; GALDINO, 2014).

### 2.3.2 Sistemas Conectados

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCCR), ou *on-grid*, são aqueles que operam conectados à rede elétrica de distribuição. Nestes sistemas é indispensável a utilização de inversores para adequação da energia gerada pelos módulos em corrente contínua para a gerada pela rede em corrente alternada. O faturamento do cliente é feito a partir da diferença entre a energia gerada e a consumida da rede elétrica, baseado no sistema de créditos energéticos (PINHO; GALDINO, 2014). A Figura 2 mostra o esquemático de um sistema *on-grid* com inversor e medidor bidirecional.



Figura 2 — Sistema Conectado à Rede (*on-grid*)

Fonte: Pinho; Galdino (2014).

Neste tipo de sistema são utilizados os inversores *grid-tie* e é necessário a homologação e aprovação do projeto na concessionária de energia em que o sistema será instalado além da apresentação do certificado do inversor no Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial (INMETRO).

Segundo a ABNT NBR IEC 6212:2012 o ilhamento é a condição em que parte de uma instalação elétrica, que é composta por carga e gerador, fica isolada do restante da rede elétrica. Como já mencionado anteriormente, os inversores *grid-tie* devem possuir um sistema de anti-ilhamento, ou seja, devem se desconectar da rede quando detectarem uma falha da rede de distribuição, esta desconexão deve acontecer em até 2 segundos (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2012). Assim, a principal desvantagem do sistema *on-grid*, no que diz respeito à confiabilidade do fornecimento de energia elétrica, é que, em caso de falta por parte da rede de distribuição, o sistema é automaticamente retirado de operação, para que a segurança de equipamentos e operadores da linha de distribuição seja garantida.

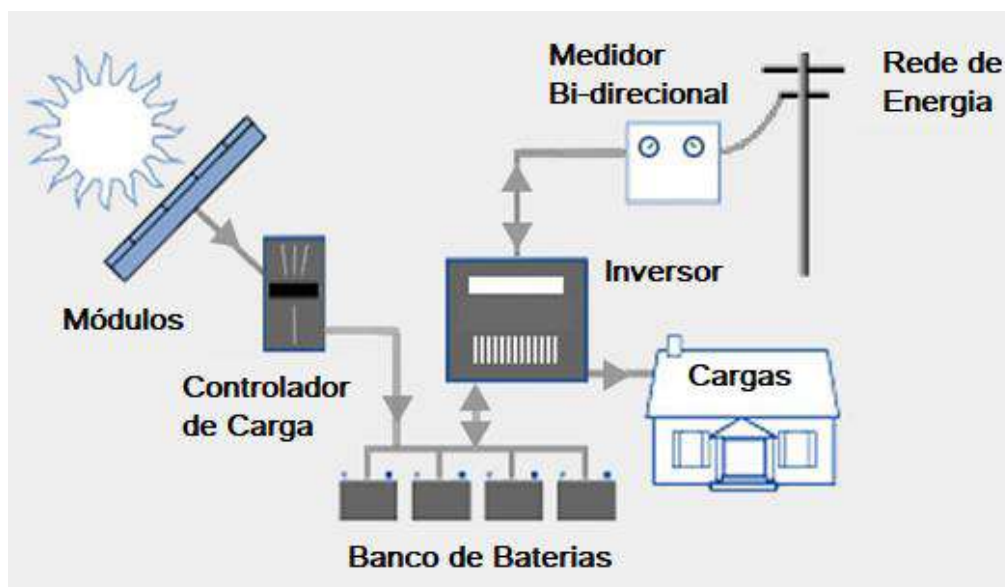
### 2.3.3 Sistemas Híbridos

Segundo Pinho e Barreto (2008) os sistemas híbridos clássicos são aqueles que utilizam mais de uma fonte de energia que trabalham em conjunto de forma a otimizar a geração dependendo da disponibilidade dos recursos energéticos utilizados por cada fonte. Os principais são o sistema eólico-diesel, o fotovoltaico-diesel, o fotovoltaico-eólico-diesel e o fotovoltaico-eólico.

Neste trabalho foi considerado a utilização de sistemas fotovoltaicos híbridos (SFH) que, diferente dos sistemas híbridos clássicos, não utiliza duas ou mais fontes de geração, mas possui as características dos dois tipos de sistemas fotovoltaicos possíveis, o sistema fotovoltaico conectado à rede e o sistema fotovoltaico isolado. Nos SFHs são utilizados os inversores híbridos, que dão nome ao sistema, e possuem as características tanto dos inversores *grid-tie* quanto dos inversores autônomos, podendo estar conectados à rede enquanto possuem um banco de baterias conectado ao inversor. Estes inversores, também conhecidos como inversores de dupla conversão, possuem as mesmas características dos inversores autônomos, porém podem se conectar à rede de distribuição da concessionária, algo que os inversores dos sistemas *off-grid* não podem. Estes sistemas, embora bem consolidados em outros países, começaram a surgir no Brasil apenas a partir do ano de 2018 e são relativamente novos, não existindo nem mesmo uma norma ou resolução que trate especificamente dos SFH (SOLIENS, 2019).

O SFH se caracteriza por ser um sistema inteligente, pois precisa gerenciar mais de uma fonte de energia de acordo com a demanda energética da carga ou situação de operação da rede elétrica. A grande vantagem deste tipo de sistema é a alta confiabilidade no fornecimento de energia para cargas prioritárias. A Figura 3 ilustra o esquemático de um sistema fotovoltaico híbrido conectado à rede elétrica.

Figura 3 — Sistemas Fotovoltaicos Híbridos

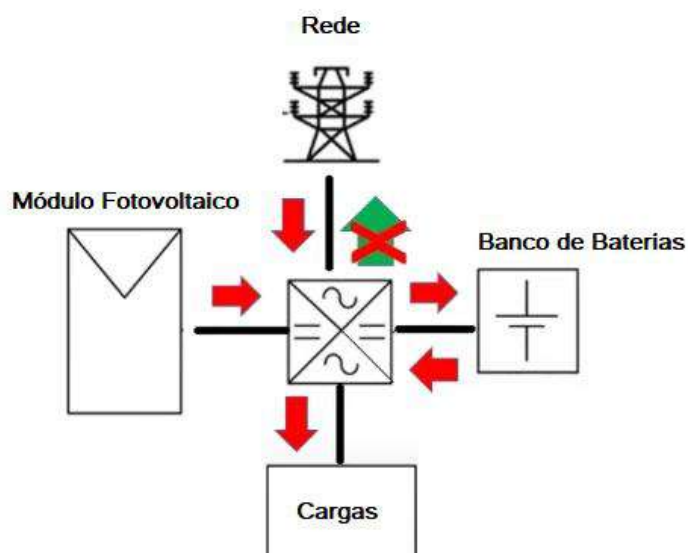


Fonte: Esvsolarvida (2019).

Nota: Traduzido pelo autor.

No Brasil, todas as UCs incluídas no sistema de compensação *net metering* precisam que os inversores sejam certificados pelo INMETRO. Atualmente, a Portaria nº 004, de 04 de janeiro de 2011 (INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA, 2011) que diz respeito aos requisitos de avaliação da conformidade para sistemas e equipamentos para energia fotovoltaica, não reconhece os inversores híbridos no quesito de conexão com a rede, impossibilitando assim que estes inversores sejam certificados e participem da compensação de créditos energéticos. Aliado a este fato, os SFH não são citados na RN 687 e não possuem uma norma específica para o setor impossibilitando a certificação dos inversores híbridos. Por estes motivos, no Brasil, os SFH podem ser configurados de duas formas: configuração do tipo *All in One* e do tipo Bi-modal. No sistema Bi-modal é utilizado apenas um inversor de dupla conversão, que permite o consumo direto pela rede ou pelo banco de baterias. Neste sistema, o inversor utiliza tanto a rede quanto os módulos fotovoltaicos para carregar as baterias, não necessitando assim que o banco de baterias seja dimensionado para as 48 horas de autonomia e permitindo que, em casos de falta da rede de distribuição, a carga continue a ser alimentada. Porém, o inversor não injeta energia na rede e, portanto, é considerado como uma carga, não precisando então ser homologado pelas concessionárias (SOLIENS, 2019). A Figura 4 mostra o diagrama de blocos com o fluxo de potência de um SFH do tipo Bi-modal.

Figura 4 — Fluxo de Potência SFH Bi-modal

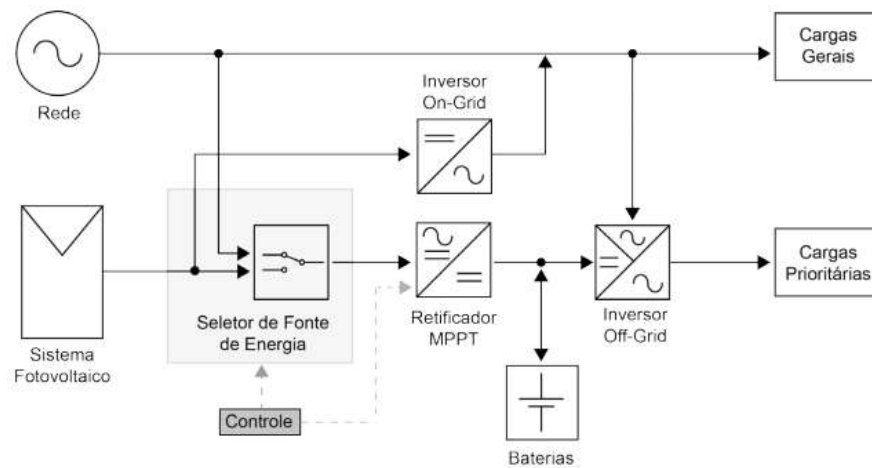


Fonte: PHB Solar (2021a).

Nota: Adaptado pelo autor.

Já os sistemas do tipo *All in One* são caracterizados por possuírem dois inversores, sendo um inversor *grid-tie* que permite que o sistema atue como *on-grid*, e um inversor *off-grid* de dupla conversão. Assim, em operação normal, o sistema atuará como um sistema *on-grid* e, em caso de falta de energia por parte da rede de distribuição, atuará como um sistema autônomo alimentando as cargas pelo tempo de autonomia do banco de baterias. Neste sistema, apenas o inversor *grid-tie* é certificado pelo INMETRO e o projeto precisa ser homologado nas distribuidoras de energia para que possa ser conectado à rede (SOLIENS, 2019). Segundo o módulo 3 do PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional) seção 3.7 referente ao acesso de micro e minigeração distribuída, todas as UCs com microgeração ou minigeração distribuída podem operar em modo ilha desde que possuam algum mecanismo físico de desconexão da rede de distribuição (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2017). Assim, como os SFH do tipo *All in One* têm por objetivo a operação em ilha, ou seja, manter a continuidade do fornecimento de energia mesmo em caso de falta da rede de distribuição, é necessário a utilização de um seletor de fonte de energia capaz de desconectar o inversor híbrido da rede de distribuição em caso de falta de energia. A Figura 5 mostra o diagrama de blocos simplificado de um SFH do tipo *All in One*.

Figura 5 — Diagrama de Blocos SFH *All in One*



Fonte: PHB Solar (2018).

Atualmente existem inversores híbridos que reúnem as funções de retificador CA/CC, de controlador de carga e inversor de dupla conversão, possibilitando que o SFH *All in One* possa ser configurado de forma modular, ou seja, separado do sistema *grid-tie*, de acordo com a necessidade da UC. Assim, por este motivo e pelo fato dos sistemas *All in One* poderem se

conectar à rede gerando créditos energéticos, esta foi a configuração de SFH adotado neste trabalho.

## 2.4 Projeto de Sistemas Fotovoltaicos Híbridos

Neste projeto foi considerado a utilização de um SFH do tipo *All in One* com um inversor *grid-tie* e um inversor de dupla conversão, além de uma chave seletora de fonte de energia para fazer a desconexão do inversor híbrido da rede da concessionária. O dimensionamento do SFH foi realizado através do *software* PV SOL, desenvolvido pela empresa *Valentin Software* (VALENTIN SOFTWARE GMBH, 2021) que pode ser utilizado com uma licença grátis por 30 dias. Porém, neste capítulo será apresentado de forma sucinta o equacionamento e as variáveis necessárias para entender o dimensionamento de um SFH, além do processo de homologação do sistema e a base para a realização da análise financeira do projeto.

### 2.4.1 Dimensionamento

Para o correto dimensionamento de um sistema fotovoltaico inicialmente é necessário o levantamento da localização e do recurso solar disponível no local de instalação da UC. Após isso é necessário realizar o levantamento do consumo de energia elétrica da instalação e definir a tipologia do sistema que será instalado. Em posse destes dados é possível realizar o dimensionamento dos módulos fotovoltaicos, dos inversores e do banco de baterias (PINHO; GALDINO, 2014).

A avaliação do recurso solar está integralmente relacionada à quantidade de energia disponibilizada pelo Sol na região da instalação ao longo de um determinado dia, podendo ser quantificado através do número de Horas de Sol Pleno (HPS) que corresponde ao número de horas de um dia em que a irradiância solar permanece constante dentro dos valores das condições padronizadas de teste (STC, do inglês *Standard Test Conditions*). A STC considera a temperatura de teste do módulo fotovoltaico como 25 °C, a irradiação solar padronizada como 1 kW/m<sup>2</sup> e a o valor de massa de ar igual a 1,5 (AM 1,5G), que representa a quantidade de luz que precisa passar pela atmosfera para chegar à superfície da terra (VILLALVA, 2015). O valor de HPS pode ser determinado através do *software* SunData desenvolvido pelo Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito (CRESESB) com os dados de longitude e latitude da instalação e com o ângulo da inclinação dos módulos.

A segunda etapa do desenvolvimento está relacionada ao levantamento dos dados de consumo da UC. A maneira mais tradicional de se realizar o levantamento do consumo, em especial para SFI, é através do somatório das potências nominais e das horas de funcionamento de cada equipamento a ser atendido, considerando um dia de utilização. Segundo Pinho e Galdino (2014), o consumo mensal pode então ser determinado pela equação:

$$C_m = \frac{P_e * N_d * D_m}{1000} \quad (1)$$

Onde,

$C_m$  é o consumo médio mensal em kWh/mês;

$P_e$  é a potência nominal do equipamento em W;

$N_d$  é o número médio de horas de funcionamento do equipamento em um dia em h/dia;

$D_m$  é o número médio de dias de utilização do equipamento em um mês em dias/mês.

Outro método de determinação do consumo de uma UC é através da fatura de energia e através da estimativa da curva de carga da instalação. Para determinação do consumo pela fatura de energia é necessário ter em mãos, pelo menos, o histórico de 12 meses de consumo, em geral presentes na seção de histórico de consumo, dentro da fatura de energia, sendo o consumo médio mensal a média simples dos 12 meses de consumo. Este método é muito aplicado em projetos de SFCR comerciais e residenciais devido à facilidade de aquisição dos dados com o cliente. Já o método da estimativa da curva de carga consiste na determinação dos equipamentos e na determinação dos grupos de cargas que possuem o mesmo período de funcionamento. Esta determinação pode ser feita através de um levantamento de dados ou através de um equipamento de medição, como um analisador de energia (PINHO; GALDINO, 2014). Para o caso deste trabalho foi considerado a utilização do analisador de energia da empresa Embrasul modelo RE 6000 (EMBRASUL, 2015) para a determinação do consumo da instalação e para o levantamento da curva de carga, pois a instalação não possui medidor próprio sendo toda a medição do hospital realizada na cabine de medição geral.

Com os dados de localização e consumo da UC é possível realizar o dimensionamento dos módulos e inversores. Para determinar o consumo que efetivamente será compensado deve-se

levar em consideração o consumo médio mensal descontado o valor da disponibilidade mínima de energia. Segundo o artigo 7º da RN 687 no faturamento da unidade consumidora que possui geração distribuição no sistema *net metering* deve ser faturada os valores referente à taxa de disponibilidade para consumidores do grupo B, com conexão em baixa tensão, e demanda contratada para os consumidores do grupo A, com conexão em média tensão (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015). A taxa, ou custo, de disponibilidade é definido pela Resolução Normativa nº 414 de 2010 na seção V artigo 98, que tem como custo fixo mensal os valores referentes a 30 kWh para unidades atendidas de forma monofásica ou bifásica a 2 condutores, ou 50 kWh para unidades atendidas de forma bifásica a 3 condutores ou ainda 100 kWh para unidades atendidas de forma trifásica (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2010). Já a demanda contratada é definida em contrato pelo consumidor com a concessionária e, segundo a RN 687, não deve ser compensada pela GD devendo ser paga de forma integral pela UC.

A potência de geração necessária para suprir o consumo efetivo pode ser calculada pela equação (PINHO; GALDINO, 2014):

$$P_{fv} = \frac{E}{HSP * TD} \quad (2)$$

Onde,

$P_{fv}$  é a potência de pico total dos módulos fotovoltaicos em Wp;

$E$  é o consumo diário médio anual da edificação em Wh/dia;

$HSP$  é a média diária anual de HSP incidente no plano do módulo em h/dia;

$TD$  é a taxa de desempenho do sistema.

A taxa de desempenho (TD) de um sistema fotovoltaico é definido como a relação entre o desempenho real sobre o desempenho máximo teórico. Assim, a TD representa as perdas do sistema ocasionadas pelo efeito da temperatura, da irradiação, da poeira, da inclinação dos módulos entre outros. O valor de TD pode ser obtido de forma precisa através de *softwares* de simulação, porém, para SFCR residenciais instalados no Brasil o valor de TD pode ser admitido entre 70 e 80% (PINHO; GALDINO, 2014). A potência do sistema é dada Wp (Watt-pico) e representa a máxima potência que os módulos fotovoltaicos podem fornecer submetidos às

STC. Assim, a quantidade de módulos necessários pode ser calculada pela equação (VILALVA, 2015):

$$N_{mod} = \frac{P_{fv}}{P_{mod}} \quad (3)$$

Onde,

$N_{mod}$  é o número de módulos fotovoltaicos;

$P_{mod}$  é a potência individual de cada módulo em Wp.

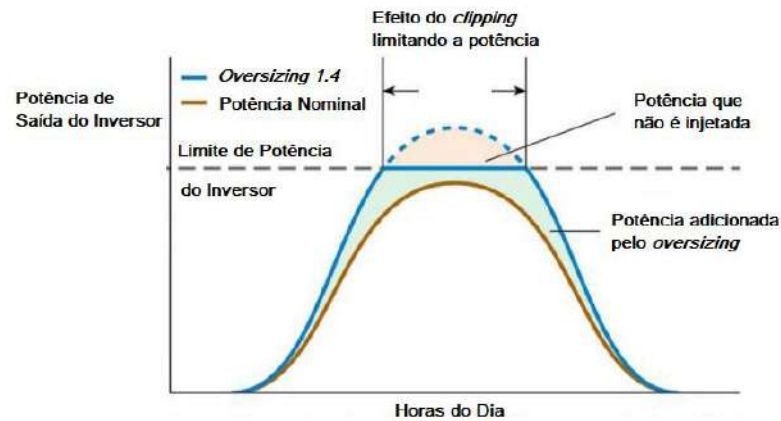
Segundo Pinho e Galdino (2014) para o correto dimensionamento do inversor deve-se levar em consideração 3 critérios básicos: o fator de dimensionamento do inversor (FDI), a máxima tensão de circuito aberto, a faixa de tensão de entrada do inversor e a máxima corrente de entrada do inversor. O FDI ou *oversizing* está relacionado ao sobrecarregamento do inversor, ou seja, é dimensionado a instalação da potência pico total dos módulos superior à potência nominal do inversor. O FDI pode ser calculado pela equação:

$$FDI = \frac{P_{inv}}{P_{fv}} \quad (4)$$

Onde  $P_{inv}$  é a potência nominal em CA do inversor dada em W. Devido ao coeficiente de temperatura negativa dos módulos fotovoltaicos, ou seja, a redução da potência do módulo com o aumento da temperatura, dificilmente a geração do módulo fotovoltaico será igual à sua potência nominal, haja visto que nos dias onde a irradiação solar é mais intensa, em geral a temperatura também é mais elevada. Assim, utilizando o *oversizing* é possível alcançar um melhor aproveitamento da geração durante as horas do dia, porém é válido ressaltar que valores de *oversizing* muito acima da capacidade nominal do inversor implicam no efeito chamado de *clipping*, que ocorre quando a geração é superior ao valor da potência nominal do inversor, em geral em horários próximos ao meio dia, fazendo com que o inversor limite a potência gerada à sua potência nominal. Em geral os inversores possuem valores de *oversizing* que variam de 110 a 140% da sua potência nominal de acordo com cada fabricante. (PINHO; GALDINO, 2014). A Figura 6 mostra a curva de potência de um inversor com e sem *oversizing*.



Figura 6 — Curva de Potência de um Inversor Fotovoltaico



Fonte: Mounetou; Alcatara; Incalza, *et al* (2014).

Nota: Traduzido pelo autor.

Os limites de tensão do inversor estão associados a quantidade de módulos em série que podem ser conectados à entrada CC do inversor. Segundo Pinho e Galdino (2014), a tensão máxima de entrada do inversor é definida pelas tensões de circuito aberto ( $V_{oc}$ ) dos módulos fotovoltaicos e deve ser calculada prevendo a pior situação, ou seja, o mês do ano em que ocorrem temperaturas mais baixas ainda no início do dia onde a tensão do sistema se eleva devido à baixa temperatura dos módulos e inversor ainda não se conectou à rede, devido à baixa irradiância disponível. Assim, além dos valores de  $V_{oc}$  fornecidos pelos fabricantes dos módulos, é necessário considerar o coeficiente de temperatura para o cálculo de limite de tensão através dos *softwares* de dimensionamento. O cálculo do número de módulos do inversor pode ser determinado pela relação:

$$N^{\circ} \text{módulos}_{\text{série}} * V_{ocTmin} < Vi_{max} \quad (5)$$

Onde,

$Vi_{max}$  é a máxima tensão CC admitida pela entrada do inversor;

$V_{ocTmin}$  é a tensão  $V_{oc}$  na menor temperatura de operação prevista.

O número de módulos fotovoltaicos por *string* deve atender à faixa de operação do MPPT do inversor. Assim da mesma forma que em meses mais frios a tensão do módulo pode subir, em meses mais quentes a tensão do módulo pode se reduzir a valores mínimos, em razão do coeficiente negativo de temperatura. Assim, é necessário avaliar a quantidade mínima de

módulos na *string* para que em nenhum ponto de operação do sistema a tensão gerada seja menor do que a mínima tensão suportada pelo MPPT pois, caso isso ocorra, a eficiência do inversor pode ser comprometida provocando a sua desconexão da rede (PINHO; GALDINO, 2014). A quantidade de módulos que atende a faixa de tensão de operação do MPPT do inversor é dada pela relação:

$$\frac{Vi_{MPPTmin}}{V_{mpTmax}} < N^{\circ} \text{módulos}_{série} < \frac{Vi_{MPPTmax}}{V_{mpTmin}} \quad (6)$$

Onde,

$Vi_{MPPTmin}$  é a mínima tensão CC de operação do MPPT do inversor;

$Vi_{MPPTmax}$  é a máxima tensão CC de operação do MPPT do inversor;

$V_{mpTmax}$  é a máxima tensão de potência máxima do módulo na menor temperatura de operação prevista;

$V_{mpTmin}$  é a mínima tensão de potência máxima do módulo na maior temperatura de operação prevista.

Além do FDI e dos limites de tensão em circuito aberto e em operação, é necessário que o arranjo fotovoltaico não ultrapasse o valor máximo de corrente da entrada CC do inversor. Assim, é necessário realizar o cálculo do número máximo de *strings* que serão conectadas em paralelo na entrada do MPPT. Este valor pode ser calculado pela equação (PINHO; GALDINO, 2014):

$$N^{\circ} \text{strings}_{paralelo} = \frac{Ii_{max}}{I_{sc}} \quad (7)$$

Onde,

$Ii_{max}$  é a corrente máxima CC admitida na entrada do MPPT;

$I_{sc}$  é a corrente de curto circuito do módulo fotovoltaico nas STC.

O inversor híbrido considerado neste projeto possui o controlador de carga integrado ao inversor, como é comum nos inversores mais atuais, sendo seu dimensionamento equivalente aos mesmos critérios apresentados para o dimensionamento do inversor *grid-tie*. Assim, além

dos blocos de geração e condicionado de potência, é necessário a realização do dimensionamento do bloco de armazenamento de energia, ou seja, do banco de baterias. Por ser modular o SFH pode ser dimensionado para atender ou não toda a carga. Em geral, devido à baixa potência nominal disponível dos inversores híbridos, é necessário que seja estipulado um grupo prioritário de cargas que será atendido pelo sistema (PHB SOLAR, 2018).

Após a definição da carga que será atendida, deve-se fazer o levantamento do consumo diário das cargas prioritárias e da autonomia necessária para o sistema. Em SFI utiliza-se as recomendações da RN 493 considerando a autonomia mínima do banco de baterias equivalente a 2 dias. Porém, para SFH a autonomia do banco de baterias pode ser determinada de acordo com a necessidade da UC. Então, a capacidade do banco de baterias pode ser definida através da equação (PINHO; GALDINO, 2014):

$$C_{bb} = \frac{L_m * N}{V_{CC_{banco}} * DoD} \quad (8)$$

Onde:

$C_{bb}$  é a capacidade da bateria em Ah;

$L_m$  é consumo total que será atendido, considerando a eficiência do sistema, em Wh/dia;

$N$  é a autonomia do sistema em dias;

$V_{CC_{banco}}$  é a tensão CC das baterias;

$DoD$  é a profundidade de descarga da bateria.

A capacidade da bateria  $C_{bb}$  refere-se à capacidade necessária de uma bateria para o regime de descarga de 20 horas (C20) sendo este o valor de referência para a escolha da bateria. Após o dimensionamento também é necessário verificar se os valores da tensão e capacidade de descarga adotados são compatíveis com a bateria escolhida. Assim, após a escolha da bateria, o número de baterias pode ser determinado pelas equações (PINHO; GALDINO, 2014):

$$N^{\circ} \text{ baterias}_{paralelo} = \frac{C_{bb}}{C_{bb}(20)_{bat}} \quad (9)$$

$$N^{\circ} \text{ baterias}_{s\acute{e}rie} = \frac{V_{CC_{inv}}}{V_{CC_{banco}}} \quad (10)$$

Onde  $C_{bb}(20)_{bat}$  é a capacidade da bateria escolhida e  $V_{CC_{inv}}$  é a tensão nominal CC da entrada de bateria do inversor.

#### 2.4.2 Homologação

Os requisitos para homologação do SFCR são descritos no módulo 3 seção 3.7 do PRODIST que trata sobre todos os procedimentos para acesso de microgeração e minigeração distribuída participante do sistema *net metering* ao sistema de distribuição (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2017). Assim, embora os prazos e os formulários mínimos necessários sejam definidos pela ANEEL, cada distribuidora de energia possui seus próprios modelos e padrões que devem ser seguidos para a realização da homologação do SFCR. Para o caso da distribuidora EDP Energias do Brasil S.A, responsável pela área de concessão em Vitória no Espírito Santo, todas as solicitações devem ser feitas de forma digital no site da própria distribuidora (EDP, 2020). A solicitação de acesso dá início ao processo de homologação da UC na distribuidora de energia e o prazo para retorno da solicitação pela distribuidora é de 15 dias para microgeração e 60 dias para minigeração, quando for necessário a realização de obras de extensão de rede, e 30 dias quando não for necessário a realização de obras. Porém, para o caso de instalações novas onde não existe UC cadastrada, antes da realização da solicitação de acesso, é necessário realizar uma consulta de acesso, com prazo de resposta pela concessionária de 60 dias. A solicitação de acesso é dividida em microgeração distribuída até 10 kW de potência instalada, em microgeração distribuída acima de 10 kW e minigeração distribuída. A Figura 7 mostra o exemplo de formulário de solicitação de acesso para microgeração distribuída com potência superior a 10 kW disponível no módulo 3 seção 3.7 do PRODIST.


Figura 7 — Formulário de Solicitação de Acesso

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

Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica (2017).

Para realizar a solicitação de acesso, além do preenchimento do formulário, é necessário enviar como documentação técnica a Anotação de Responsabilidade Técnica (ART) de projeto e execução emitida pelo engenheiro responsável, o diagrama unifilar de conexão de acordo com a categoria definida no formulário de solicitação, o certificado do inversor *grid-tie*, o memorial descritivo do projeto, uma procuração de responsabilidade técnica emitida pelo titular da UC em favor do engenheiro responsável pelo projeto e um documento com os dados da empresa responsável, da UC, e do SFCR para registro da central geradora junto à ANEEL. A Figura 8 mostra o modelo da folha de dados para SFCR que será enviado à ANEEL.

Figura 8 — Dados do SFCR para serem enviados à ANEEL

 <b>DADOS PARA REGISTRO DA CENTRAL GERADORA (MMGD)</b>	
<b>Empresa Solicitante</b>	Nome da Empresa Nome do Responsável Técnico Número do Documento de Responsabilidade Técnica Número de Registro do Responsável no Conselho Título Profissional Telefone E-Mail
<b>Unidade consumidora</b>	Nova / Ampliação Titular Número instalação Classe Grupo Disjuntor Tensão de Conexão CNPJ/CPF Endereço CEP Município Telefone E-mail
<b>Unidades Geradoras - UFV</b>	Qtde Módulos Fabricante Módulos Modelo dos Módulos Área dos Arranjos (m2) Qtde Inversores Fabricante do Inversor Modelo do Inversor Soma das Potências Módulos (kW) Soma das Potências Inversores (kW) Data da conexão

Fonte: EDP (2021).

Após a homologação do projeto na distribuidora o cliente possui o prazo de até 120 dias para realizar a execução da instalação e solicitar a vistoria para conexão da microgeração ou minigeração distribuída à distribuidora e, caso esse prazo não seja cumprido, é necessário realizar outra solicitação de acesso para nova homologação do projeto. A distribuidora de energia possui um prazo de 7 dias para atender à solicitação de vistoria e 5 dias para a entrega do relatório de vistoria, que contém todas as pendências encontradas na vistoria. Após a adequação dos pontos de não conformidade por parte da UC a distribuidora de energia tem o prazo de 7 dias para aprovar o ponto de conexão e adequar o medidor liberando a UC de microgeração ou minigeração distribuída para sua efetiva conexão (EDP, 2020). A Figura 9 mostra o resumo das etapas do processo de homologação de um SFCR na distribuidora EDP.

Figura 9 — Etapas do Processo de Homologação de um SFCR

Etapa	Ação	Responsável	Prazo
1 - Solicitação de acesso	(a) Formalização da solicitação de acesso, com o encaminhamento de documentação, dados e informações pertinentes, bem como dos estudos realizados.	Acessante	-
	(b) Recebimento da solicitação de acesso	Distribuidora	-
	(c) Solução de pendências relativas às informações solicitadas no item 7.2.3	Acessante	-
2 - Parecer de acesso	(a) Emissão de parecer com a definição das condições de acesso.	Distribuidora	<ul style="list-style-type: none"> <li>i. Para central geradora classificada como microgeração distribuída quando não houver necessidade de melhoria ou reforço do sistema de distribuição, até 15 dias após a ação 1(b) ou 1(c).</li> <li>ii. Para central geradora classificada como minigeração distribuída, quando não houver necessidade de execução de obras de reforço ou de ampliação no sistema de distribuição, até 30 (trinta) dias após a ação 1(b) ou 1(c).</li> <li>iii. Para central geradora classificada como microgeração distribuída, quando houver necessidade de execução de obras de melhoria ou reforço no sistema de distribuição, até 30 dias após a ação 1(b) ou 1(c).</li> <li>iv. Para central geradora classificada como minigeração distribuída, quando houver necessidade de execução de obras de melhoria ou reforço no sistema de distribuição, até 60 dias após a ação 1(b) ou 1(c).</li> </ul>
3 - Implantação da conexão	(a) Solicitação de vistoria	Acessante	Até 120 dias após a ação 2(a)
	(b) Realização de vistoria.	Distribuidora	Até 7 (sete) dias após a ação 3(a)
	(c) Entrega para acessante do Relatório de Vistoria.	Distribuidora	Até 5 (cinco) dias após a ação 3(b)
4 - Aprovação do ponto de conexão	(a) Adequação das condicionantes do Relatório de Vistoria	Acessante	Definido pelo acessante
	(b) Aprovação do ponto de conexão, adequação do sistema de medição e início do sistema de compensação de energia, liberando a microgeração ou minigeração distribuída para sua efetiva conexão.	Distribuidora	Até 7 (sete) dias após a ação 3(b), quando não forem encontradas pendências.
5 - Contratos	Acordo Operativo ou Relacionamento Operacional	Acessante e Distribuidora	Acordo operativo até a ação 4(b), Relacionamento Operacional até a ação 2(a).

Fonte: EPD (2017).

Nota: Adaptado pelo autor.

Cada distribuidora de energia possui padrões técnicos específicos de projeto para acesso de microgeração e minigeração distribuídas, sendo, para a EDP, o padrão PT.PDT.PDN.03.14.011

para acesso em média tensão e alta tensão (EDP, 2017) e o padrão PT.PDT.PDN.03.14.012 para acesso em baixa tensão (EDP, 2018). Além destes padrões, os requisitos dispostos para as instalações elétricas pela ABNT NBR 5410:2004 devem ser seguidos e, em 2019, foi publicada a ABNT NBR 16690:2019 que trata sobre os requisitos de projeto de instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos.

#### 2.4.3 Análise Financeira

A análise financeira de um projeto fotovoltaico visa a determinação da viabilidade econômica do investimento através da análise de parâmetros econômicos e financeiros. Um sistema fotovoltaico será economicamente viável se o valor do investimento para implantação do sistema for menor do que o custo com energia elétrica que a UC pagará durante a vida útil do sistema. O *software* PV\*SOL possui, além das ferramentas de dimensionamento do sistema fotovoltaico, a possibilidade de realizar a análise financeira através do próprio *software* avaliando os principais parâmetros econômicos para projetos fotovoltaicos, tais como o fluxo de caixa, o valor presente líquido (VPL) o tempo de retorno do investimento e o custo nivelado de energia (LCOE).

O fluxo de caixa pode ser descrito como a relação entre a movimentação dos recursos financeiros, entradas e saídas de caixa, ao longo do tempo, sendo que esta relação pode ser representada pelo diagrama de fluxo de caixa (ESCOLA NACIONAL DE ADMINISTRAÇÃO PÚBLICA, 2015). Para o sistema fotovoltaico, o fluxo de caixa se inicia com o custo inicial de aquisição e instalação do sistema e, nos seguintes, os custos com manutenção ou troca de equipamentos, quando existir, são as saídas de caixa, enquanto a economia de energia gerada pela compensação dos créditos enérgicos seriam as entradas de caixa, durante a vida útil do sistema. Segundo PUCCINI (2016) o VPL de um fluxo de caixa pode ser definido como a medida do valor presente da riqueza futura gerada pelo empreendimento, podendo ser calculado pela equação:

$$VPL = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+r)^t} \quad (11)$$

Onde,

$I_0$  é o investimento inicial em R\$;



$FC_t$  é o fluxo de caixa resultante no ano  $t$  em R\$;

$r$  é a taxa de desconto do investimento usada para avaliar o fluxo de caixa;

$n$  é o tempo total do investimento em anos.

O investimento será então considerado viável caso possua VPL positivo o que implica que a redução dos custos com a energia, no caso de sistemas fotovoltaicos, é suficiente para compensar o investimento da instalação e manutenção do sistema fotovoltaico. O *payback* ou tempo do retorno do investimento, pode ser determinado pela razão entre o investimento inicial e os ganhos no período avaliado. No fluxo de caixa, o *payback* representa o ano em que o fluxo de caixa deixou de ser negativo para se tornar positivo (PUCCINI, 2016).

Outro importante indicador econômico para a avaliação do sistema fotovoltaico é o LCOE que indica o custo em reais da geração do sistema fotovoltaico. O cálculo do LCOE pode ser definido como a razão entre os custos operacionais da produção da energia pela energia gerada durante a vida útil do sistema e envolve não apenas os custos iniciais, mas também os custos com manutenções e troca de equipamentos, quando houver. O LCOE pode ser calculado pela equação (GUIMARÃES, 2019):

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{C_{O\&M}}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+i)^t}} \quad (12)$$

Onde,

$C_{O\&M}$  é o custo anual de operação e manutenção do sistema;

$i$  é a taxa de desconto utilizada para trazer valores futuros para o presente;

$E_t$  é a energia gerada no ano  $t$ .

O sistema será considerado financeiramente viável se o LCOE for menor do que o valor da tarifa de energia vigente, o que indica que a energia gerada pelo sistema fotovoltaico possui um custo menor do que a energia entregue pela distribuidora (GUIMARÃES, 2019).

A taxa de desconto adotada para a análise financeira será a taxa SELIC. Segundo o Banco Central do Brasil (2021) o Sistema Especial de Liquidação e Custódia (SELIC) é a taxa básica

de juros da economia, sendo o principal instrumento utilizado pelo Banco Central para controlar a Inflação, e para 2021 a meta para a taxa SELIC é de 6,25%, mas deve fechar o ano em torno de 7,63%.

## **2.5 Comentários Sobre o Referencial Teórico**

Neste capítulo foi apresentado o embasamento teórico necessário para o desenvolvimento do projeto. Foi abordado a alta necessidade de confiabilidade no fornecimento de energia elétrica em unidades de saúde e a forma como deve ser feito o contingenciamento nos diversos setores hospitalares. Foram apresentados os diversos componentes do sistema fotovoltaico dos blocos de geração, de condicionamento de potência e de armazenamento de energia. Comentou-se sobre as resoluções normativas vigentes que regularizam a GD e sobre os tipos de sistemas fotovoltaicos e suas principais configurações e formas de conexão na rede elétrica. Também foram abordados os equacionamentos necessários para o entendimento do dimensionamento de um SFH e as etapas do processo de homologação de um sistema fotovoltaico, além de uma revisão sobre a análise da viabilidade financeira de um sistema fotovoltaico.

### **3 CARACTERIZAÇÃO DA UNIDADE CONSUMIDORA**

Este trabalho tem por objetivo realizar o projeto de um SFH para atender ao Lacoste, um setor administrativo do HUCAM localizado em Vitória, Espírito Santo, visando aumentar a confiabilidade no fornecimento de energia elétrica da instalação. A definição da escolha do Lacoste como local da instalação do sistema fotovoltaica foi feita em conjunto com o Setor de Infraestrutura Física (SIF) do HUCAM, que contém uma equipe de técnicos e engenheiros responsáveis pela infraestrutura elétrica e manutenção dos diversos setores do hospital. O HUCAM é administrado pela Empresa Brasileira de Serviços Hospitalares (EBSERH), e o Lacoste é denominado, no organograma da empresa, como Divisão de Administração e Finanças (DAF). Foi levantado junto ao SIF a necessidade de um sistema que pudesse atuar como uma UPS para o Lacoste devido à sensibilidade e à quantidade das informações que são tramitadas neste setor, e não podem ser perdidas em caso de falta por parte da rede de energia, além de sua localização estratégica para a instalação dos módulos e sua proximidade do setor onde fica localizado o SIF, possibilitando que posteriormente sejam realizados novos estudos sobre o SFH e este seja instalado em outros setores críticos do hospital.

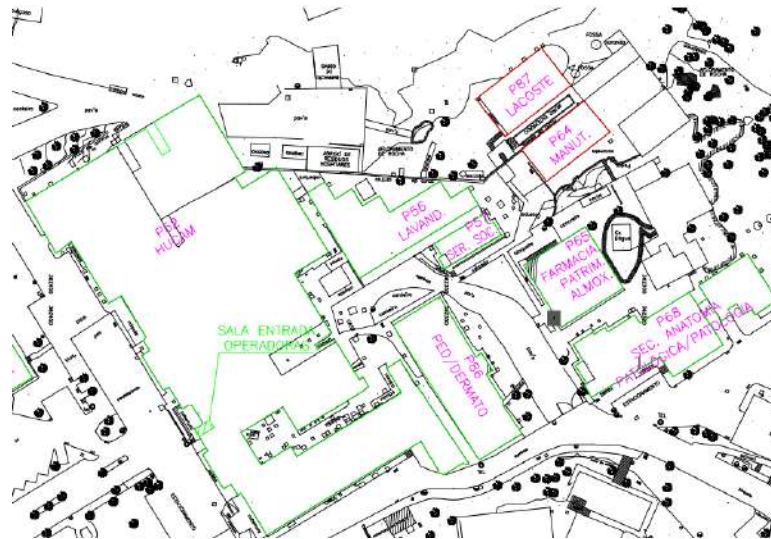
Este capítulo apresentará a metodologia utilizada para a caracterização da UC referente à sua localização, ao seu consumo médio anual e ao recurso solar disponível na região. Também será apresentado as características de conexão do Lacoste com o sistema de alimentação do hospital, a definição do sistema fotovoltaico desenvolvido e os critérios adotados para o dimensionamento através do *software* PV\*SOL.

#### **3.1 Localização da Unidade Consumidora e o Recurso Solar Disponível**

O Lacoste é uma edificação pertencente ao HUCAM localizado no interior da instituição, onde se encontram diversos setores vitais para o trabalho administrativo e para o andamento dos processos do hospital, como o setor de compras, de licitação, de contratos, de contabilidade, de patrimônio e financeiro do hospital.

A Figura 10 mostra parte da planta de implantação do hospital com a localização do Lacoste que corresponde ao prédio de número P87 na identificação do hospital.

Figura 10 — Planta de Implantação HUCAM



Fonte: Elaborado pelo autor.

Embora o local a ser alimentado pelo SFH seja o Lacoste, os módulos fotovoltaicos do sistema serão instalados no prédio em frente ao Lacoste, denominado na planta de implantação do hospital como P64 Manutenção, mas na realidade é uma edificação de suporte ao almoxarifado central utilizado como depósito de equipamentos. Esta localização foi escolhida pois o telhado do Lacoste é formado por telhas coloniais, divididas em dois telhados e com 4 águas diferentes, além da proximidade de árvores que podem resultar em um maior sombreamento dos módulos, enquanto o telhado do prédio P64 é contínuo formado por telhas metálicas e possui apenas duas águas, o que facilita a instalação dos módulos. Utilizando o *software* de navegação Google Maps é possível determinar a posição da instalação bem como as coordenadas de latitude e longitude da instalação, como mostra a Figura 11.

Figura 11 — Localização da Instalação



Fonte: Elaborado pelo autor.

Assim, as coordenadas geográficas fornecidas pelo *software* de navegação são latitude de 20,30035° sul e longitude de 40,31876° oeste. A partir destes dados é possível encontrar os valores de irradiação solar do local mais próximo medido através do *software* SunData. O Quadro 3 mostra os valores de irradiação solar diária média mensal em kWh/m<sup>2</sup>.dia na localidade de Vitória Espírito Santo.

Quadro 3 — Irradiação Solar Diária Média Mensal em Vitória/ES

Ângulo	Inclinação	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média
Plano horizontal	0° N	6,20	6,54	5,40	4,61	3,93	3,63	3,72	4,45	4,90	5,03	5,12	5,96	4,96
Ângulo igual à latitude	20° N	5,63	6,24	5,52	5,11	4,69	4,51	4,54	5,10	5,16	4,91	4,74	5,36	5,13

Fonte: Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (2018).

Nota: Adaptado pelo autor.

O Gráfico 2 mostra os valores de irradiação solar no plano inclinado em Vitória Espírito santo.

Gráfico 2 — Irradiação Solar no Plano Inclinado em Vitória/ES



Fonte: Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (2018).

A inclinação do telhado é de aproximadamente 2° e o sistema fotovoltaico será fixado seguindo esta inclinação, sem estruturas de correção de angulação e, portanto, pode-se considerar o plano horizontal como referência da instalação dos módulos. A seção 2.2.1 aborda uma visão geral sobre os principais motivos para a não utilização de recursos para a correção da inclinação dos módulos fotovoltaicos instalados em telhados, podendo-se destacar principalmente problemas relacionados à ação do vento e ao sombreamento sobre as *strings* causado pela correção da

inclinação dos módulos, sendo assim mais viável maximizar a quantidade de módulos na instalação do que realizar a correção da inclinação dos módulos.

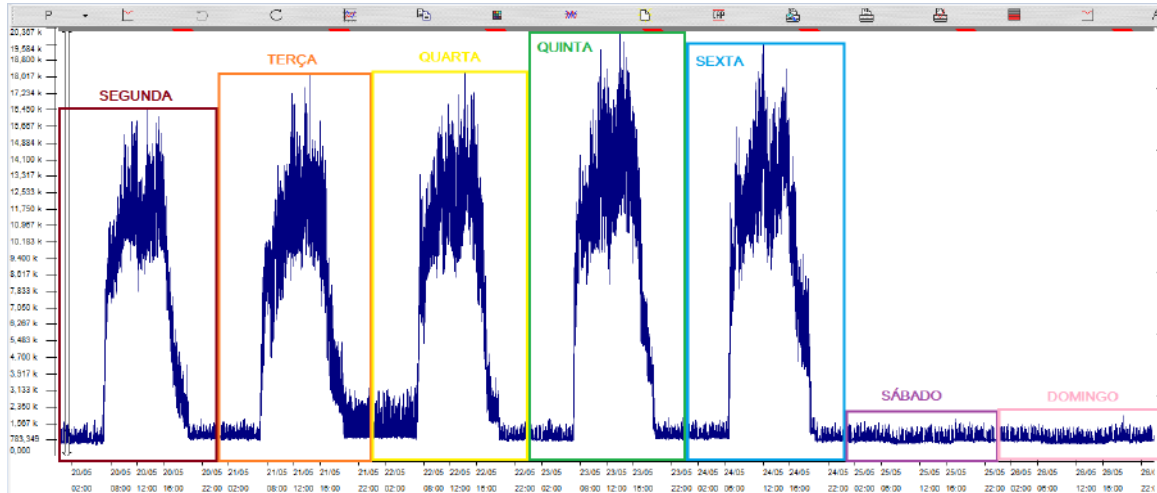
### 3.2 Levantamento do Consumo

O HUCAM é uma UC pertencente ao grupo A que é composto por unidades com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3 kV ou atendido por rede subterrânea e caracterizado por uma tarifa binômia (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2010). Está incluído no subgrupo A4, para UCs com tensão de fornecimento entre 2,3 kV e 25 kV, sendo enquadrado na modalidade tarifária horária verde com demanda contratada de 1,2 MW. A medição do hospital é feita na cabine de medição geral, em MT, onde também é realizada a medição do ramal da UFES *Campus Maruípe*, conforme o diagrama unifilar da cabine de multimedição geral do HUCAM presente no Anexo A. Por este motivo não é possível determinar o consumo do Lacoste através da fatura de energia, pois esta engloba a medição de todos os setores do Hospital. Assim, foi utilizado o analisador de energia RE 6000, que pertence a um grupo de pesquisa do departamento de Engenharia Elétrica da UFES, para fazer o levantamento do consumo da instalação. O analisador foi instalado no disjuntor geral do Lacoste para medição de tensão, de corrente e de potência das 3 fases e do neutro. A medição foi realizada por 12 dias dos quais foram selecionados 7 dias para análise do padrão de consumo da instalação, que foram dos dias 20/05/2019 a 26/05/2019. Foi decidido utilizar os dados do ano de 2019 pois neste ano o setor estava em pleno funcionamento e, devido à pandemia que se iniciou no ano de 2020, não foi possível atualizar os dados medidos em razão das medidas adotadas pelo HUCAM para o enfrentamento à pandemia, tais como a utilização de ventilação natural para controle de temperatura dos ambientes em detrimento do uso de equipamentos de ar condicionado e o rodízio do trabalho presencial e *home office* de funcionários e colaboradores dos diversos setores administrativos do hospital, inclusive o Lacoste (UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO, 2021).

Os dados coletados pelo RE 6000 foram lidos pelo *software* da própria Embrasul o ANL 6000 e o resumo dos dados são apresentados no Apêndice A. O Gráfico 3 mostra a curva de carga da instalação durante o período de medição. É possível uma curva de carga típica de unidades administrativas, com início do expediente por volta das 7 horas da manhã e fim do expediente por volta das 18 horas da noite. Nota-se também que nos finais de semana a demanda da

instalação é mínima, assim como nos horários em que não existe expediente, sendo essas cargas referentes a aparelhos que se mantêm ligados em *stand-by* ou que não podem ser desligados.

Gráfico 3 — Curva de Carga da Instalação



Fonte: Elaborado pelo autor.

A partir do Gráfico 3 também é possível verificar que a curva de carga tem o seu pico por volta do meio dia e o início da tarde, indicando que este é o período de maior consumo da instalação. Este padrão de consumo coincide com o padrão de geração do sistema fotovoltaico, o que resulta em um melhor aproveitamento da energia gerada pelo sistema (VILALVA, 2015). A partir dos dados extraídos do ANL 6000 foi elaborado, através do *software Excel*, a curva de consumo diário da instalação, que é mostrada no Gráfico 4.

Gráfico 4 — Consumo Diário da Instalação



Fonte: Elaborado pelo autor.

Nota-se que o pico do consumo diário ocorre na quinta feira e que no final de semana o consumo se reduz ao mínimo. O consumo médio da instalação obtido é de 99,5 kWh/dia sendo necessário uma geração de, no mínimo 35.820 kWh/ano para suprir todo o consumo do Lacoste.

### 3.3 Definição do Sistema Fotovoltaico

O Lacoste está conectado em uma das 3 subestações abrigadas do HUCAM, a SE 52.3, e é alimentado por um transformador a seco de 500 kVA com tensão primária em 11,4 kV e tensão secundária em 220/127 V. O transformador é contingenciado por um GMG de emergência de 500 kVA e alimentado através de um Quadro de Transferência Automático (QTA) que funciona com intertravamento elétrico através de um disjuntor motor de rede e um disjuntor motor de grupo, que garantem a desconexão da rede na identificação de faltas e a entrada do GMG. O disjuntor geral do Lacoste tem corrente nominal de 100 A trifásico, conforme diagrama unifilar da SE 52.3 apresentado no Anexo B.

O SFH será do tipo *All in One*, ou seja, serão utilizados dois inversores, um inversor será do tipo *grid-tie* e deverá ser homologado pela concessionária de energia EDP, enquanto o outro será um inversor híbrido que estará conectado à rede mas atuando apenas como carga para o sistema elétrico da distribuidora, nunca injetando corrente na rede. Como o SFH do tipo *All in One* é modular serão projetados dois sistemas de forma separada cada um com seu dimensionamento próprio.

Para o SFCR será avaliada a possibilidade de se dimensionar a quantidade de módulos fotovoltaicos de acordo com a área de telhado disponível do prédio P64, que é cerca de 246 m<sup>2</sup>. O intuito é dimensionar um sistema que gere mais do que o consumido pelo Lacoste, sendo a potência de geração limitada ao valor do disjuntor geral do Lacoste. Segundo o padrão técnico da EDP ES o limite para microgeração distribuída, equivalente a 75 kW, corresponde a um disjuntor de 200 A no sistema trifásico 220 V (EDP, 2017). O ponto de conexão do acessante com microgeração ou minigeração distribuída deve ser o ponto de entrega da concessionária, que no caso do HUCAM acontece no poste de derivação antes da cabine de medição do hospital. Assim, como o disjuntor do Lacoste possui corrente nominal de 100 A, o sistema implantado será de microgeração distribuída com UC em acesso em MT. Este tipo de conexão é previsto pelo padrão técnico da concessionária EDP e os requisitos de acesso são descritos na Figura 12



Figura 12 — Requisitos Mínimos de Acesso em Função da Potência Instalada

Equipamento	Potência Instalada		
	Menor ou igual a 75 kW	76 kW a 500 kW	501 kW a 5 MW
Elemento de desconexão <sup>(1)</sup>	Sim	Sim	Sim
Elemento de interrupção <sup>(2)</sup>	Sim	Sim	Sim
Transformador de acoplamento <sup>(3)</sup>	Não	Sim	Sim
Proteção de sub e sobre tensão	Sim <sup>(4)</sup>	Sim <sup>(4)</sup>	Sim
Proteção de sub e sobre frequência	Sim <sup>(4)</sup>	Sim <sup>(4)</sup>	Sim
Proteção contra desequilíbrio de corrente	Não	Não	Sim
Proteção contra desbalanço de tensão	Não	Não	Sim
Sobre corrente direcional	Não	Sim	Sim
Sobre corrente com restrição de tensão	Não	Não	Sim
Relé de sincronismo	Sim <sup>(5)</sup>	Sim <sup>(5)</sup>	Sim <sup>(5)</sup>
Anti-ilhamento	Sim <sup>(6)</sup>	Sim <sup>(6)</sup>	Sim <sup>(6)</sup>
Medição	Sistema de Medição Bidirecional <sup>(7)</sup>	Medidor 4 Quadrantes	Medidor 4 Quadrantes

Fonte: EDP (2017).

Nota: 1. Chave seccionadora visível e acessível que a acessada usa para garantir a desconexão da central geradora durante manutenção em seu sistema, exceto para micro ou minigeradores que se conectam à rede através de inversores.

2. Elemento de interrupção automático acionado por proteção, para microgeradores distribuídos e por comando e/ou proteção, para minigeradores distribuídos.

3. Transformador de interface entre a unidade consumidora e a rede de distribuição.

4. Não é necessário relé de proteção específico, mas um sistema eletroeletrônico que detecte tais anomalias e que produza uma saída capaz de operar na lógica de atuação do elemento de interrupção.

5. Não é necessário relé de sincronismo específico, mas um sistema eletroeletrônico que realize o sincronismo com a frequência da rede e que produza uma saída capaz de operar na lógica de atuação do elemento de interrupção, de maneira que somente ocorra a conexão com a rede após o sincronismo ter sido atingido.

6. No caso da operação em ilha do acessante, a proteção de anti-ilhamento deve garantir a desconexão física entre a rede de distribuição e as instalações elétricas internas à unidade consumidora, incluindo a parcela de carga e de geração, sendo vedada a conexão ao sistema da distribuidora durante a interrupção do fornecimento.

7. O sistema de medição bidirecional deve, no mínimo, diferenciar a energia elétrica ativa consumida da energia elétrica injetada na rede.

Como o Lacoste está conectado ao GMG de 500 kVA e possui um QTA que garante a desconexão física do sistema em caso falta, o SFH poderá ser instalado mesmo sem a

necessidade de uma chave seletora própria, como é realizado nos SFH *All in One* convencionais. Além disso, o fato do GMG atuar em rampa e possuir as funções de proteção ANSI 67, referente ao relé direcional de sobrecorrente, e ANSI 59, referente ao relé de sobretensão (INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONIC ENGINEERS, 2008), garante que em momentos de falta de rede a potência de geração não será injetada na rede da concessionária. Assim, como forma de proteção adicional, será considerado em projeto a chave seletora de fontes para o SFI cumprindo todos os requisitos da Figura 12 para o acesso de microgeração distribuída. Como o sistema *on-grid* possuirá uma potência instalada muito abaixo da potência do transformador que alimenta o Lacoste, o excedente gerado será consumido pelas cargas conectadas ao transformador e a análise financeira do sistema será baseado no custo da energia que deixou de ser consumida pela rede, admitindo-se assim um consumo instantâneo de 100% da geração.

Para o SFI deverá ser dimensionado o banco de baterias e o inversor híbrido para atender as cargas do Lacoste. Devido à limitação de potência de inversores híbridos disponíveis no mercado, será considerado no dimensionamento a alimentação por parte do sistema *off-grid* apenas de cargas críticas, tais como as tomadas de computadores e o *rack* de informática. O sistema funcionará então como uma UPS para as cargas críticas evitando que estas sejam desligadas no momento da queda de energia até o GMG entrar em operação, tempo que gira em torno de 15 segundos, enquanto o tempo de transferência dos inversores híbridos gira em torno de 10 ms, fazendo com que a carga não seja desligada nessa transição. A análise financeira do SFI será pautada na comparação entre a utilização deste tipo de sistema e o uso de *nobreaks* comerciais que possuem a mesma função de operação.

### **3.4 Comentários Sobre a Caracterização da Unidade Consumidora**

Neste capítulo foi apresentado a caracterização da UC e do sistema fotovoltaico proposto. Foram abordados os tópicos referentes à localização da UC e o recurso solar disponível na região de Vitória no Espírito Santo, onde o sistema será instalado. Comentou-se sobre o sistema de alimentação em MT do HUCAM e como o SFH será conectado a este sistema, além dos requisitos mínimos do acesso de microgeração distribuída na rede da distribuidora EDP. Por fim foram definidas as estratégias e as principais características do dimensionamento do SFH proposto neste trabalho.

## 4 PROJETO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO HÍBRIDO

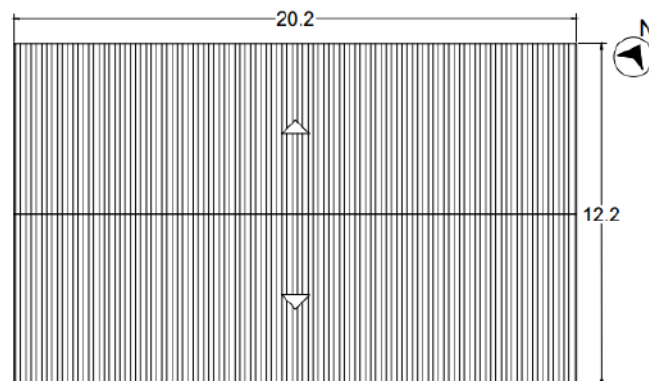
Para o correto projeto do SFH será feito o uso do *software* de simulação PV\*SOL. Através do *software* é possível determinar com precisão as perdas referentes à inclinação, ao sombreamento, à eficiência dos módulos e inversores, à sujeira, à temperatura e demais fatores que influenciam na geração do sistema. Alguns destes fatores quando não determinados, como é o caso da influência do coeficiente de temperatura, podem resultar na queima dos equipamentos (VILLALVA, 2015).

Neste capítulo será apresentado o dimensionamento do SFH do tipo *All in One* que, por ser um sistema modular, pode ser dividido em *on-grid* e *off-grid*. O dimensionamento *on-grid* tem por objetivo o máximo aproveitamento da área disponível do telhado enquanto o dimensionamento *off-grid* visa atender à demanda energética das cargas críticas de acordo com as características do sistema. Também será abordado a elaboração do gerenciamento do SFH e a definição das prioridades do sistema. Por fim será realizado o projeto do SFH e apresentado as etapas de homologação do sistema na distribuidora de energia EDP.

### 4.1 Dimensionamento *On-Grid*

O PV\*SOL permite a modelagem 3D da instalação, o que facilita os estudos de sombreamento e orientação dos módulos. As dimensões do telhado foram medidas no local e são mostradas na Figura 13.

Figura 13 — Planta Baixa do Telhado da Instalação



Fonte: Elaborado pelo autor.

Para a modelagem 3D do dimensionamento foram consideradas as dimensões do telhado presentes na Figura 13 com a altura do telhado de 3,5 metros e inclinação de 2°.

#### 4.1.1 Dados de Entrada e de Consumo

Para o início do dimensionamento é necessário inserir o tipo de sistema a ser realizado. Como, para o PV\*SOL, o SFH só existe no formato Bi-modal, onde apenas um inversor híbrido é utilizado tanto para injeção quanto para consumo da rede, é necessário considerar a modelagem para dois sistemas separados. Assim, no dimensionamento *on-grid* será considerado um sistema fotovoltaico conectado à rede com consumo e simulação 3D. Após a definição do sistema são preenchidos os campos de localização com a latitude e longitude do local de instalação, onde o *software* define através do seu banco de dados as variáveis relevantes para a elaboração do projeto, tais como os dados climáticos e valores de irradiação do local. Por fim, foi detalhada a rede CA do SFCR com a tensão fase e neutro de 127 V e sistema trifásico. A Figura 14 mostra a caracterização do sistema no PV\*SOL.

Figura 14 — Caracterização do Sistema *On-grid*

**Tipo de sistema, clima e rede**

Tipo de sistema  
3D, Sistema fv conectado à rede com consumo



Tipo de modelagem  
 Modelar sistema em 3D

Intervalo da simulação  
 1 hora (simulação mais rápida)  
 1 minuto (simulação mais precisa)

Dados climáticos

País		Local	
Brasil		Vitoria (1991-2010)	
Latitude	-20° 19' 1"	Soma anual da irradiação global	1697 kWh/m <sup>2</sup>
Longitude	-40° 19' 58"	Média anual da temperatura	25 °C
Fuso horário	UTC-3		
Período	1991 - 2010		

[Parâmetros da simulação](#)

Rede c.a.

Inserir

Tensão (N-L1)	127 V
Quantidade de	3-fásico
cos φ	1
Limitação da potência de injeção	Não

Fonte: Elaborado pelo autor.

Os dados do consumo da UC, coletados com o analisador de energia e apresentados na seção 3.2, são inseridos no PV\*SOL, com o valor anual de 35.850 kWh.

#### 4.1.2 Dimensionamento dos Módulos

Após a determinação do perfil de consumo da UC e do tipo de sistema a ser dimensionado é necessário elaborar o modelo 3D que irá representar o SFCR, considerando a orientação, a altura e a inclinação do telhado onde os módulos serão instalados. A modelagem do local pode ser realizada através de blocos geométricos padrões presentes no PV\*SOL onde são inseridas as dimensões para formar o objeto a ser modelado ou através da utilização de um *software* de geolocalização. Assim, foi considerado o *software* Google Earth Pro para a modelagem do local, permitindo uma visualização do mapa através de um modelo tridimensional. Ao inserir as coordenadas de latitude e longitude do HUCAM no Google Earth Pro é obtido a localização exata e as dimensões aproximadas do local da instalação e dos objetos ao redor. Para a modelagem do local foram utilizados os dados medidos enquanto para a modelagem das árvores ao redor do prédio P64 foi utilizado o mapa tridimensional gerado pelo Google Earth Pro. Após a modelagem do prédio foi realizado a disposição dos módulos fotovoltaicos no telhado, conforme Figura 15. É possível notar que o prédio P64 possui duas águas, ou duas faces, sendo uma orientada à noroeste enquanto a outra está orientada à sudeste.

Figura 15 — Posição dos Módulos em Planta Baixa



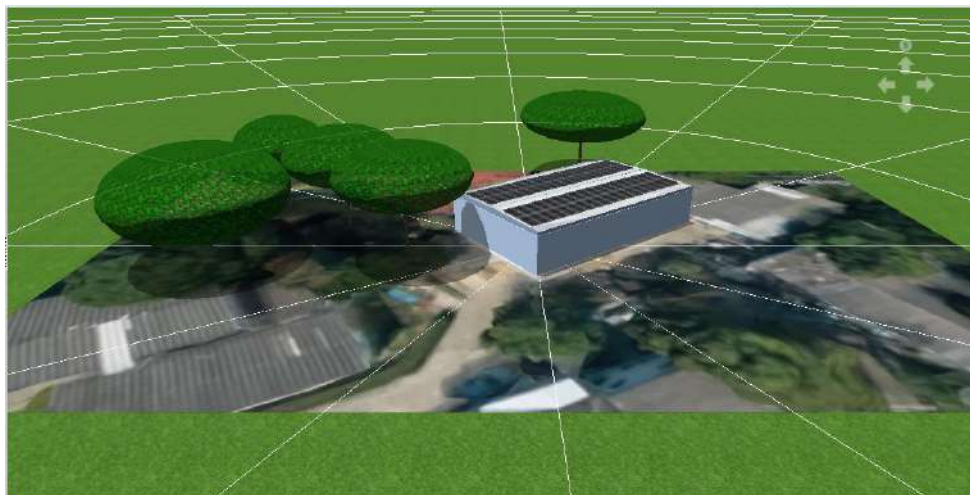
Fonte: Elaborado pelo autor.

Para a distribuição dos módulos foi considerado a maximização da geração cobrindo o máximo de área possível do telhado. Para a escolha dos equipamentos, tanto do sistema *on-grid* quanto do sistema *off-grid*, mesmo o sistema sendo modular e podendo ser utilizados equipamentos de diversas marcas, foram considerados para o dimensionamento equipamentos homologados e

utilizados pela empresa PHB Solar, uma empresa brasileira com sede em São Paulo, líder no mercado de SFH no Brasil, com fabricação e instalação destes sistemas em diversos estados brasileiros (PHB SOLAR, 2021b).

O módulo escolhido foi o da marca LONGI SOLAR modelo LR4-72HPH-455M com potência nominal de 455 Wp. Este é um módulo monocristalino de 144 células e com a tecnologia *half-cell* o que permite que, em caso de sombreamento parcial no módulo, apenas a parte sombreada do módulo será afetada, e não o módulo por completo, como acontece nas células fotovoltaicas padrão, possibilitando uma maior eficiência do sistema fotovoltaico (VILLALVA, 2019a). A Figura 16 mostra a modelagem 3D do sistema.

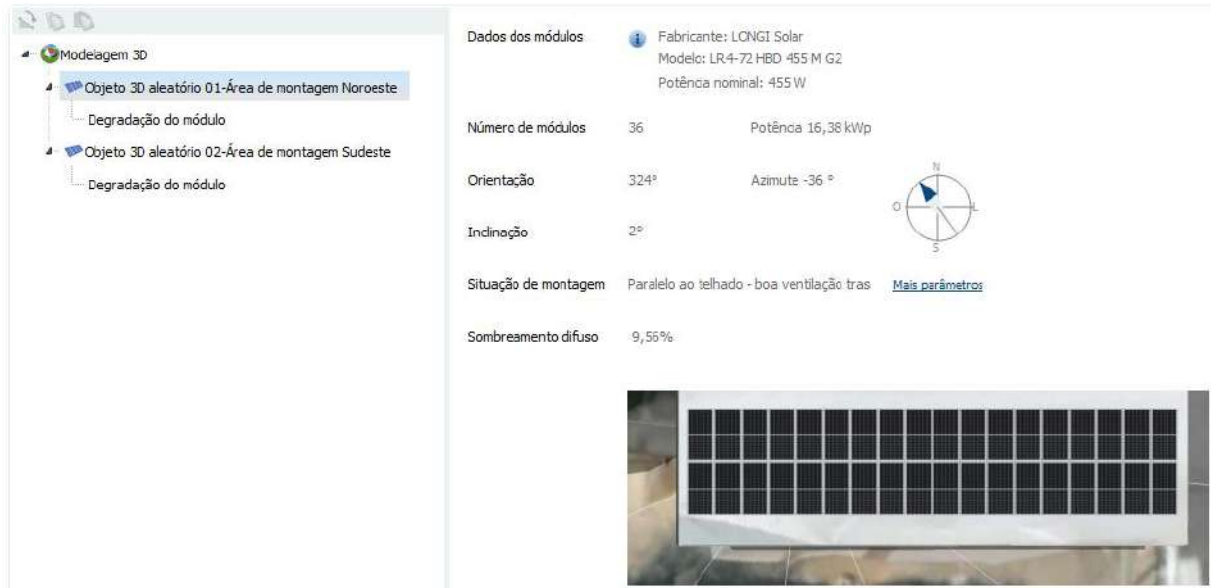
Figura 16 — Modelagem 3D dos Sistema Fotovoltaico



Fonte: Elaborado pelo autor.

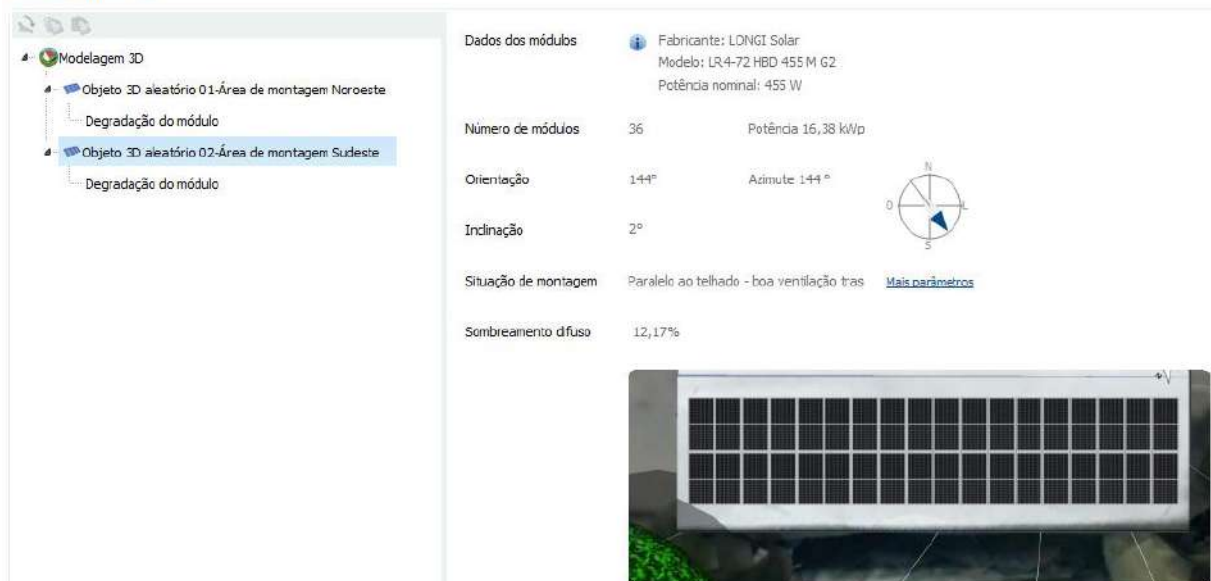
No total, foi possível alocar 72 módulos fotovoltaicos de 455 Wp totalizando 32,76kWp de potência instalada. Os módulos foram divididos igualmente entre as faces do telhado, sendo que a Figura 17 mostra a quantidade de módulos instalados na face orientada para a direção noroeste enquanto a Figura 18 mostra a quantidade de módulos instalados na face orientada para a direção sudeste. Nota-se que em cada face do telhado foram previstos 36 módulos instalados sobre estrutura de suporte paralela ao telhado, ou seja, com a mesma inclinação de 2° sem correção de inclinação. As perdas referentes à inclinação e à orientação dos módulos são consideradas pelo PV\*SOL no cálculo da geração total do sistema e podem ser observadas através do desempenho do sistema, variável apresentada na Figura 28.

Figura 17 — Quantidades de Módulos Face Noroeste

**Modelagem 3D**

Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 18 — Quantidade de Módulos Face Sudeste

**Modelagem 3D**

Fonte: Elaborado pelo autor.

Nota-se que o sombreamento difuso, ou seja, aquele onde a sombra não incide diretamente sobre os módulos mas tem influência no valor de irradiação que chega aos módulos, é maior na face sudeste do que na face noroeste. Isto acontece devido à grande presença de árvores

localizadas próximo a face sudeste do prédio P64, como pode ser observado na modelagem 3D mostrada na Figura 16.

Após o posicionamento dos módulos no telhado é preciso realizar o estudo de perdas por sombreamento. A partir da modelagem 3D realizada é possível determinar através de simulação o nível médio de perdas anual por sombreamento em cada módulo do sistema. A Figura 19 mostra o sombreamento da face noroeste, onde pode-se observar que os módulos localizados mais à esquerda do telhado possuem maior perdas por sombreamento, podendo chegar a 6,2% de perdas de geração anual do módulo.

Figura 19 — Estudo de Sombreamento Face Noroeste

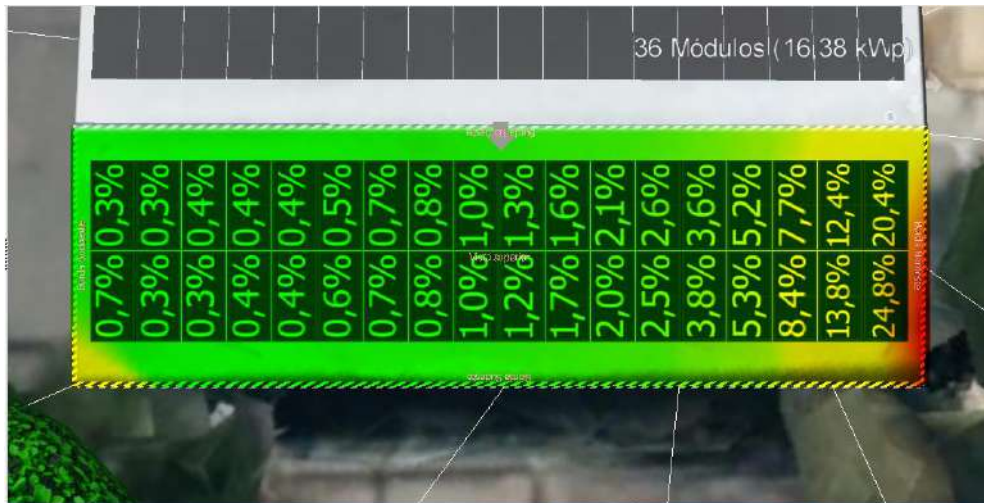


Fonte: Elaborado pelo autor.

O estudo de sombreamento da face sudeste do telhado é apresentado na Figura 20. É possível observar que a influência do sombreamento nesta face do telhado é muito superior ao sombreamento na face noroeste, afetando cerca de 24,8% de toda a geração anual do módulo na posição mais crítica.



Figura 20 — Estudo de Sombreamento Face Sudeste



Fonte: Elaborado pelo autor.

É possível perceber que a utilização de um *software* para o dimensionamento é crucial para a correta elaboração de um projeto fotovoltaico, sendo possível prever com exatidão as perdas que influenciam significativamente na geração do sistema.

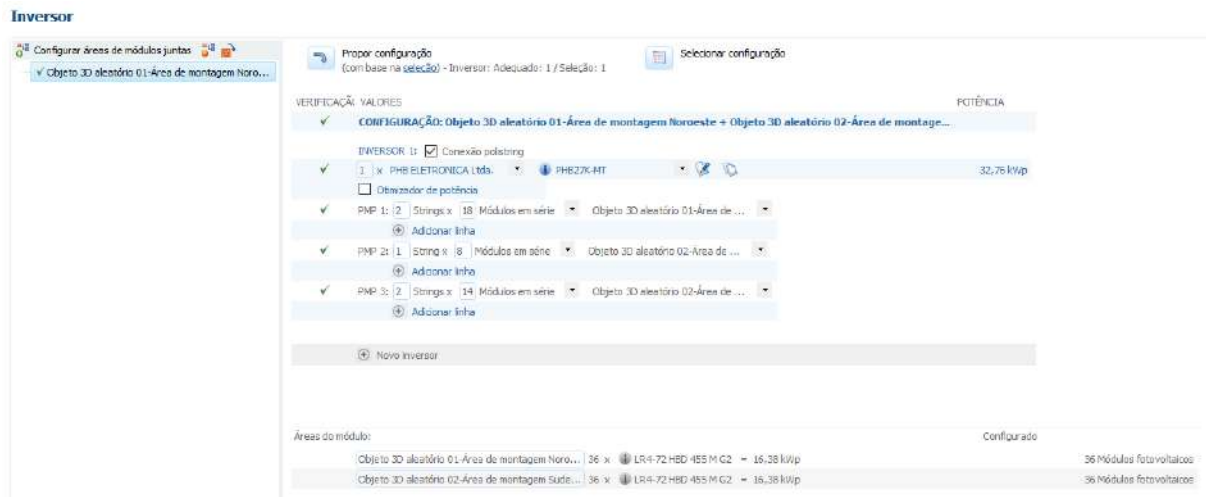
#### 4.1.3 Dimensionamento do Inversor

Após o dimensionamento dos módulos fotovoltaicos a próxima etapa é a configuração e o dimensionamento do inversor *grid-tie*. A forma de ligação dos módulos no inversor é denominada de arranjo fotovoltaico, podendo os módulos serem ligados em série ou em paralelo em cada MPPT, ou ponto de máxima potência (PMP, do inglês *maximum power point*) conforme nomenclatura do PV\*SOL, do inversor. Os módulos conectados em série formam uma *string*, tendo como característica elétrica a soma das tensões de cada módulo, com o objetivo de atingir o valor mínimo de tensão do MPPT. Da mesma forma, várias *strings* podem ser conectadas em paralelo, tendo a corrente de cada *string* somadas, visando atingir o valor de corrente ideal para o MPPT do inversor (VILLALVA, 2015).

Para evitar o efeito de *mismatch*, que acontece quando módulos fotovoltaicos de diferentes potências ou instalados em diferentes angulações ou orientações são conectados na mesma *string* ou no mesmo MPPT, é importante que as faces do telhado sejam conectadas em MPPTs próprios (PINHO; GALDINO, 2014). Para este projeto foi considerado o inversor da PHB Solar modelo PHB-27K-MT que possui tensão 220 V trifásico, potência nominal de 27 kWp, três

entradas de MPPT com a possibilidade de inserção de até duas *strings* em paralelo por MPPT. A Figura 21 mostra a divisão dos módulos para cada MPPT do inversor selecionado.

Figura 21 — Divisão dos Módulos por MPPT



Fonte: Elaborado pelo autor.

Os módulos da face noroeste foram divididos em duas *strings* de 18 módulos cada, conectadas em paralelo ao MPPT 1 do inversor. Os módulos da face sudeste foram divididos entre os dois MPPTs restantes, sendo duas *strings* de 14 módulos conectadas ao MPPT 3 e uma *string* de 8 módulos conectada ao MPPT 2. A decisão da divisão dos módulos do MPPT 2 foi motivada pelo nível de sombreamento maior na face sudeste, devido ao fato de o módulo com maior sombreamento limitar a potência de geração dos módulos conectados na mesma *string*. O MPPT 2 foi reservado para os módulos que serão conectados ao inversor híbrido, e sua configuração será explicitada na seção 4.2.2 deste trabalho. A Figura 22 mostra a divisão das *strings* conectadas em cada MPPT representados por cores e de forma numérica, onde o primeiro número indica a qual inversor cada módulo está conectado, no caso como existe apenas um inversor todos recebem o número 1. O segundo número indica o MPPT ao qual a *string* está conectada, sendo numeradas de 1 a 3 possibilidades. O terceiro número indica em qual *string* o módulo está conectado, sendo a *string* número 1 ou 2, enquanto o último número se refere ao número do próprio módulo, podendo ser entre 1 e 18, na *string*.

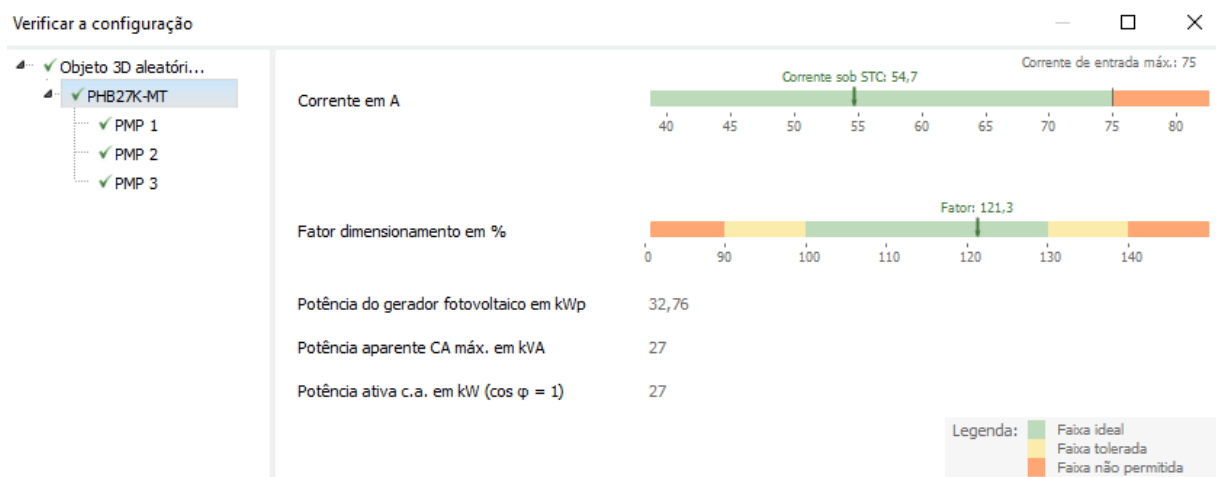
Figura 22 — Módulos por MPPT em Planta Baixa



Fonte: Elaborado pelo autor.

Após a definição da divisão dos módulos é necessário conferir se o arranjo dimensionado está dentro dos valores limites para o funcionamento do inversor, tais como corrente máxima do inversor e *oversizing*. Neste projeto foi considerado um *oversizing* de aproximadamente 121,3% haja visto que os módulos possuem potência instalada de 32,76 kWp enquanto o inversor possui potência nominal de 27 kWp. A Figura 23 mostra os principais parâmetros elétricos do inversor dimensionado, assim como seus dados de operação.

Figura 23 — Parâmetros Elétricos do Inversor

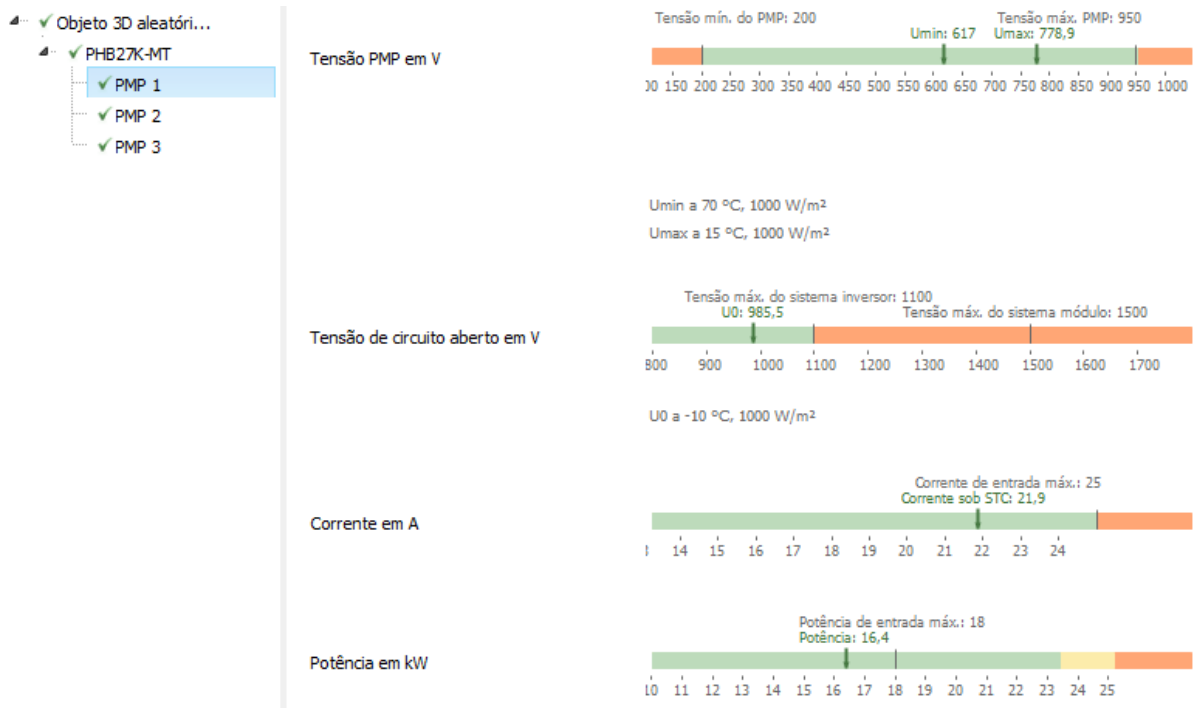


Fonte: Elaborado pelo autor.

Além dos limites estabelecidos para o inversor como um todo, é necessário verificar as condições em cada MPPT. Assim é preciso que os valores dimensionados estejam dentro dos limites de tensão de circuito aberto ( $V_{OC}$ ), tensão máxima ( $V_{i_{MPPTmax}}$ ) e tensão mínima

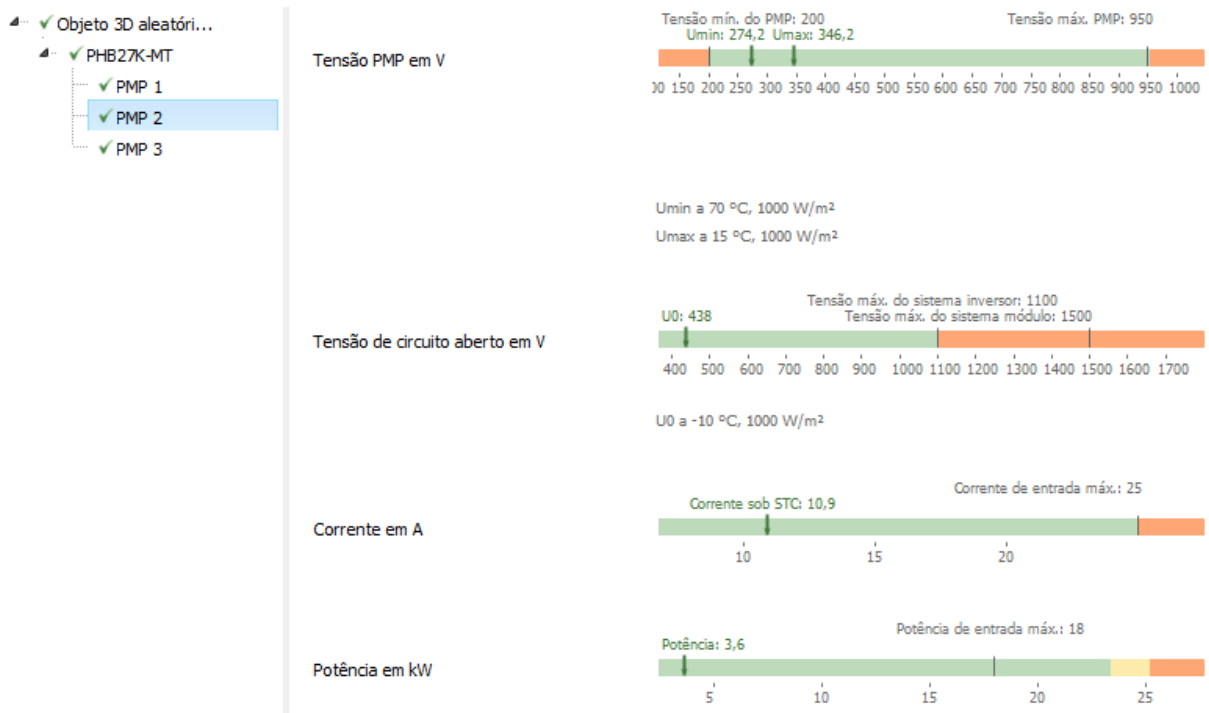
( $V_{i_{MPPTmin}}$ ) de operação, além da corrente máxima ( $I_{imax}$ ). A Figura 24, a Figura 25 e a Figura 26 mostram os parâmetros elétricos do MPPT 1, do MPPT 2 e do MPPT 3 respectivamente.

Figura 24 — Parâmetros Elétricos do MPPT 1



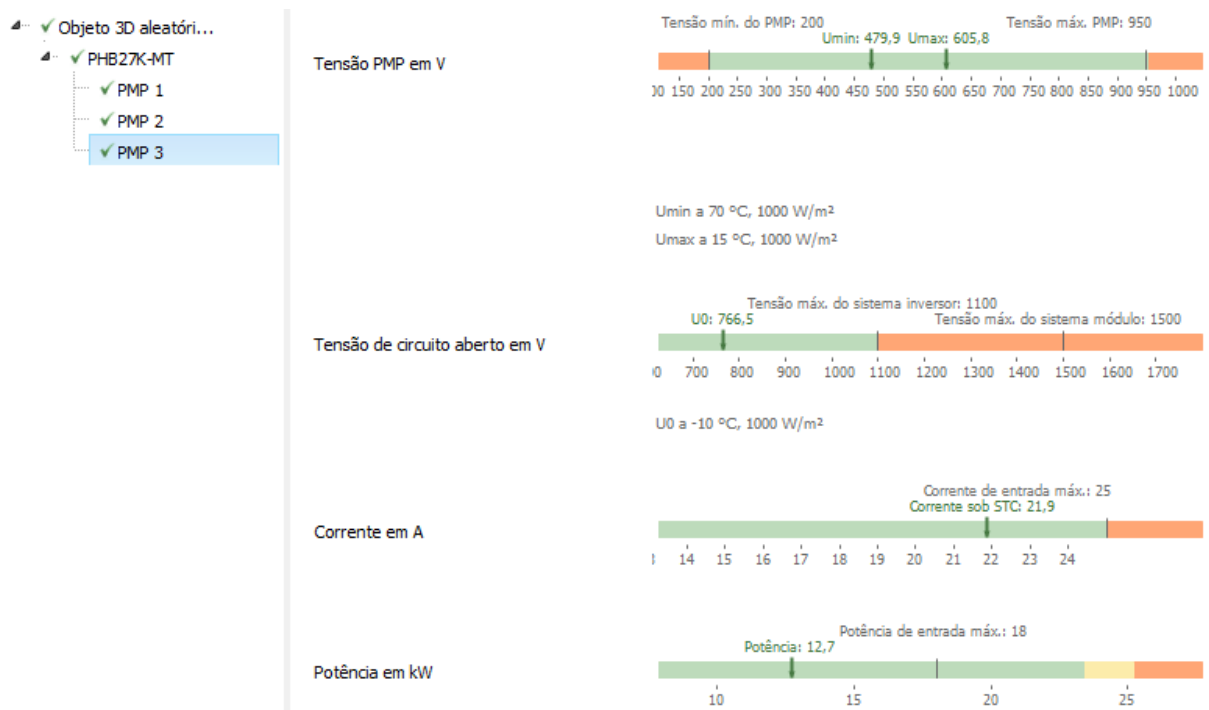
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 25 — Parâmetros Elétricos do MPPT 2



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 26 — Parâmetros Elétricos do MPPT 3

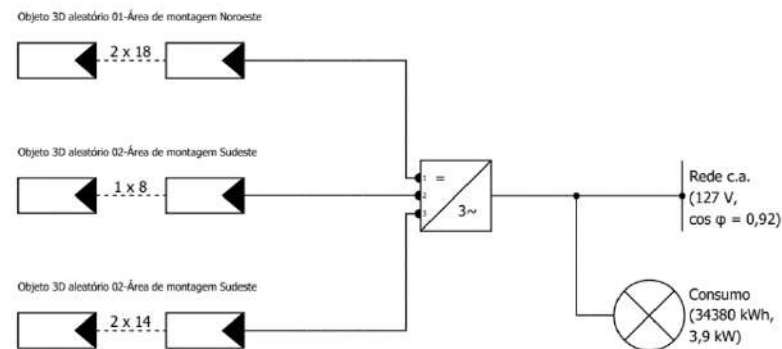


Fonte: Elaborado pelo autor.

É possível observar que todos os MPPTS estão dentro dos limites máximos e mínimos e, portanto, o dimensionamento pode ser considerado válido. Importante frisar que o MPPT 2 está reservado para o acesso do inversor híbrido, e o seu dimensionamento visa atender tanto os requisitos do inversor *grid-tie* quanto do inversor híbrido proposto.

Após a definição dos inversores e dos módulos fotovoltaicos o PV\*SOL gera o diagrama de blocos simplificado e as características do sistema determinados pela simulação. A Figura 27 mostra o diagrama de blocos simplificado do SFCR.

Figura 27 — Diagrama de Blocos Simplificado do SFCR



Fonte: Elaborado pelo autor.

A Figura 28 ilustra as características de geração e consumo do SFCR. Vale destacar que a taxa de desempenho (TD) do sistema ficou em torno de 80,3%, enquanto as perdas anuais totais por sombreamento somam 8,5%. Além disso o PV\*SOL calcula também a contribuição na redução de emissões de CO<sub>2</sub>, que equivale a 20.369 kg/ano. Nota-se também que o excedente de geração, em relação ao consumo, gira em torno de 121% por ano, excedente este que será consumido pelas cargas conectadas ao transformador que alimenta o Lacoste.

Figura 28 — Características do SFCR

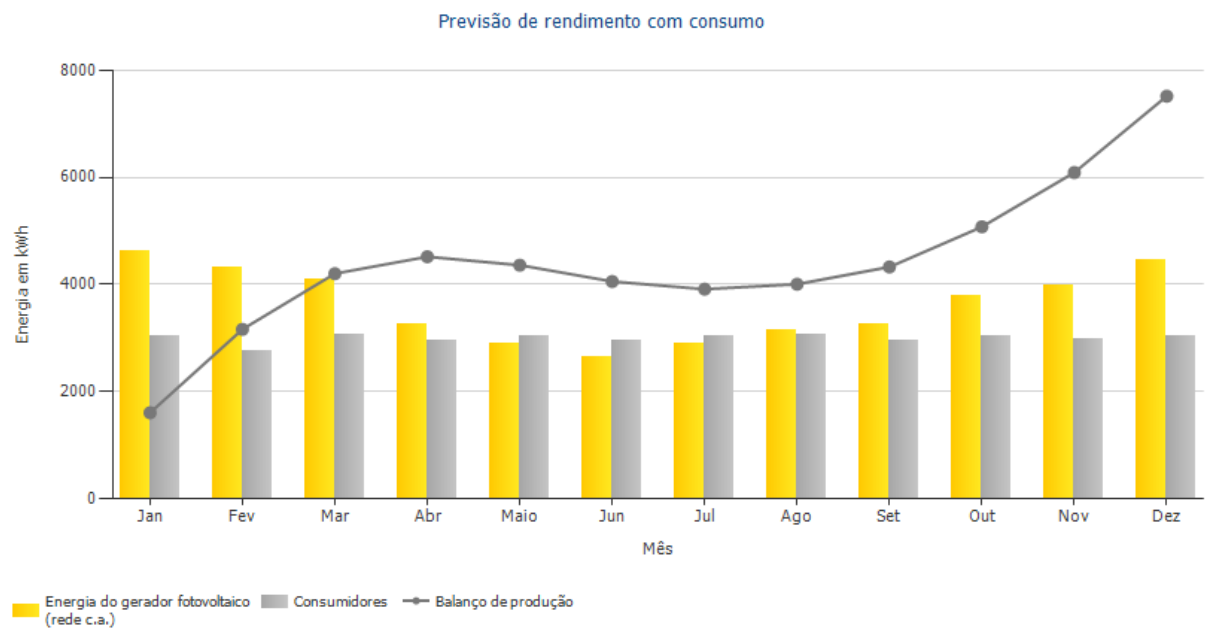
Sistema fotovoltaico	
Potência do gerador fotovoltaico	32,8 kWp
Rendimento anual específico	1.322,93 kWh/kWp
Desempenho do sistema (PR)	80,3 %
Diminuição do rendimento por sombreamento	8,5 %/Ano
Energia do gerador fotovoltaico (rede c.a.)	43.343 kWh/Ano
Limitação no ponto de injeção	0 kWh/Ano
Emissões de CO <sub>2</sub> evitadas	20.369 kg/ano

Consumidores	
Consumidores	35.820 kWh/Ano
Consumo em espera (Inversor)	4 kWh/Ano
Consumo total	35.824 kWh/Ano
Excedente de energia	7.519,2 kWh
Fração solar	121,0 %

Fonte: Elaborado pelo autor.

O Gráfico 5 apresenta a previsão de rendimento por ano da produção em relação ao consumo. É possível verificar que apenas nos meses de maio a julho a geração de energia não é superior ao consumo da UC, o que já era esperado, haja visto que estes são os meses com o menor valor de HPS no ano, conforme pode ser observado no Quadro 3.

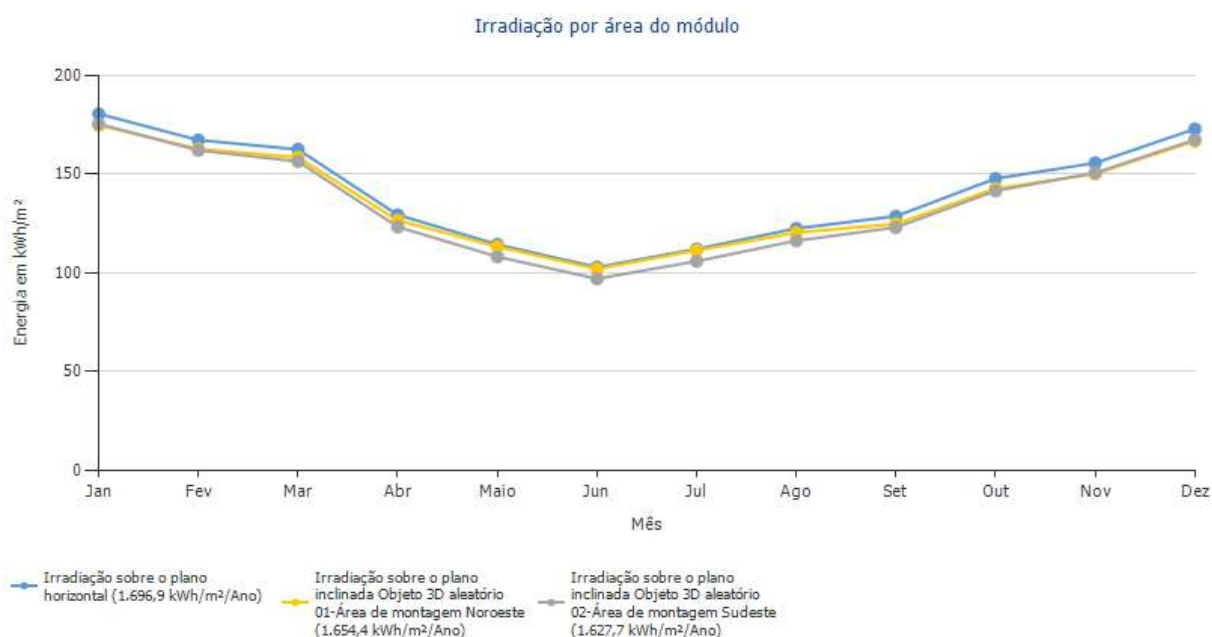
Gráfico 5 — Balanço de Geração do SFCR



Fonte: Elaborado pelo autor.

Através do PV\*SOL também é possível confirmar que faces do telhado orientadas para a direção contrária ao norte, no caso deste trabalho na direção sudeste, possuem um valor de irradiação anual menor do que as faces orientadas para o norte, no caso deste trabalho na direção noroeste. O Gráfico 6 mostra os valores de irradiação solar por face do telhado.

Gráfico 6 — Valores de Irradiação Solar por Face do Telhado



Fonte: Elaborado pelo autor.

## 4.2 Dimensionamento *Off-Grid*

O sistema híbrido será dimensionado para atender ao consumo das cargas críticas do Lacoste, tais como os computadores e o *rack* de rede do setor. Embora o Lacoste seja contingenciado pelo GMG de emergência de 500 kVA, este necessita de um tempo entre a identificação da falta de rede e a entrada em regime permanente, tempo que varia em torno de 15 segundos. As cargas críticas necessitam que a transição entre a falta de rede e a fonte de energia suplementar seja feita em até 0,5 segundo, para que a carga não seja desligada na transição de rede. Como mostra o Quadro 2, estas cargas são denominadas de Classe 0,5 em ambientes hospitalares, e em geral precisam de algum tipo de UPS para realizar esta transição suave. Neste trabalho, as cargas críticas do Lacoste serão tratadas como cargas da Classe 0, a classe com a maior sensibilidade possível, fazendo com que este trabalho possa ser reproduzido nos setores mais críticos do hospital. Será considerado o inversor híbrido, em conjunto com o banco de baterias, como UPS com transição de até 10 ms para atendimento destas cargas.



#### 4.2.1 Dados de Entrada e de Consumo

Da mesma forma que para o sistema *on-grid* é necessário inserir no PV\*SOL o tipo de sistema a ser dimensionado. Após a inserção da longitude e latitude do local são determinadas as mesmas condições de temperatura e irradiação do sistema *on-grid*. Como, para o PV\*SOL, não existe o SFH do tipo *All in One*, é necessário considerar para a simulação um sistema *off-grid* como mostra a Figura 29.

Figura 29 — Caracterização do Sistema *Off-grid*

**Tipo de sistema, clima e rede**

Tipo de sistema  
 Sistema fv autônomo

Tipo de modelagem  
 Modelar sistema em 3D

Dados climáticos

País	Local		
Brasil	Vitoria (1991-2010)	Latitude	-20° 19' 1" (-20,32°)
		Longitude	-40° 19' 58"
		Fuso horário	UTC-3
		Período	1991 - 2010
		Soma anual da irradiação global	1697 kWh/m <sup>2</sup>
		Média anual da temperatura	25 °C

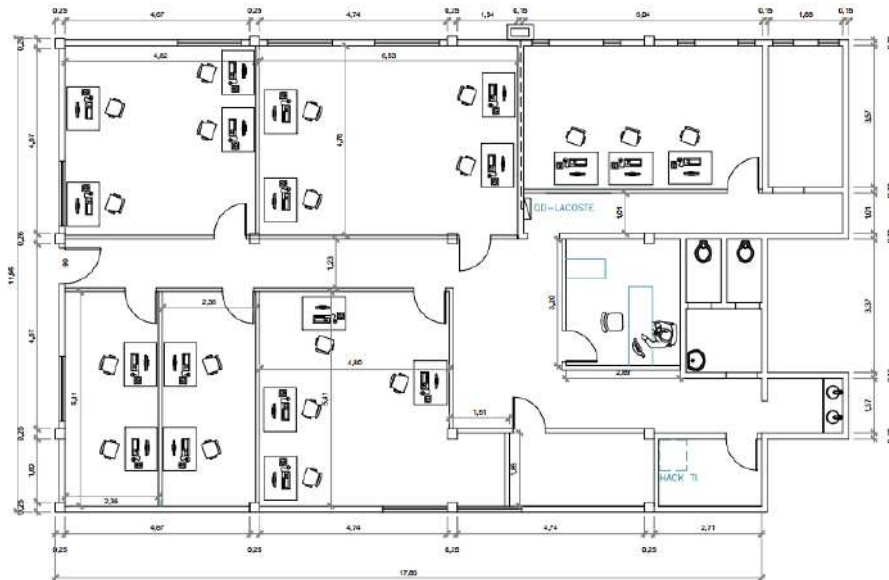
[Parâmetros da simulação](#)

Fonte: Elaborado pelo autor.

Como explicado nas seções anteriores, a configuração do SFH do tipo *All in One* exige que seja criado um quadro a ser alimentado exclusivamente pelo inversor híbrido, a fim de garantir a separação entre este inversor e a rede da concessionária. Também existe a limitação de potência dos inversores híbridos que, atualmente, não são encontrados com valores superiores a 5 kW de potência nominal. Por estes motivos foi necessário considerar neste projeto um quadro de distribuição exclusivo para o sistema híbrido que alimentará as cargas críticas, tais como os computadores e o *rack* de rede do setor. O levantamento das cargas prioritárias para determinação do consumo do sistema híbrido foi feito através da planta de layout do Lacoste.

Da Figura 30 é possível observar que o Lacoste possui 20 computadores e um *rack* de rede, e todos serão contingenciados pelo sistema híbrido.

Figura 30 — Planta de Layout do Lacoste



Fonte: Elaborado pelo autor.

O tempo de autonomia suficiente para que o sistema proposto cumpra sua função seria de cerca de 15 segundos, haja visto que este é o tempo necessário para contingenciar a entrada do GMG. Porém, através de uma solicitação de reclamação de qualidade de energia realizada pela equipe do SIF no ano de 2020 e apresentada no Apêndice B, é possível observar que as faltas de fornecimento de energia no HUCAM são de curta duração mas podem durar até uma hora para serem restabelecidas pela concessionária. Assim, o tempo de autonomia deste projeto será de 1 hora, considerando uma interrupção de energia com demora no restabelecimento.

Tabela 1 — Levantamento de Cargas Prioritárias

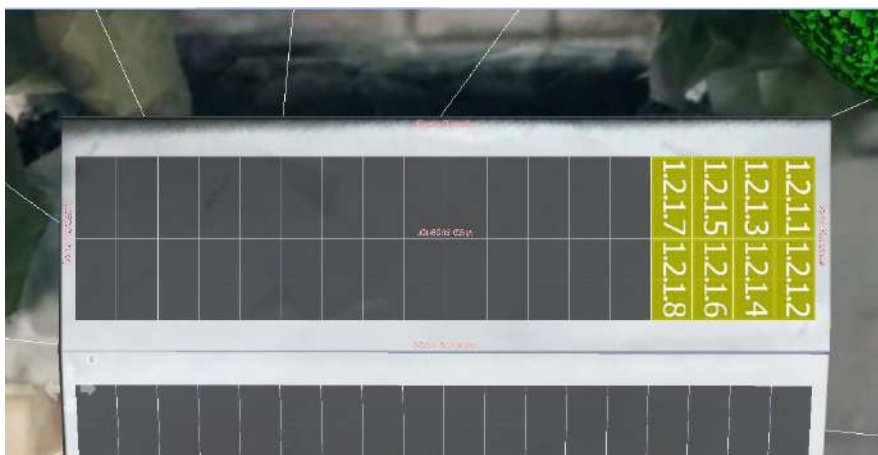
Equipamento	Tensão de Alimentação (V)	Potência (W)	Quantidade	Autonomia durante a falta (h)	Consumo durante a falta (kWh)	Potência Total (W)
PC	127	200	20	1	4,00	4000
Rack	127	1000	1	1	1,00	1000
				Total	5,00	5000

Fonte: Elaborado pelo autor.

#### 4.2.2 Dimensionamento do Inversor

Após a definição da característica do sistema a ser dimensionado e dos equipamentos a serem atendidos é necessário realizar o dimensionamento dos módulos, do inversor e do banco de baterias. Como explicado na seção 4.1.2, os módulos conectados ao MPPT 2 do inversor *grid-tie* também serão utilizados como fonte de geração do inversor híbrido, haja visto que os módulos só serão utilizados pelo inversor em caso de falta da rede de energia, em operação normal o inversor híbrido, atuando como carga para a rede, utilizará a rede tanto para carregar as baterias quanto para alimentação das cargas prioritárias, conforme gerenciamento proposto para o SFH. Assim, a *string* conectada ao inversor híbrido será de 8 módulos totalizando uma potência instalada de 3,64 kWp. A Figura 31 mostra a divisão dos módulos no MPPT do inversor híbrido.

Figura 31 — Módulos por MPPT em Planta Baixa



Fonte: Elaborado pelo autor.

Para o dimensionamento do sistema híbrido foi considerado o inversor da PHB Solar modelo PHB5048-MKS que possui tensão 220 V bifásico, potência nominal de 5 kWp e uma entrada MPPT. Este inversor possui integrado a ele o conversor CC/CA para carregamento das baterias e o controlador de carga, o que facilita em muito a instalação e manutenção do sistema. Assim, todo o controle da fonte e da carga será realizada através da configuração do inversor híbrido.

Como este inversor não estava presente no banco de dados do PV\*SOL foi necessário inserir os valores correspondentes às características elétricas do inversor, que podem ser consultadas no Anexo D. A Figura 32 mostra a configuração dos dados do inversor no *software* PV\*SOL.

Figura 32 — Dados Elétricos do Inversor Inseridos no PV\*SOL

Dados base	
Empresa	PHB ELETRONICA Ltda.
Nome	PHB5048-MKS
Descrição	
	<input checked="" type="checkbox"/> Disponível
Versão	3
Criado em	10/2/2021 9:15:27 PM
ID de usuário	Claudino Jr

Dados elétricos - c.c.	
Potência nominal c.c. em kW	5
Potência c.c. máx. em kW	5
Tensão nominal c.c. em V	350
Tensão de entrada máx. em V	500
Corrente de entrada máx. em A	18
Quantidade de entradas c.c.	1

Fonte: Elaborado pelo autor.

A quantidade de módulos selecionados para o inversor híbrido foi determinada a fim de atender os critérios de tensão de circuito aberto ( $V_{OC}$ ), tensão máxima ( $V_{IMPPTmax}$ ) e tensão mínima ( $V_{IMPPTmin}$ ) de operação, além da corrente máxima ( $I_{imax}$ ). A Figura 33 mostra a divisão dos módulos no MPPT do inversor já configurado.

Figura 33 — Divisão dos Módulos por MPPT

**Inversor**

Configurar áreas de módulos juntas

Objeto 3D aleatório 02-Área de montagem S

Preparar configuração (com base na seleção) - Inversor: Adequado: 1 / Seleção: 1

Selecionar configuração

VERIFICAÇÃO VALORES POTÊNCIA

✓ CONFIGURAÇÃO: Objeto 3D aleatório 02-Área de montagem Sudeste

INVERSOR 1:  Conexão polistring

✓ 1 x PHB ELETRONICA Ltda. PHB5048-MKS 3,64 kWp

Otimizador de potência

✓ FMP 1: 1 String x 8 Módulos em série

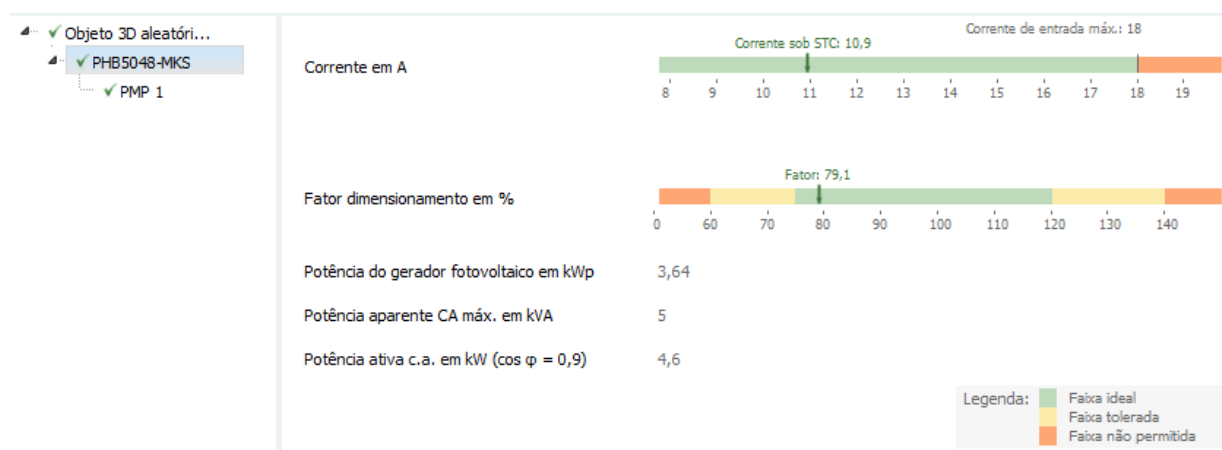
Novo inversor

Área do módulo: Objeto 3D aleatório 02-Área de montagem Sude... 8 x LR4-72HBD 455 M G2 - 3,64 kWp Configurado

Fonte: Elaborado pelo autor.

Para o inversor híbrido não se aplica o conceito de *oversizing* haja visto que a geração dos módulos se dará de forma complementar e não de forma direta como é feito com o inversor *grid-tie*, não sendo necessário que a geração seja otimizada através do *oversizing*. O parâmetro de dimensionamento se resumiu então a atender os limites estabelecidos pela entrada MPPT do inversor. A Figura 34 apresenta os parâmetros elétricos do inversor.

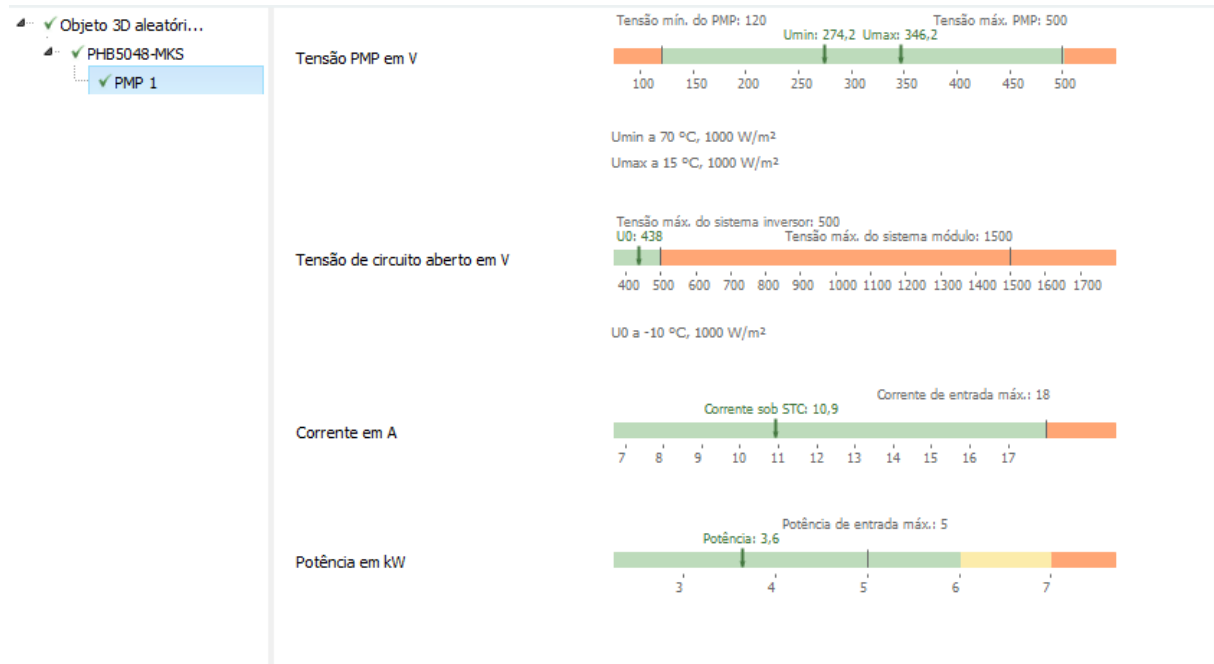
Figura 34 — Parâmetros Elétricos do Inversor



Fonte: Elaborado pelo autor.

A Figura 35 mostra os parâmetros elétricos do MPPT e é possível observar que o valor de  $V_{OC}$  é o fator limitante para a escolha da quantidade de módulos fotovoltaicos, haja visto que a inclusão de mais módulos ultrapassaria a tensão máxima CC limite do inversor, que é de 500 V. Vale ressaltar que este valor foi calculado pelo *software* através dos valores fornecidos pelo módulo fotovoltaico e pelo coeficiente negativo de temperatura que, como foi explicado na seção 2.4.1 deste trabalho, pode aumentar o nível de tensão das placas em horários do dia com menor nível de irradiação e menor temperatura, podendo levar à queima dos equipamentos do sistema.

Figura 35 — Parâmetros Elétricos do MPPT

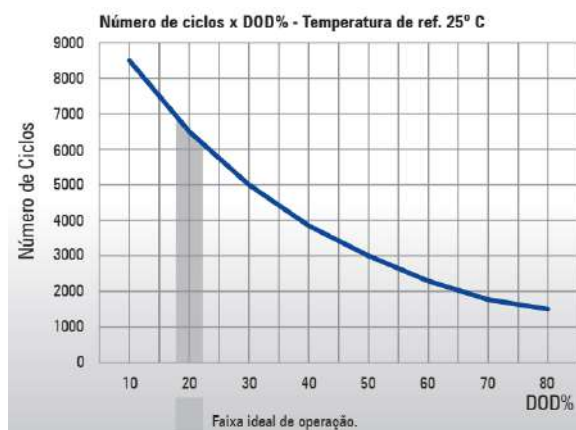


Fonte: Elaborado pelo autor.

#### 4.2.3 Dimensionamento do Banco de Baterias

Após o dimensionamento e a configuração do inversor é possível determinar o tipo de bateria e dimensionar a quantidade de baterias para o consumo exigido. Neste projeto foi considerado a utilização de baterias da marca Moura modelo MFV300 que é fabricada exclusivamente para aplicações em sistemas fotovoltaicos. Esta bateria possui tecnologia chumbo-carbono com excelente aceitação de carga podendo operar em regimes de ciclagem e em estado parcial de carga. As baterias de chumbo-carbono são uma evolução da família de baterias de chumbo-ácido, pois possuem aditivos de carbono que garantem uma maior rapidez no carregamento da bateria e uma maior quantidade de ciclos para uma mesma profundidade de descarga, garantindo assim em uma maior vida útil dos equipamentos (MOURA, 2020). O Gráfico 7 mostra a relação entre o número de ciclos e a capacidade de descarga (DoD) das baterias Moura série MFV.

Gráfico 7 — Número de Ciclos x DoD(%) Série MFV



Fonte: Moura (2020).

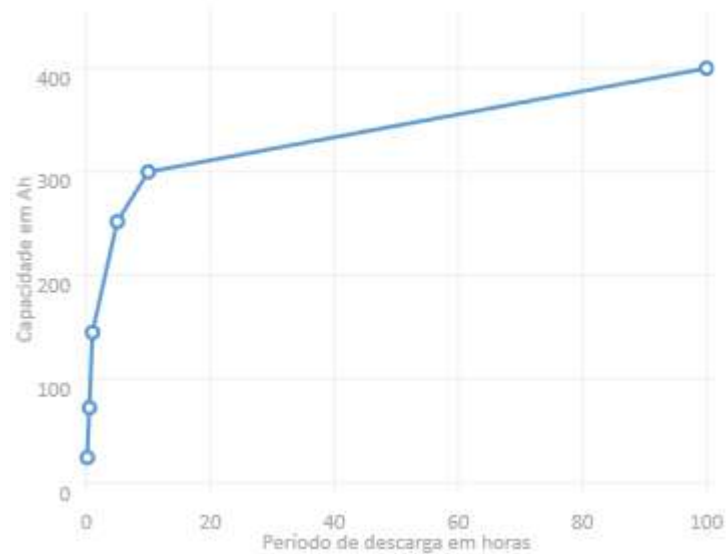
Pode-se notar que o fabricante recomenda valores de DoD na ordem de 15 a 25%, o que otimizará a vida útil da bateria, e este será o valor adotado neste trabalho. As demais características elétricas das baterias série MFV podem ser consultadas no Anexo E. Assim como no caso do inversor híbrido, a classe de baterias selecionadas não estava presente no banco de dados do *software* PV\*SOL e por este motivo foi necessário realizar a inserção dos dados. A Figura 36 mostra a inserção dos dados no PV\*SOL enquanto o Gráfico 8 mostra a curva característica de capacidade da bateria MFV300 inserida no PV\*SOL.

Figura 36 — Dados Elétricos da Bateria Inseridos no PV\*SOL

Dados base	
Empresa	Example
Nome	MOURA MFV 300
Descrição	
	<input checked="" type="checkbox"/> Disponível
Versão	1
Criado em	10/3/2021 10:17:55 AM
ID de usuário	Claudino Jr

Fonte: Elaborado pelo autor.

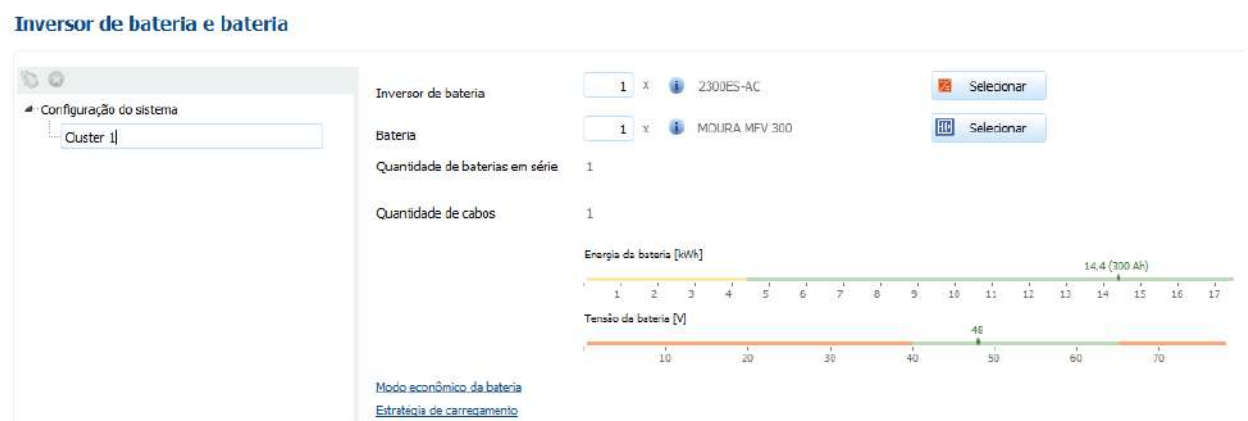
Gráfico 8 — Curva Característica de Capacidade



Fonte: Elaborado pelo autor.

Após a inserção da bateria é possível realizar o dimensionamento através do PV\*SOL. Nesta etapa é importante frisar que o PV\*SOL necessita da utilização de um inversor de bateria ou controlador de carga, para realizar os cálculos. Porém, no projeto, o controlador de carga está integrado no inversor híbrido PHB5048-MKS. A configuração do sistema de baterias leva em consideração o consumo de 5 kWh durante a falta, apresentado na Tabela 1, que representa um consumo anual de 1800 kWh, considerando o pior cenário, ou seja, uma falta com duração de uma hora durante todos os dias do ano. O banco de baterias então é dimensionado com o objetivo de suprir o consumo das cargas prioritárias durante todo o período de falta. A Figura 37 mostra a configuração do sistema de baterias proposto.

Figura 37 — Configuração do Sistema de Baterias



Fonte: Elaborado pelo autor.



O número mínimo de baterias que atende o consumo das cargas prioritárias é de 1 bateria MFV300, e este será o valor adotado para o projeto. O *software* gera então o relatório de características do sistema de baterias considerado, apresentado na Figura 38. Observa-se que nesta configuração a bateria escolhida possuirá uma vida útil acima de 12 anos, tornando necessário a previsão de uma troca da bateria durante a vida útil do sistema que é especificado em 25 anos.

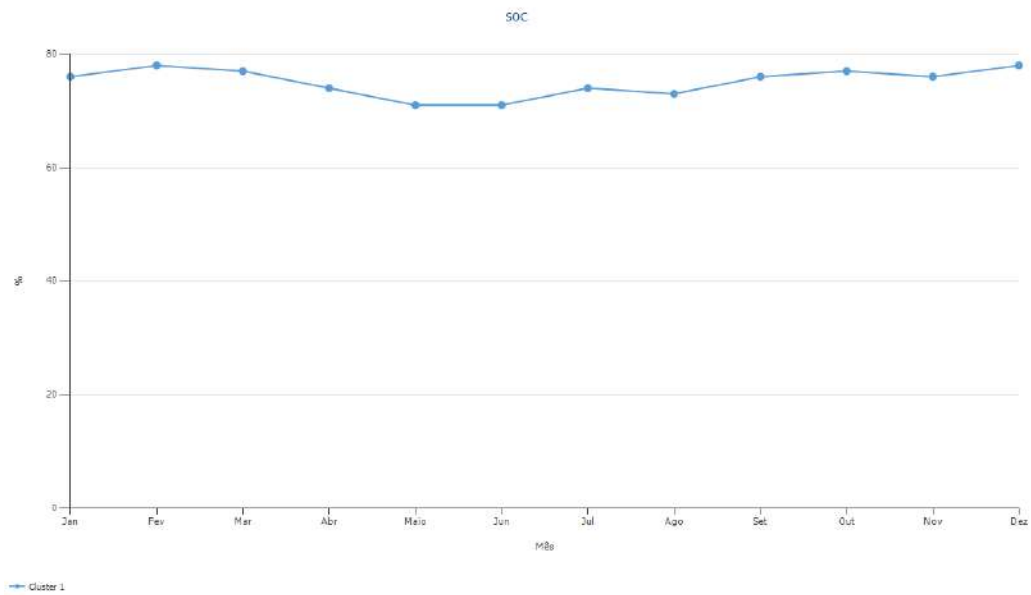
Figura 38 — Características do Sistema de Baterias

<b>Sistema de bateria</b>	
Carregamento da bateria	2.099 kWh/Ano
Consumo coberto pelo sistema de bateria	1.206 kWh/Ano
Perdas devido a carga/descarga	616 kWh/Ano
Perdas na bateria	320 kWh/Ano
Carga por ciclo 1	4,9 %
Vida útil 1	>12 Anos

Fonte: Elaborado pelo autor.

O Estado de Carga (SoC, do inglês *State of Charge*) se refere ao quanto de carga ainda resta para ser utilizado pela bateria, e pode ser considerado como o complemento do DoD haja visto que o valor total de carga da bateria retirado o DoD é equivalente ao SoC (VILLALVA, 2015). Assim, o gráfico do SoC pode ser analisado como representação da profundidade de descarga que a bateria teve durante o período analisado. O Gráfico 9 mostra o gráfico do SoC da bateria considerada, e pode-se observar que os valores de SoC variam em torno de 75 a 80% da capacidade da bateria, o que indica que o DoD varia em torno de 20 a 25% conforme estipulado pelo projeto.

Gráfico 9 — Estado de Carga da Bateria MFV300

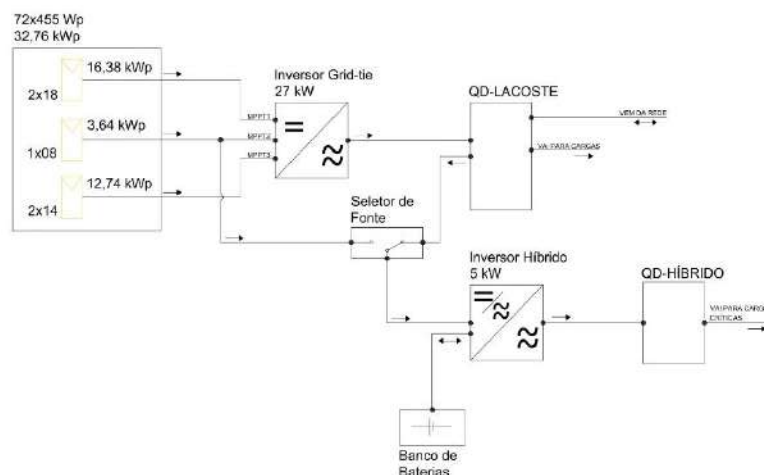


Fonte: Elaborado pelo autor.

### 4.3 Gerenciamento

Após o dimensionamento do sistema através do *software* PV\*SOL é necessário a configuração das etapas de funcionamento e do tipo de conexão do SFH. Como já especificado anteriormente, o Lacoste possui um quadro de distribuição (QD-LACOSTE) que é contingenciado por um GMG de emergência de 500 kVA e alimentado através de um QTA que, ao identificar uma falta por parte da rede da concessionária, realiza a troca de fonte da rede para o GMG, fazendo com que este assumira as cargas conectadas a ele. A Figura 39 mostra o diagrama de blocos de conexão do SFH. É importante ressaltar que o inversor híbrido proposto neste projeto possui as funções de inversor carregador, ou seja, possui um sistema retificador integrado capaz de carregar as baterias tanto através da rede da concessionária quanto através dos módulos fotovoltaicos, e de controlador de carga garantindo assim a integridade da bateria desconectando o sistema em caso de DoD superior aos limites especificados.

Figura 39 — Diagrama de Blocos de Conexão do SFH



Fonte: Elaborado pelo autor.

O SFH proposto será implementado ao QD-LACOSTE e funcionará com duas etapas principais de operação. Na primeira etapa, considerando o funcionamento normal da rede, o sistema atuará como um SFCR comum, e o fluxo de carga se dará do inversor *grid-tie* para o QD-LACOSTE. Em caso de a geração do SFCR ser superior ao consumo das cargas presentes no Lacoste, o excedente será injetado na rede abatendo o consumo das demais cargas conectadas ao transformador de 500 kVA, assim o consumo instantâneo do sistema sempre será de 100%, ou seja, toda a geração do sistema fotovoltaico será consumida pelas cargas. Além disso, ainda nesta etapa de operação, o inversor híbrido, que está alimentando o quadro de distribuição híbrido (QD-HÍBRIDO), atua como carga para a rede da distribuidora, utilizando a rede tanto para alimentação das cargas prioritárias quanto para o carregamento da bateria.

O segundo modo de operação principal ocorrerá quando existir algum tipo de falta por parte da rede elétrica. Nesta situação, o inversor *grid-tie* se desconecta, devido à proteção de anti-ilhamento, e o seletor de fonte chaveia a alimentação do inversor híbrido para os módulos fotovoltaicos, garantindo a desconexão física do sistema híbrido com a rede da concessionária. Nesta etapa, caso os módulos estejam produzindo energia, esta será a prioridade de alimentação das cargas. No momento da falta de energia o QTA identifica a falta e aciona a partida do GMG aguardando a entrada do GMG em regime permanente para realizar a troca de fonte da rede de energia, este tempo de transferência gira em torno de 15 segundos, mantendo todas as cargas conectadas ao GMG desligadas. Nesta etapa de operação o inversor híbrido assume as cargas prioritárias do Lacoste, com tempo de transferência na ordem de 10 milissegundos, tempo

suficientemente curto para que as cargas não sintam o afundamento de tensão provocado pela troca de fonte de energia e, portanto, não sejam desligadas. Após o a entrada em regime permanente do GMG, o QTA troca a fonte de alimentação da rede para o GMG que assume as cargas conectas a ele, inclusive as cargas não prioritárias alimentadas pelo QD-LACOSTE. As cargas prioritárias são então alimentadas pelo banco de baterias até que a rede retorne ou o tempo de autonomia do banco se esgote. Caso o tempo de interrupção da falta seja superior à 1 hora, o inversor híbrido desconectará o banco e passará a alimentar as cargas pelo GMG, porém o banco de baterias só será recarregado quando a rede da concessionária retornar ou se os módulos estiverem disponíveis para geração.

Toda a configuração das etapas de operação pode ser inserida no inversor híbrido através da tela do inversor ou através de um dispositivo externo com conexão USB. A forma de parametrização das configurações pode ser encontrada no manual do usuário (PHB SOLAR, 2021b). O Quadro 4 mostra a lista de prioridades para alimentação das cargas críticas pelo SFH, sendo o grau de prioridade dividido da esquerda para direita, onde a rede possui maior prioridade e o GMG possui menor prioridade para alimentação. Também vale ressaltar que a bateria só é alimentada pela rede ou pelos módulos, obedecendo a mesma hierarquia estabelecida para a alimentação das cargas.

Quadro 4 — Prioridade de Operação SFH

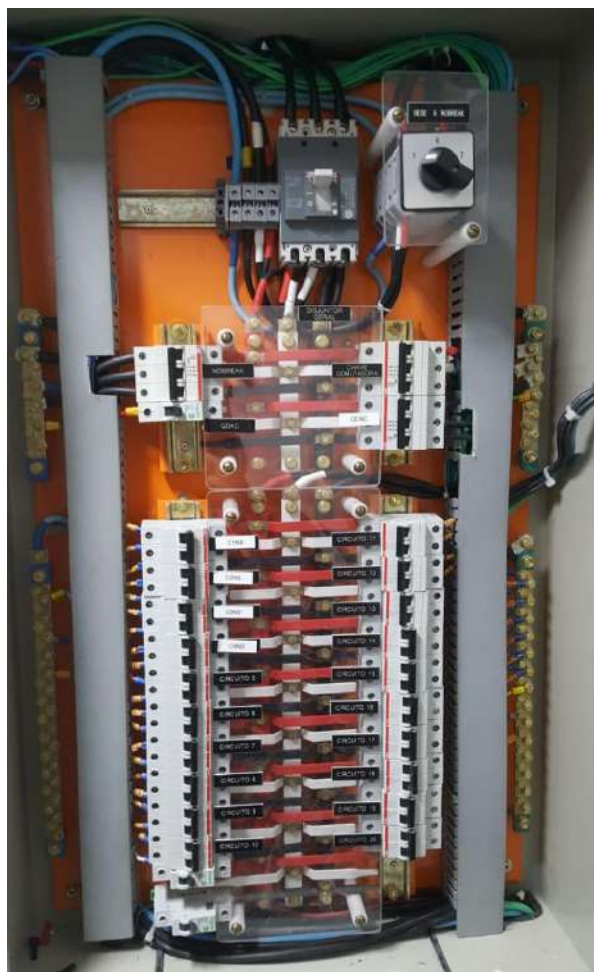
REDE	SISTEMA FOTOVOLTAICO	BANCO DE BATERIAS	GMG	PRIORIDADE DE ALIMENTAÇÃO DAS CARGAS	PRIORIDADE PARA CARGA DA BATERIA
<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	REDE	N.A.
<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	SFV	N.A.
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	BANCO DE BATERIAS	N.A.
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	GMG	SEM OPERAÇÃO
<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	SEM OPERAÇÃO	SEM OPERAÇÃO
<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	REDE	REDE
<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	REDE	REDE
<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	SFV	SFV
<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	REDE	REDE
<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	REDE	N.A.
<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	REDE	N.A.
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	BANCO DE BATERIAS	N.A.
<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	SFV	SFV
<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	SFV	N.A.
<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	REDE	REDE
<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	REDE	N.A.

Fonte: Elaborado pelo autor.

#### 4.4 Projeto e Homologação

O projeto do SFH proposto foi realizado através do *software* Autodesk Revit 2020, que possui licença de estudante com validade de um ano. Atualmente o QD-LACOSTE possui uma chave comutadora para acionamento de um *nobreak* de 20 kVA trifásico que foi previsto para atender a uma parte das cargas do setor. Porém, segundo informações da equipe do SIF, este *nobreak* está com defeito e não pode ser colocado em operação, e devido ao elevado custo para troca do equipamento, o setor está atualmente sem contingenciamento de *backup*. A necessidade de um *nobreak* para o setor indica o nível de confiabilidade no fornecimento de energia necessário para a continuidade do trabalho que é exercido no Lacoste. A Figura 40 mostra uma foto do QD-LACOSTE.

Figura 40 — Quadro de Distribuição do Lacoste



Fonte: Elaborado pelo autor.

Visando a redução dos custos de adequação das instalações do sistema pela equipe do SIF, deverá ser previsto apenas a troca dos disjuntores para inclusão do disjuntor trifásico referente ao inversor *grid-tie* e do disjuntor bifásico referente ao inversor híbrido, além da criação do QD-HÍBRIDO com os disjuntores conforme diagrama trifilar apresentado no projeto, presente no Apêndice C.

A norma referente ao projeto de sistemas fotovoltaicos é a ABNT NBR 16690:2019 publicada em 2019 e ela estabelece os requisitos para o dimensionamento dos cabos e das proteções elétricas em um projeto fotovoltaico, que serão apresentados neste capítulo.

#### 4.4.1 Dimensionamento dos Condutores e da Proteção CC

Segundo a ABNT NBR 16690:2019 o dimensionamento dos condutores da parte CC do arranjo fotovoltaico deve atender a, no mínimo, os critérios de nível da proteção contra sobrecorrente, a mínima capacidade de corrente dos circuitos, a queda de tensão e a potencial corrente de falta. Segundo a norma, para o lado CC dos arranjos fotovoltaicos os critérios de capacidade de condução de corrente dos cabos expostos à radiação UV devem ser estabelecidos conforme a norma ABNT NBR 16612:2020 que trata dos requisitos de desempenho de cabos de potência para sistemas fotovoltaicos, não halogenados, isolados, e com cobertura (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2020), porém, para cabos protegidos onde a radiação UV não incide diretamente, os requisitos de capacidade de condução são os mesmo estabelecidos pela ABNT NBR 5410:2004. Neste projeto será considerado a utilização de eletrodutos para a infraestrutura de distribuição dos condutores CC a partir dos módulos fotovoltaicos até a entrada dos inversores.

Os critérios de proteção de sobrecorrente e corrente de falta são atendidos a partir da proteção CC realizada na *string box* de cada inversor, que no caso dos inversores considerados neste projeto são integrados ao inversor, e é realizada através de fusíveis de rápida atuação. O fusível de proteção de cada *string* é dimensionado para o valor de 32 A em ambos os casos, sendo o limite de proteção do inversor *grid-tie* em 25 A e do inversor híbrido em 18 A.

A capacidade mínima de corrente nos circuitos CC pode ser determinada pela equação (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2019):

$$I_{C_{\min}} = 1,5 * I_{SCMOD} \quad (13)$$

Onde,

$I_{SCMOD}$  é a máxima corrente admissível na *string*;

Já a capacidade de condução de corrente dos cabos ( $I_z$ ), para circuitos CC protegidos da radiação UV, deve obedecer à (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2004):

$$I_z \geq I_b \quad (14)$$

$$I_z \geq I_c * FCT * FCA \quad (15)$$

$$I'_b = I_c \geq \frac{I_b}{FCT * FCA} \quad (16)$$

Onde,

$I_b$  é a corrente nominal do circuito;

$I_c$  é a capacidade de condução de corrente corrigida ( $I'_b$ );

$FCT$  é o Fator de Correção de Temperatura;

$FCA$  é o Fator de Correção de Agrupamento.

Os valores de condução de corrente são determinados através da Tabela 37 da ABNT NBR 5410:2004 enquanto os valores de FCT e FCA são determinados pela Tabela 40 e pela Tabela 42, respectivamente, da mesma norma (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2004).

Segundo a ABNT NBR 16690:2019 a queda de tensão nos condutores CC de um arranjo fotovoltaico pode ser significativa, e deve ser limitada a um valor não superior a 3% da tensão máxima do arranjo fotovoltaico. A queda tensão percentual pode então ser determinada pela equação (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2019):

$$\Delta U(\%) = \frac{\rho * L * I_b}{U} \quad (17)$$

Onde,

$\Delta U(\%)$  é a queda de tensão percentual, limitada em no máximo 3%;

$\rho$  é a resistência máxima do condutor em  $\Omega/\text{km}$ ;

$L$  é a distância do circuito em km;

$U$  é a máxima tensão CC do circuito.

Neste projeto será considerado a utilização de cabos do tipo Cortox Solar com encordoamento classe 5 e isolamento para 0,6/1kV, conforme características apresentadas no Anexo F. Assim, como metodologia para dimensionamento dos condutores CC, inicialmente dimensiona-se os condutores através do critério da capacidade mínima de corrente e após isso é verificado se os condutores dimensionados atendem ao critério da queda de tensão. A Tabela 2 mostra o dimensionamento dos cabos CC através do critério da capacidade mínima de corrente.

Tabela 2 — Critério da Capacidade Mínima de Corrente

Circuito	Corrente (A)	FCA <sup>1</sup>	FCT <sup>2</sup>	I <sub>cmín</sub> (A)	I <sub>b'</sub> (A)	I <sub>z</sub> (A) <sup>3</sup>	Seção do Condutor (mm <sup>2</sup> )
<i>String</i> 1 - MPPT 1	21,9	0,8	1	32,85	41,06	54	6,0
<i>String</i> 2 - MPPT 1	21,9	0,8	1	32,85	41,06	54	6,0
<i>String</i> 1 - MPPT 2	10,9	0,7	1	16,35	23,36	42	4,0
<i>String</i> 1 - MPPT 3	21,9	0,7	1	32,85	46,93	54	6,0
<i>String</i> 2 - MPPT 3	21,9	0,7	1	32,85	46,93	54	6,0

Fonte: Elaborado pelo autor.

Nota: <sup>1</sup> Circuitos agrupados método B1 conforme Tabela 42 ABNT NBR 5410:2004

<sup>2</sup> Temperatura ambiente 30° conforme Tabela 40 ABNT NBR 5410:2004

<sup>3</sup> Método B1 com 2 condutores carregados conforme Tabela 37 ABNT NBR 5410:2004

É necessário validar os condutores dimensionados através do critério da queda de tensão. A Tabela 3 mostra o dimensionamento dos condutores através do critério da queda de tensão percentual.



Tabela 3 — Critério da Queda de Tensão Percentual

Circuito	Corrente (A)	Tensão Máxima (V)	Seção do Condutor (mm <sup>2</sup> )	Resistência do Condutor (Ω/Km)	Queda de Tensão Limite (%)	Distância (Km)	Queda de Tensão Percentual (%)
<i>String</i> 1 - MPPT 1	21,9	779,9	6,0	3,39	3	0,0543	0,52
<i>String</i> 2 - MPPT 1	21,9	779,9	6,0	3,39	3	0,0634	0,60
<i>String</i> 1 - MPPT 2	10,9	346,2	4,0	5,09	3	0,0604	0,97
<i>String</i> 1 - MPPT 3	21,9	605,8	6,0	3,39	3	0,0532	0,65
<i>String</i> 2 - MPPT 3	21,9	605,8	6,0	3,39	3	0,0461	0,57

Fonte: Elaborado pelo autor.

Como, para todos os casos, a queda de tensão foi inferior a 1%, será considerado a seção encontrada pelo critério da capacidade mínima de corrente.

#### 4.4.2 Dimensionamento dos Condutores e da Proteção CA

Para o dimensionamento dos condutores e da proteção da parte CA da instalação devem ser considerados os critérios de dimensionamentos presentes na ABNT NBR 5410:2004. Para os condutores CA, o mesmo critério apresentado pelas equações (14), (15) e (16) é válido, denominado de critério da capacidade de condução de corrente. Neste critério, a corrente  $I_b$  é determinada a partir da potência nominal dos equipamentos, e pode ser calculada pelas equações (CAVALIN; SERVELIN, 2006):

Para circuitos trifásicos:

$$I_b = \frac{P}{\sqrt{3} * Vl * fp} \quad (18)$$

Para circuitos monofásicos ou bifásicos:

$$I_b = \frac{P}{Vl * fp} \quad (19)$$

Onde,

$P$  é a potência nominal do circuito em W;

$Vl$  é a tensão de linha do circuito em V;

$fp$  é o fator de potência do circuito.

Além deste critério é necessário, para o dimensionamento dos condutores, avaliar o critério da queda de tensão aproximada. Para este critério, a ABNT NBR 5410:2004 especifica os seguintes limites máximos de queda de tensão (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2004, p.115):

*[...] qualquer ponto de utilização da instalação, a queda de tensão verificada não deve ser superior aos seguintes valores, dados em relação ao valor da tensão nominal da instalação:*

- a) 7%, calculados a partir dos terminais secundários do transformador MT/BT, no caso de transformador de propriedade da(s) unidade(s) consumidora(s);*
- b) 7%, calculados a partir dos terminais secundários do transformador MT/BT da empresa distribuidora de eletricidade, quando o ponto de entrega for aí localizado;*
- c) 5%, calculados a partir do ponto de entrega, nos demais casos de ponto de entrega com fornecimento em tensão secundária de distribuição;*
- d) 7%, calculados a partir dos terminais de saída do gerador, no caso de grupo gerador próprio.*

Neste projeto será adotado 1% entre os inversores e os quadros de distribuição e 3% para as cargas do QD-HÍBRIDO. A seção do condutor através da queda de tensão aproximada pode ser calculada pelas equações (CAVALIN; SERVELIN, 2006):

Para circuitos monofásicos ou bifásicos:

$$S_c \geq \frac{200 * \rho * L * I_b}{\Delta V * V_l} \quad (20)$$

Para circuitos trifásicos:

$$S_c \geq \frac{100 * \sqrt{3} * \rho * L * I_b}{\Delta V * V_l} \quad (21)$$

Onde,

$S_c$  é a seção do condutor em  $\text{mm}^2$ ;

$\rho$  é a resistividade do cobre que vale  $1/56 \Omega\text{mm}^2/\text{m}$ ;

$L$  é o comprimento do circuito em metros;

$\Delta V$  é a queda de tensão limite em porcentagem.

Assim, após a avaliação de ambos os critérios o cabo selecionado será aquele de maior seção dimensionada. Para o critério da capacidade de condução de corrente foi considerado os valores da Tabela 36 da ABNT NBR 5410:2004 referentes à cabos com isolamento do tipo PVC 450/750 V, usualmente utilizados em instalações internas. A Tabela 4 mostra o dimensionamento realizado através do critério da capacidade de condução de corrente. A divisão dos circuitos foi realizada de forma a cada grupo de 5 computadores ficarem alocados no mesmo circuito e um circuito exclusivo para o *rack* de rede.

Tabela 4 — Critério da Capacidade de Condução de Corrente

Circuito	Potência (W)	Corrente (A)	FCA <sup>1</sup>	FCT <sup>2</sup>	Ib' (A)	Iz (A) <sup>3</sup>	Seção do Condutor ( $\text{mm}^2$ )
Inversor <i>Grid-Tie</i>	27000	70,86	1	1	70,86	89	25,0
Inversor Híbrido	5000	22,73	1	1	22,73	32	4,0
PC 1	1000	4,55	0,65	1	6,99	24	2,5
PC 2	1000	4,55	0,65	1	6,99	24	2,5
PC 3	1000	4,55	0,65	1	6,99	24	2,5
PC 4	1000	4,55	0,65	1	6,99	24	2,5
<i>Rack</i> TI	1000	4,55	1	1	4,55	24	2,5

Fonte: Elaborado pelo autor.

Nota: <sup>1</sup> Circuitos agrupados método B1 conforme Tabela 42 ABNT NBR 5410:2004

<sup>2</sup> Temperatura ambiente 30° conforme Tabela 40 ABNT NBR 5410:2004

<sup>3</sup> Método B1 conforme Tabela 36 ABNT NBR 5410:2004

A Tabela 5 apresenta o dimensionamento dos condutores pelo critério da queda de tensão simplificada.

Tabela 5 — Critério da Queda de Tensão Simplificada

Circuito	Alimentação	Potência (W)	Corrente (A)	Tensão (V)	Distância (m)	Queda de Tensão Máxima	Seção Pela QT (mm <sup>2</sup> )	Seção do Condutor (mm <sup>2</sup> )
Inversor <i>Grid-Tie</i>	Trifásica	27000	70,86	220	10	1%	9,96	10,0
Inversor Híbrido	Bifásica	5000	22,73	220	10	1%	3,69	4,0
PC 1	Bifásica	1000	4,55	220	40	3%	0,98	2,5
PC 2	Bifásica	1000	4,55	220	40	3%	0,98	2,5
PC 3	Bifásica	1000	4,55	220	40	3%	0,98	2,5
PC 4	Bifásica	1000	4,55	220	40	3%	0,98	2,5
Rack TI	Bifásica	1000	4,55	220	40	3%	0,98	2,5

Fonte: Elaborado pelo autor.

Nota-se que, em todos os casos, a seção dos condutores pelo critério queda de tensão simplificada é menor ou igual à seção dos condutores pelo critério da capacidade de condução de corrente e, por este motivo, estes serão os condutores dimensionados.

Para o dimensionamento da proteção CA do sistema será considerado o critério da sobrecarga. Este critério prevê que, para que haja uma perfeita coordenação entre o dispositivo de proteção e os condutores dos circuitos, devem ser atendidas as seguintes condições (CAVALIN; SERVELIN, 2006):

$$I_b \leq I_n \leq I_z' \quad (22)$$

$$I_2 \leq 1,45 * I_z' \quad (23)$$

Onde,

$I_n$  é a corrente nominal do dispositivo de proteção;

$I_2$  é a corrente que assegura efetivamente a atuação do dispositivo de proteção;

$I_z'$  é a capacidade de condução do cabo já corrigida pelos fatores de agrupamento.

Segundo Cavalin e Servalin (2006) para circuitos protegidos por disjuntores termomagnéticos, como é o caso deste projeto, basta que:

$$I_2 \leq I_z' \quad (24)$$

A Tabela 6 apresenta o dimensionamento da proteção através do critério da sobrecarga.

Tabela 6 — Critério da Sobrecarga

Circuito	Alimentação	Potência (W)	Corrente (A)	Tensão (V)	Seção do Conductor (mm <sup>2</sup> )	Iz' (A)	Proteção (A)
Inversor <i>Grid-Tie</i>	Trifásica	27000	70,86	220	25,0	89,00	80
Inversor Híbrido	Bifásica	5000	22,73	220	4,0	32,00	25
PC 1	Bifásica	1000	4,55	220	2,5	15,60	10
PC 2	Bifásica	1000	4,55	220	2,5	15,60	10
PC 3	Bifásica	1000	4,55	220	2,5	15,60	10
PC 4	Bifásica	1000	4,55	220	2,5	15,60	10
<i>Rack TI</i>	Bifásica	1000	4,55	220	2,5	24,00	16

Fonte: Elaborado pelo autor.

#### 4.4.3 Homologação

O processo de homologação na distribuidora EDP foi descrito na seção 2.4.2 deste trabalho e consiste no envio da solicitação de acesso com todos os requisitos e documentos necessários para o cumprimento das etapas de solicitação. O projeto de homologação, deve ser em planta exclusiva contendo, no mínimo, o diagrama unifilar geral da instalação. Para que o projeto seja aprovado, deve ser previsto também a instalação de uma placa de aviso conforme exigência do padrão técnico da EDP e do módulo 3 do PRODIST. A Figura 41 ilustra o modelo da placa de advertência que deve ser instalada na UC.

Figura 41 — Modelo de Placa de Advertência



Fonte: EDP (2017).

O formulário para solicitação de acesso pode ser encontrado no Anexo G enquanto a folha de dados a ser preenchida para envio à ANEEL está presente no Anexo H. Os projetos estão presentes no Apêndice C e anexados ao final deste trabalho e estão divididos em 3 pranchas, sendo as duas primeiras referente à execução e instalação do projeto, e a última prancha a ser

enviada à distribuidora EDP contendo o diagrama unifilar da instalação e os demais requisitos para homologação do projeto.

#### **4.5 Comentários Sobre o Projeto de Sistemas Fotovoltaicos Híbridos**

Neste capítulo foram abordados os tópicos referentes ao dimensionamento e ao projeto de SFH. Notou-se que a utilização de um *software* de projeto como o PV\*SOL garante que o projeto será dimensionado da forma mais correta possível, considerando fatores que não podem ser previstos sem o uso da simulação, tais como o efeito da temperatura, da irradiação e do sombreamento. Foi discutido como devem ser realizados o dimensionamento dos sistemas *on-grid* e *off-grid* que compõem o SFH como um todo. Também foram abordadas as etapas de operação do sistema e o gerenciamento das prioridades de alimentação e carregamento das baterias, conforme disponibilidade prevista no manual do usuário do inversor híbrido. Por fim foi apresentado o projeto do SFH e o dimensionamento das proteções e dos condutores do sistema, além dos documentos necessários para homologação do sistema junto à concessionária de energia. Assim, foi possível determinar a viabilidade técnica da instalação de SFH e os requisitos para que estes sistemas sejam conectados à rede da distribuidora de energia.

## 5 ANÁLISE FINANCEIRA

A análise financeira do sistema *on-grid* se baseará nos aspectos econômicos e financeiros apresentados na seção 2.4.3 deste relatório, enquanto que a análise financeira do sistema *off-grid* consistirá na comparação entre o custo desse sistema e o valor de um *nobreak* de capacidade semelhante.

### 5.1 Análise On-Grid

O custo total do projeto levará em conta apenas os valores dos módulos, dos inversores, das estruturas e dos conectores, que foram obtidos através de uma pesquisa dos preços praticados atualmente no mercado para as respectivas marcas utilizadas. Não foram precificados os custos com instalação e manutenção pois o HUCAM possui uma equipe contratada para realizar tais serviços. A Figura 42 mostra o custo total dos equipamentos do SFCR.

Figura 42 — Vista Geral de Pagamentos

Vista geral de pagamentos	
Investimento específico	3.674,17 R\$/kWp
<b>Custos de investimento</b>	<b>120.365,80 R\$</b>
MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	75.924,00 R\$
ESTRUTURAS DE FIXAÇÃO	18.015,80 R\$
CONDUTORES CC	380,00 R\$
CONDUTORES CA	380,00 R\$
CONECTORES	366,00 R\$
INVERSOR	25.300,00 R\$

Fonte: Elaborado pelo autor.

Os principais parâmetros a serem analisados, para verificar se o projeto é viável financeiramente para o hospital serão o VPL, que será demonstrado posteriormente em uma tabela, o *payback*, chamado de prazo de amortização pelo *software* PV\*SOL, e o LCOE também conhecido como custo de geração de energia. Todos esses indicadores, e outros mais, são gerados automaticamente no *software* de simulação PV\*SOL e se encontram no Apêndice D.

Para tornar ainda mais verossímil a análise financeira do projeto, será considerado em todos os indicadores a taxa de inflação atual sobre o valor da energia elétrica que, segundo o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), se encontra em 8,2% ao ano. A tarifa de energia para o grupo A4 é definida pela ANEEL através da Resolução Homologatória nº 2.918

de 3 de agosto de 2021 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021). A Figura 43 mostra os valores das tarifas inseridos no PV\*SOL.

Figura 43 — Tarifa *Net Metering* com Impostos

A4 - VERDE (AGOSTO 2021) C/ IMPOSTOS (EDP ES)	
Tarifa da energia FORA PONTA	0,49 R\$/kWh
Tarifa da energia PONTA	2,44 R\$/kWh
Remuneração por excedente	0,00 R\$/kWh
Inflação da tarifa de energia	8.2 %/Ano

Fonte: Elaborado pelo autor.

Para determinar o VPL calcula-se a soma de todos os valores do fluxo de caixa de cada período, simulados para o valor presente, incidindo uma taxa de rendimento de capital mínima, que geralmente é a taxa básica de juros do país. No *software* foi utilizado o valor de 7,63% como taxa anual de desconto, rendimento de capital, que é a atual previsão da SELIC para 2021. Desta forma, obtém-se a margem de lucro prevista ao final da vida útil do projeto, ou seja, o lucro previsto ao final de 25 anos.

Vale destacar que o inversor possui, segundo o seu fabricante, uma vida útil de 15 anos, logo, no 15º ano de funcionamento da usina será feito o investimento em um novo inversor idêntico ao primeiro, porém com valores corrigidos pela inflação. A Tabela 7 mostra a economia gerada durante a vida útil do sistema que é de 25 anos.

Tabela 7 — Economia Gerada Durante a Vida Útil do Sistema

Ano	Investimento (R\$)	Economia de Energia (R\$)	Valor presente anual (R\$)	Valor presente acumulado (R\$)
0	R\$ 120.365,80	R\$ 0,00	-R\$ 120.365,80	-R\$ 120.365,80
1	R\$ 0,00	R\$ 15.021,01	R\$ 15.021,01	-R\$ 105.344,79
2	R\$ 0,00	R\$ 15.721,39	R\$ 15.721,39	-R\$ 89.623,40
3	R\$ 0,00	R\$ 15.804,65	R\$ 15.804,65	-R\$ 73.818,75
4	R\$ 0,00	R\$ 15.888,35	R\$ 15.888,35	-R\$ 57.930,40
5	R\$ 0,00	R\$ 15.972,50	R\$ 15.972,50	-R\$ 41.957,90
6	R\$ 0,00	R\$ 16.057,08	R\$ 16.057,08	-R\$ 25.900,82
7	R\$ 0,00	R\$ 16.142,12	R\$ 16.142,12	-R\$ 9.758,70
8	<b>R\$ 0,00</b>	<b>R\$ 16.227,61</b>	<b>R\$ 16.227,61</b>	<b>R\$ 6.468,91</b>
9	R\$ 0,00	R\$ 16.313,55	R\$ 16.313,55	R\$ 22.782,46
10	R\$ 0,00	R\$ 16.399,94	R\$ 16.399,94	R\$ 39.182,40
11	R\$ 0,00	R\$ 16.486,80	R\$ 16.486,80	R\$ 55.669,20
12	R\$ 0,00	R\$ 16.574,11	R\$ 16.574,11	R\$ 72.243,31



<b>13</b>	R\$ 0,00	R\$ 16.661,89	R\$ 16.661,89	R\$ 88.905,20
<b>14</b>	R\$ 0,00	R\$ 16.750,13	R\$ 16.750,13	R\$ 105.655,33
<b>15</b>	R\$ 9.037,61	R\$ 16.838,84	R\$ 7.801,22	R\$ 113.456,55
<b>16</b>	R\$ 0,00	R\$ 16.928,01	R\$ 16.928,01	R\$ 130.384,56
<b>17</b>	R\$ 0,00	R\$ 17.017,66	R\$ 17.017,66	R\$ 147.402,22
<b>18</b>	R\$ 0,00	R\$ 17.107,79	R\$ 17.107,79	R\$ 164.510,01
<b>19</b>	R\$ 0,00	R\$ 17.198,39	R\$ 17.198,39	R\$ 181.708,40
<b>20</b>	R\$ 0,00	R\$ 17.289,47	R\$ 17.289,47	R\$ 198.997,87
<b>21</b>	R\$ 0,00	R\$ 17.381,03	R\$ 17.381,03	R\$ 216.378,90
<b>22</b>	R\$ 0,00	R\$ 17.473,08	R\$ 17.473,08	R\$ 233.851,98
<b>23</b>	R\$ 0,00	R\$ 17.565,61	R\$ 17.565,61	R\$ 251.417,59
<b>24</b>	R\$ 0,00	R\$ 17.658,64	R\$ 17.658,64	R\$ 269.076,23
<b>25</b>	R\$ 0,00	R\$ 17.752,16	R\$ 17.752,16	R\$ 286.828,39

Fonte: Elaborado pelo autor.

O sistema possui um período de *payback* de 7,6 anos, indicado no *software* pela variável prazo de amortização, ou seja, o tempo necessário para que o sistema consiga economizar o valor integral do investimento realizado é de 7 anos, 7 meses e 6 dias. Quanto ao LCOE, o mesmo é indicado pela variável custos de geração da energia, sendo que esse valor é de 0,3 R\$/kWh, um número inferior ao custo da energia acrescida dos impostos, que no primeiro ano possui uma tarifa de 0,49 R\$/kWh, o que indica que pelo critério do LCOE o investimento é viável. A Figura 44 mostra o resumo dos dados do sistema e dos parâmetros econômicos simulados.

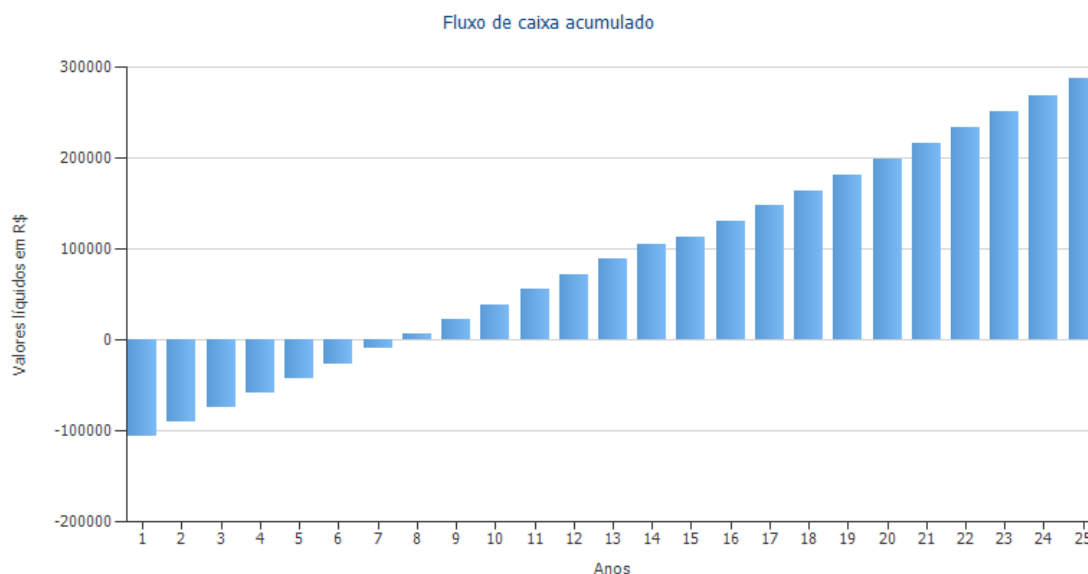
Figura 44 — Dados do Sistema e Parâmetros Econômicos

<b>Dados do sistema</b>	
Energia do gerador fotovoltaico (rede c.a.)	43.343 kWh/Ano
Potência do gerador fotovoltaico	32,8 kWp
Início da operação do sistema	15/09/2021
Prazo do projeto	25 Anos
Juro do capital	7,63 %
<b>Parâmetros econômicos</b>	
Taxa interna de retorno	21,01 %
Prazo de amortização	7,6 Anos
Custos de geração da energia	0,3 R\$/kWh

Fonte: Elaborado pelo autor.

O Gráfico 10 mostra a evolução do fluxo de caixa acumulado do sistema, é possível observar que entre o sétimo e o oitavo ano o SFCR consegue pagar o valor investido.

Gráfico 10 — Fluxo de Caixa Acumulado



Fonte: Elaborado pelo autor.

## 5.2 Análise Off-Grid

A análise financeira do sistema *off-grid* tem por objetivo realizar a comparação entre a utilização destes sistemas com a aplicação de *nobreaks* comercialmente utilizados. Para a composição dos custos do sistema *off-grid* foi considerado o custo total dos equipamentos de acordo com uma pesquisa dos preços praticados atualmente no mercado com as respectivas marcas utilizadas. Assim como para a análise do sistema *on-grid* não foi considerado os custos com instalação e manutenção haja visto que o HUCAM possui uma equipe contratada para realização dos serviços pertinentes às instalações elétrica do hospital. A Tabela 8 apresenta o custo total considerado para a aquisição do sistema *off-grid*.

Tabela 8 — Levantamento dos Custos do Sistema *Off-grid*

Equipamento	Quantidade	Preço Unitário (R\$)	Preço Total (R\$)
Inversor Híbrido (PHB5048-MKS)	1	R\$ 5.200,00	R\$ 5.200,00
Bateria Moura (MFV300)	2	R\$ 3.000,00	R\$ 6.000,00
		Total (R\$)	R\$ 11.200,00

Fonte: Elaborado pelo autor.

As baterias da série MFV possuem um preço de aquisição consideravelmente superior às baterias da família MS, alternativa da marca Moura Solar para sistemas fotovoltaicos isolados. Porém, como visto na seção 4.2.3 deste trabalho, as baterias da série MFV possuem uma vida

útil consideravelmente elevada, superior a 12 anos. Assim, durante o prazo de vida útil do SFH será considerado uma troca de bateria e, por este motivo, foi incluído o preço de duas baterias no valor total do sistema.

Em busca realizada através de *sites* da internet, foi encontrado um *nobreak* da marca APC modelo SRT5KXLT, bifásico e com potência nominal de 5 kVA, com preço em torno de R\$ 17.947,41 (SAFARA, 2021). A Tabela 9 mostra a comparação entre os custos totais de aquisição do SFH e do *nobreak* considerado.

Tabela 9 — Comparação entre Preços

-	Custo Total (R\$)	
Sistema Fotovoltaico Híbrido	R\$	11.200,00
Nobreak Rack APC 5kVA	R\$	17.947,41
<b>Economia (R\$)</b>	<b>R\$</b>	<b>6.747,41</b>

Fonte: Elaborado pelo autor.

Assim, nota-se que o SFH é financeiramente viável, podendo gerar uma economia em torno de R\$ 6.747,41 quando comparado com o *nobreak* considerado.

### 5.3 Comentários Sobre a Análise Financeira

Neste capítulo foram realizadas as análises financeiras do SFH. A análise do sistema *on-grid* foi realizada através do *software* PV\*SOL e foi considerado que toda a geração do SFCR será consumida pelas cargas do HUCAM conectadas à mesma fonte de alimentação que o Lacoste, ou seja, a análise financeira deste sistema é baseada no valor da quantidade de energia que deixa de ser consumida pela rede elétrica, sendo os principais indicadores financeiros o VPL, o LCOE e o *payback*. Já para a análise do sistema *off-grid* foi considerado a comparação deste sistema com a aquisição de um *nobreak* de mesma capacidade. Assim, a viabilidade financeira do SFH pôde ser confirmada tanto para a parte *on-grid* quanto para a parte *off-grid*.

## 6 CONCLUSÕES

Com o aumento do consumo de energia elétrica aliado à diminuição do volume de chuvas nos últimos anos, torna-se cada vez mais necessário a utilização de outras fontes de energia com o objetivo de diversificar a matriz elétrica brasileira. Aliado a este fator, instalações que necessitam de um elevado nível na confiabilidade do fornecimento de energia elétrica recorrem a UPS com elevado preço de aquisição e, muitas vezes, de manutenção. Assim, o presente trabalho avaliou a viabilidade técnica e econômica da implementação de um sistema fotovoltaico híbrido para o Lacoste, um setor administrativo do HUCAM.

Foi possível observar que unidades de saúde possuem classes de alimentação de segurança com tempos de transição determinados, a fim de garantir que setores vitais para a unidade não sejam comprometidos em caso de falta por parte da rede de energia. Neste quesito, conclui-se que a utilização de sistemas fotovoltaicos híbridos é uma excelente solução para suprir a necessidade de continuidade da alimentação elétrica, possuindo tempos de transição na ordem de 10 milissegundos muito inferior ao tempo mínimo de transição determinado para unidades de saúde. Também se tornou claro que o dimensionamento através de *softwares* específicos é fundamental para a correta elaboração do projeto de um sistema fotovoltaico, pois estes *softwares* levam em conta fatores que não podem ser determinados de forma precisa, tais como a influência da temperatura, da irradiação e do sombreamento sobre o sistema.

Através da análise financeira do sistema foi possível determinar que o sistema fotovoltaico híbrido é também viável financeiramente, com tempo de retorno em torno de 7,6 anos. Além disso o investimento na parte *off-grid*, que tem por objetivo garantir a confiabilidade no fornecimento de energia, se mostrou muito inferior aos investimentos necessários para a aquisição de outros equipamentos que realizam a mesma função.

Uma das principais dificuldades encontradas no projeto de sistemas híbridos foi a falta de legislação que regule a possibilidade da utilização de sistemas fotovoltaicos híbridos. Assim, cada concessionária de energia determina se aceita ou não o acesso deste tipo de sistemas à rede de distribuição. Em geral, as concessionárias aceitam apenas os sistemas do tipo *All in One*, como proposto neste trabalho. Porém, a criação de uma legislação específica para os sistemas híbridos, ou a inclusão destes sistemas nas resoluções atuais, pode viabilizar a utilização de

sistemas do tipo Bi-modal, que possuem todas as funções do sistema híbrido em um único equipamento, podendo reduzir consideravelmente os valores de aquisição do sistema.

Por ser uma tecnologia relativamente nova no Brasil, outra grande dificuldade encontrada na elaboração do projeto foi referente à disponibilidade de potência de inversores híbridos. Ou seja, para sistemas com necessidade de potência instalada muito elevada, será necessário a utilização de vários inversores em paralelo a fim de atender a carga. Outra limitação encontrada foi o elevado valor do custo de aquisição das baterias, que em sistemas *off-grid* representa uma parte considerável dos custos devido ao tempo de autonomia exigido.

Assim, como trabalhos futuros, sugere-se a utilização dos sistemas fotovoltaicos híbridos em outras formas de operação, tais como fonte de *backup* para unidades consumidoras que desejam evitar o consumo nos horários de ponta, podendo utilizar a geração fotovoltaica para o carregamento das baterias prevendo o consumo da carga durante o horário de ponta. Outra importante contribuição para trabalhos futuros é referente à realização de estudos para a inclusão de sistemas fotovoltaicos híbridos nas resoluções da ANEEL a fim de garantir a viabilidade destes sistemas no Brasil, haja visto que eles reúnem as vantagens de um sistema *on-grid* e um *off-grid* em um único sistema, aumentando assim a confiabilidade no fornecimento da energia.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA DE SERVIÇOS PÚBLICOS DE ENERGIA DO ESTADO DO ESPÍRITO SANTO. **A Energia Solar no Espírito Santo: Tecnologias, Aplicadas e Oportunidades**. Vitória: ASPE, 2013.

AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS. **Conjuntura dos Recursos Hídricos no Brasil 2019: Informe Anual**. Brasília: ANA, 2019.

AGÊNCIA NACIONAL DE VIGILÂNCIA SANITÁRIA. **Segurança no ambiente hospitalar**. Brasília: ANVISA, 2015.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Geração Distribuída**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/geracao-distribuida>. Brasília: ANEEL, 2018. Acesso em: 20 mai. 2019.

\_\_\_\_\_. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST: Módulo 3** – Acesso ao sistema de distribuição. 7 rev. Brasília: ANEEL, 2017.

\_\_\_\_\_. **Resolução Homologatória nº 2.918** – Homologa o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2021, as Tarifas de Energia (TE) e as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) referentes à Espírito Santo Centrais Elétricas S/A. – EDP ES, de 03 de agosto de 2021.

\_\_\_\_\_. **Resolução Normativa Nº 414** – Condições gerais de fornecimento de energia elétrica, de 09 de setembro de 2010.

\_\_\_\_\_. **Resolução Normativa Nº 482** – Condições gerais para acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, de 17 de abril de 2012a.

\_\_\_\_\_. **Resolução Normativa Nº 493** – Condições gerais de fornecimento por meio de Microssistema Isolado de Geração e Distribuição de Energia Elétrica – MIGDI ou Sistema Individual de Geração de Energia Elétrica com Fonte Intermitente - SIGFI, de 5 de junho de 2012b.

\_\_\_\_\_. **Resolução Normativa Nº 687** – Condições gerais para acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica (em revisão da Resolução Normativa Nº 482/2012), de 24 de novembro de 2015.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA. Com 10 GW, Brasil entra na lista dos 15 maiores em energia solar. **Folha de São Paulo**, Rio de Janeiro, 23 de ago. de 2021. Disponível em: < <https://www1.folha.uol.com.br/mercado/2021/08/com-10-gw-brasil-entra-na-lista-dos-15-maiores-em-energia-solar.shtml>>. Acesso em: 01 set. 2021.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 13534: Instalações elétricas de baixa tensão – Requisitos específicos para instalação em estabelecimentos assistenciais de saúde**. Rio de Janeiro: ABNT, 2008.

\_\_\_\_\_. **NBR 5410: Instalações elétricas de baixa tensão**. Rio de Janeiro: ABNT, 2004.

\_\_\_\_\_. **NBR 16612: Cabos de potência para sistemas fotovoltaicos, não halogenados, isolados, com cobertura – Requisitos de desempenho**. Rio de Janeiro: ABNT, 2020.

\_\_\_\_\_. **NBR 16690: Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos – Requisitos de projeto**. Rio de Janeiro: ABNT, 2019.

\_\_\_\_\_. **NBR IEC 62116: Procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica**. Rio de Janeiro: ABNT, 2012.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. **Taxa Selic**. Brasília, 2021. Disponível em: <<https://www.bcb.gov.br/controleinflacao/taxaselic>>. Acesso em 15 set. 2021.

BRASIL. **Projeto de Lei nº 5829 de 2019**. Brasília, 2021. Disponível em: <<https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=2228151>>. Acesso em: 15 set. 2021.

CÂMARA DOS DEPUTADOS. **Câmara aprova marco legal dos micro e minigeradores de energia**. Brasília, 2021. Disponível em: < <https://www.camara.leg.br/noticias/796186-camara-aprova-marco-legal-dos-micro-e-minigeradores-de-energia/>>. Acesso em: 15 set. 2021.

CAVALIN, Geraldo; SERVELIN, Severino. **Instalações Elétricas**. 14 ed. São Paulo: Érica, 2006.

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO - CRESESB. **Potencial Solar – SunData v 3.0**. Rio de Janeiro: CEPTEL-CRESESB, 2018. Disponível em: < [cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata&](http://cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata&)>. Acesso em: 01 maio 2021.

EDP, Energias do Brasil S.A. **Geração Distribuída: EDP ES**. Vitória, 2020. Disponível em: < <https://www.edp.com.br/distribuicao-es/saiba-mais/informativos/microgeracao-e-minigeracao-distribuida>>. Acesso em: 01 jun. 2021.

\_\_\_\_\_. **Padrão Técnico PT.DT.PDN.03.14.011 – Conexão de micro e minigeradores ao sistema de distribuição em média ou alta tensão**. Vitória: EDP, 2017.

\_\_\_\_\_. **Padrão Técnico PT.DT.PDN.03.14.012** – Conexão de microgeradores ao sistema de distribuição em baixa tensão. Vitória: EDP, 2018.

ESCOLA NACIONAL DE ADMINISTRAÇÃO PÚBLICA. **Programa avaliação socioeconômica de projetos**. Und 2. Brasília: ENAP, 2015.

EMBRASUL. **Analizador de Energia RE6000**. Porto Alegre, 2015. Disponível em: <[http://www.embrasul.com.br/painel/pdf/Cat%C3%A1logo\\_RE6000\\_v05r00\\_pt\\_HR.pdf](http://www.embrasul.com.br/painel/pdf/Cat%C3%A1logo_RE6000_v05r00_pt_HR.pdf)>. Acesso em 01 jun. 2019.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balanco Energético Nacional 2020 – Ano Base 2019**: Relatório Final. Rio de Janeiro: EPE, 2020.

ESVSOLARVIDA. **Sistemas Híbridos**. Rio de Janeiro, 2019. Disponível em: <<http://esvsolarvida.com.br/hibrido>>. Acesso em: 01 jun. 2021.

GUIMARÃES, Leonam dos Santos. O Custo nivelado da eletricidade e seu impacto na transição energética. **Boletim Energético FGV Energia**, Junho de 2019. Disponível em: <[https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/coluna\\_opiniao\\_-\\_transicao\\_energetica.pdf](https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/coluna_opiniao_-_transicao_energetica.pdf)>. Acesso em: 18 jun. 2021.

INTERACADEMY COUNCIL. **Lighting the way: towards a sustainable energy future**. Amsterdam: IAC, 2007.

INSTITUTO NACIONAL DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA. **O que é Geração Distribuída**. Rio de Janeiro, 2018. Disponível em: <[http://www.inee.org.br/forum\\_ger\\_distrib.asp?Cat=gd](http://www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp?Cat=gd)>. Acesso em: 8 março 2021.

INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA, Normalização e Qualidade Industrial. **Portaria Nº 004, de 04 de janeiro de 2011**. Rio de Janeiro: INMETRO, 2011. Disponível em: <<http://www.inmetro.gov.br/legislacao/rtac/pdf/rtac001652.pdf>>. Acesso em: 25 jun. 2021.

MINISTÉRIO DA SAÚDE. **Portaria Nº 783, de 28 de Maio de 2001**. Disponível em: <[http://bvsmms.saude.gov.br/bvs/saudelegis/gm/2001/prt0783\\_28\\_05\\_2001.html](http://bvsmms.saude.gov.br/bvs/saudelegis/gm/2001/prt0783_28_05_2001.html)>. Acesso em: 04 jun. 2019.

MOREIRA, José Roberto (Org.). **Energias renováveis, geração distribuída e eficiência energética**. Rio de Janeiro: LTC, 2017.

MOURA. **Manual Técnico Linha Estacionária** – Moura Solar Série MFV. 2020. Disponível em: <<https://www.moura.com.br/produtos/estacionarias/materiaistecnicos/>>. Acesso em 19 set. 2021.



MOUNETOU, Romain; ALCANTARA, Ivan Bejar; INCALZA, Alessandro, *et al.* Oversizing array-to-inverter (DC-AC) ratio: What are the criteria and how to define the optimum? **European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition**. Rome, v 29<sup>th</sup>, p.2813-2821, 2014.

PINHO, João Tavares; BARRETO, Eduardo José (Org.). **Sistemas Híbridos: Soluções Energéticas para a Amazônia**. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2008.

PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Antonio (Org.). **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: CEPEL-CRESESB, 2014.

PHB SOLAR. **Lançamento dos inversores OFF-GRID PHB Solar**. São Paulo, 2021a. Disponível em: <<https://www.youtube.com/watch?v=EOMRr8wMWxI>>. Acesso em: 18 set. 2021.

PHB SOLAR. **Inversor PHB5048-MKS** – Datasheet e Manual do Usuário. São Paulo, 2021b. Disponível em: <<https://www.energiasolarphb.com.br/produto/inversor-phb5048-mks/>>. Acesso em 20 set. 2021.

PHB SOLAR. **Plataforma PHB Solar**. São Paulo, 2021b. Disponível em: <<https://www.plataformaphbsolar.com.br>>. Acesso em: 22 set. 2021.

PHB SOLAR. In: Seminário Estado da Arte do Armazenamento de Energia e da Inserção de Fontes Renováveis Intermitentes. 2018. São Paulo. **Aspectos Técnicos, regulatórios e econômicos de sistemas de armazenamento de energia em baterias no Brasil**. São Paulo: IEE, 2018.

PUCCINI, Ernesto Coutinho. **Matemática Financeira e Análise de investimentos**. 3 ed. Florianópolis: UFSC, 2016.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONIC ENGINEERS. **C37.2-2008: IEEE Standart Electrical Power System Device Function Numbers, Acronyms, and Contact Designations**. Nova Jersey: IEEE, 2008.

SAFARA, Tecnologia. **NOBREAK RACK APC SMART-UPS RT 5kVA BIFÁSICO – SRT5KXL**. 2021. Disponível em: <<https://loja.safara.com.br/energia/nobreak-rack/no-break-rack-apc-smart-ups-rt-5kva-bifasico208-srt5kxlt>>. Acesso em 01 de out. 2021.

SOLIENS. **Entende o que é Sistema Solar Híbrido**. Belo Horizonte, 2019. Disponível em: <<https://soliens.com.br/blog/curso-de-energia-solar/entenda-o-que-e-sistema-solar-hibrido/>>. Acesso em: 05 jun. 2021.

UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO. **Um ano de covid: Hucam adota novas estratégias para o enfrentamento à pandemia**. Vitória, 2021. Disponível em: <<https://coronavirus.ufes.br/conteudo/um-ano-de-covid-hucam-adota-novas-estrategias-para-o-enfrentamento-pandemia>>. Acesso em: 02 set. 2021.

VALENTIN SOFTWARE GMBH. **PV\*SOL PREMIUN: The design and simulation software for photovoltaic systems.** Version 2021.8. [S.I]: Valentin Software, 2021. Disponível em: <<https://valentin-software.com/en/downloads/>>. Acesso em: 01 set. 2021.

VILLALVA, Marcelo Gradelha. **Energia Solar Fotovoltaica: Conceitos e Aplicações: Sistemas Isolados e Conectados à Rede.** 2 ed. São Paulo: Érica, 2015.

VILLALVA, Marcelo Gradelhas. Módulos fotovoltaicos half-cell. **Canal Solar**, São Paulo, 15 de novembro de 2019a. Disponível em: < <https://canalsolar.com.br/modulos-fotovoltaicos-half-cell/>>. Acesso em: 15 set. 2021.

VILLALVA, Marcelo Gradelha. Vale a pena ajusta a angulação dos módulos solares nos telhados? **Canal Solar**, São Paulo, 5 de maio de 2019b. Disponível em: <<https://canalsolar.com.br/category/artigos/artigos-tecnicos/>>. Acesso em: 02 set. 2021.

# APÊNDICE A – RELATÓRIO RESUMO ANALISADOR DE ENERGIA

EMBRASUL N.S:96000664 V.S.2,16 ANL 5,05 (1 segundo)

## ANÁLISE GERAL (Integração = 1 segundo)

### Intervalo considerado:

segunda-feira 20/05/2019 00:00:00,00 até domingo 26/05/2019 23:59:59,00

### Faixas de horário estabelecidas no software

Intervalo - Fora de ponta: 00:00 - 18:00 21:00 - 24:00  
Intervalo - Ponta: 18:00 - 21:00  
Intervalo - Reservado:

### Máximos, médios e mínimos de tensões e correntes por fase.

Não considerados registros em queda e volta de energia. Tensão zero: 0,00 V

Fase A: tensões [V]				Correntes [A]			
Média	127,97			Média	8,716		
Mínimo	123,98	11:46:41,00	24/05/2019	Mínimo	1,240	05:40:30,00	20/05/2019
Máximo	131,05	06:08:21,00	26/05/2019	Máximo	55,530	11:04:37,00	23/05/2019
Fase B: tensões [V]				Correntes [A]			
Média	127,81			Média	10,327		
Mínimo	121,60	08:36:25,00	26/05/2019	Mínimo	0,620	12:30:04,00	26/05/2019
Máximo	130,78	06:08:21,00	26/05/2019	Máximo	60,290	13:51:58,00	23/05/2019
Fase C: tensões [V]				Correntes [A]			
Média	127,71			Média	15,424		
Mínimo	123,51	12:56:40,00	24/05/2019	Mínimo	1,550	13:11:02,00	25/05/2019
Máximo	130,59	06:08:23,00	26/05/2019	Máximo	75,800	10:44:59,00	23/05/2019

FASE	Fora de ponta					Ponta					FP
	kWh	kWh(g)	kVArh	kVAh	FP	kWh	kWh(g)	kVArh	kVAh	FP	
A	162,768	0,000	-52,854	171,134	-0,951	4,385	0,000	-3,969	5,915	-	
B	200,617	0,000	32,634	203,254	0,987	9,053	0,000	3,145	9,584	-	
C	302,792	0,000	-40,726	305,519	-0,991	17,095	0,000	-4,875	17,777	-	
<b>Total</b>	<b>666,177</b>	<b>0,000</b>	<b>-60,947</b>	<b>668,959</b>	<b>-0,996</b>	<b>30,533</b>	<b>0,000</b>	<b>-5,699</b>	<b>31,061</b>	<b>-</b>	
FASE	Reservado				FP	Total				FP	
	kWh	kWh(g)	kVArh	kVAh		kWh	kWh(g)	kVArh	kVAh		
A	0,000	0,000	0,000	0,000	1,000	167,153	0,000	-56,823	176,547	-	
B	0,000	0,000	0,000	0,000	1,000	209,670	0,000	35,779	212,701	-	
C	0,000	0,000	0,000	0,000	1,000	319,887	0,000	-45,601	323,121	-	
<b>Total</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>1,000</b>	<b>696,710</b>	<b>0,000</b>	<b>-66,645</b>	<b>699,891</b>	<b>-</b>	

### Potências médias, por fase e trifásicas, no intervalo

FASE	kW	kVAr	kVA	FP
A	0,995	-0,338	1,051	-0,947
B	1,248	0,213	1,266	0,986
C	1,904	-0,271	1,923	-0,990
<b>Total</b>	<b>4,147</b>	<b>-0,397</b>	<b>4,166</b>	<b>-0,995</b>

### Potências aparentes por fase, segundo máximos e mínimos trifásicos

FASE	kVA(max)	Horário	kVA(min)	Horário
A	5,014	23/05/2019 13:54:25,00	0,222	25/05/2019 08:31:15,00
B	6,906	23/05/2019 13:54:25,00	0,194	25/05/2019 08:31:15,00
C	8,526	23/05/2019 13:54:25,00	0,216	25/05/2019 08:31:15,00
<b>3f</b>	<b>20,367</b>	<b>23/05/2019 13:54:25,00</b>	<b>0,537</b>	<b>25/05/2019 08:31:15,00</b>

### Demandas máximas por horário


Fora de ponta [kW]			Ponta [kW]			Reservado [kW]		
23/05/2019	13:54:25,00	20,362	24/05/2019	18:10:40,00	9,571	01/01/0001	00:00:00,00	0,000
23/05/2019	13:54:16,00	20,295	24/05/2019	18:10:39,00	9,422	01/01/0001	00:00:00,00	0,000
23/05/2019	13:54:14,00	20,153	24/05/2019	18:10:45,00	9,398	01/01/0001	00:00:00,00	0,000
Fora de ponta [kVAr]			Ponta [kVAr]			Reservado [kVAr]		
23/05/2019	07:13:48,00	1,805	21/05/2019	19:19:19,00	1,309	01/01/0001	00:00:00,00	0,000
23/05/2019	07:20:28,00	1,609	21/05/2019	19:17:13,00	1,287	01/01/0001	00:00:00,00	0,000
21/05/2019	16:17:23,00	1,607	21/05/2019	19:19:36,00	1,280	01/01/0001	00:00:00,00	0,000

### Demandas máximas por horário Fase A

Fora de ponta [kW]			Ponta [kW]			Reservado [kW]		
23/05/2019	11:04:37,00	7,091	24/05/2019	18:10:08,00	1,349	01/01/0001	00:00:00,00	0,000
23/05/2019	10:54:36,00	6,752	24/05/2019	18:10:15,00	1,322	01/01/0001	00:00:00,00	0,000
23/05/2019	11:04:36,00	6,442	24/05/2019	18:10:14,00	1,316	01/01/0001	00:00:00,00	0,000
Fora de ponta [kVAr]			Ponta [kVAr]			Reservado [kVAr]		
23/05/2019	11:47:20,00	-1,889	24/05/2019	18:10:15,00	-1,036	01/01/0001	00:00:00,00	0,000

23/05/2019	11:47:17,00	-1,868	24/05/2019	18:10:14,00	-1,031	01/01/0001	00:00:00,00	0,000
23/05/2019	11:47:19,00	-1,866	24/05/2019	18:10:16,00	-1,029	01/01/0001	00:00:00,00	0,000
<b>Demandas máximas por horário Fase B</b>								
<b>Fora de ponta [kW]</b>			<b>Ponta [kW] Reservado [kW]</b>					
23/05/2019	13:51:58,00	7,522	24/05/2019	18:42:34,00	3,249	01/01/0001	00:00:00,00	0,000
20/05/2019	13:33:22,00	7,507	24/05/2019	18:27:39,00	2,948	01/01/0001	00:00:00,00	0,000
20/05/2019	13:33:20,00	7,506	24/05/2019	18:02:02,00	2,727	01/01/0001	00:00:00,00	0,000
<b>Fora de ponta [kVAr]</b>			<b>Ponta [kVAr] Reservado [kVAr]</b>					
23/05/2019	12:23:57,00	2,489	24/05/2019	18:17:24,00	1,978	01/01/0001	00:00:00,00	0,000
23/05/2019	12:23:56,00	2,485	24/05/2019	18:02:02,00	1,953	01/01/0001	00:00:00,00	0,000
21/05/2019	11:18:01,00	2,484	24/05/2019	18:33:44,00	1,935	01/01/0001	00:00:00,00	0,000
<b>Demandas máximas por horário Fase C</b>								
<b>Fora de ponta [kW]</b>			<b>Ponta [kW] Reservado [kW]</b>					
23/05/2019	10:44:59,00	9,616	24/05/2019	18:10:40,00	5,778	01/01/0001	00:00:00,00	0,000
22/05/2019	11:16:31,00	9,580	24/05/2019	18:10:39,00	5,631	01/01/0001	00:00:00,00	0,000
24/05/2019	11:10:39,00	9,210	24/05/2019	18:10:45,00	5,595	01/01/0001	00:00:00,00	0,000
<b>Fora de ponta [kVAr]</b>			<b>Ponta [kVAr] Reservado [kVAr]</b>					
23/05/2019	14:49:48,00	-1,823	24/05/2019	18:33:56,00	-1,111	01/01/0001	00:00:00,00	0,000
20/05/2019	12:01:29,00	-1,447	24/05/2019	18:33:54,00	-1,108	01/01/0001	00:00:00,00	0,000
20/05/2019	12:01:14,00	-1,440	24/05/2019	18:19:56,00	-1,105	01/01/0001	00:00:00,00	0,000

## APÊNDICE B – RECLAMAÇÃO DE QUALIDADE DE ENERGIA

 <b>Reclamação de Qualidade de Energia</b>				
Identificação do cliente				
Razão Social:	HOSPITAL CASSIANO ANTONIO MORAES (HUCAM)			
Nº da Instalação:	9500018			
Atividade Principal:	PODER PUBLICO - FEDERAL			
Endereço:	AV MAL CAMPOS 1465 29043-910 MARUIPE / VITORIA - ES			
Tipo de reclamação - Marque com "X" os itens que mais caracterizam o problema				
Faltas de energia sustentadas	<input type="checkbox"/> A unidade consumidora está sem energia no momento com todos os processos parados.			
	<input checked="" type="checkbox"/> Há faltas de energia constantes (com duração superior a 03 minutos cada interrupção).			
	<input checked="" type="checkbox"/> Quando há falta de energia, o restabelecimento do fornecimento leva muito tempo para ocorrer.			
Faltas de energia momentâneas	<input checked="" type="checkbox"/> Há faltas de energia de curto intervalo de tempo, mas que ocorrem com frequência e/ou sucessivamente.			
	<input checked="" type="checkbox"/> A energia falta e retorna em toda a instalação interrompendo todos os processos.			
	<input type="checkbox"/> A energia falta e retorna somente em parte da instalação.			
Oscilação / variação de tensão	<input type="checkbox"/> A tensão está fraca impedindo o funcionamento adequado de equipamentos.			
	<input type="checkbox"/> A tensão está forte provocando a queima de equipamentos.			
	<input type="checkbox"/> Está faltando uma fase em toda a instalação impedindo o funcionamento de alguns equipamentos.			
	<input type="checkbox"/> A tensão fica fraca quando são utilizados alguns equipamentos.			
Afundamentos / elevações de tensão	<input type="checkbox"/> São percebidas situações em que há afundamentos da tensão momentaneamente (tensão fraca) provocando desligamentos de toda a instalação.			
	<input type="checkbox"/> São percebidas situações em que há afundamentos da tensão momentaneamente (tensão fraca) provocando desligamentos ou falhas de operação de alguns equipamentos.			
	<input type="checkbox"/> São percebidas situações em que há elevações da tensão momentaneamente (tensão forte) provocando queima de equipamentos.			
	<input type="checkbox"/> São percebidos afundamentos da tensão (tensão fraca) quando equipamentos das instalações da empresa são utilizados.			
Desequilíbrio de tensão	<input type="checkbox"/> São percebidos afundamentos da tensão (tensão fraca) quando vizinhos ligam equipamentos.			
	<input type="checkbox"/> As tensões encontram-se desequilibradas, com valores muito diferentes entre as fases (podendo provocar desligamentos por atuação de relé de desbalanceamento de tensão - função 47).			
Outros (descrever)	<input type="checkbox"/> Os valores das correntes em motores encontram-se muito diferentes entre as fases (podendo provocar desligamentos por atuação de relé de sobrecorrente temporizado - função 51).			
	<input type="checkbox"/>			
Informe abaixo os dias e horários que ocorreram problemas recentes				
Data da ocorrência	Hora	Duração aprox.	Situação verificada	Observações
23/10/2019	18:49	8 Segundos	Interrupção geral	ATUAÇÃO DO RELIGADOR EDP
06/11/2019	12:40	5 Segundos	Interrupção geral	OCCORRÊNCIA SUBESTAÇÃO NO NORTE DO ESTADO
21/11/2019	04:49	5 Segundos	Interrupção geral	ATUAÇÃO DO RELIGADOR EDP
21/11/2019	10:30	5 Segundos	Interrupção geral	ATUAÇÃO DO RELIGADOR EDP
08/12/2019	19:44	10 Segundos	Interrupção geral	ATUAÇÃO DO RELIGADOR EDP
29/01/2020	21:00	1 Minutos	Interrupção geral	OCCORRÊNCIA REDE DE 34,5 KV
01/02/2020	19:05	1 Horas	Demora no restabelecimento	OCCORRÊNCIA BANCO DE CAPACITORES
14/02/2020	10:55	5 Segundos	Interrupção geral	ATUAÇÃO DO RELIGADOR EDP
27/02/2020	10:35	2 Minutos	Interrupção geral	MANOBRAS ALIMENTADOR EDP
02/03/2020	10:56	1 Horas	Demora no restabelecimento	OCCORRÊNCIA NO ALIMENTADOR EDP
11/03/2020	10:17	1 Horas	Demora no restabelecimento	OCCORRÊNCIA NO ALIMENTADOR EDP

**APÊNDICE C – PRANCHAS DO PROJETO DO SFH**

ELE.SFH.01-R00 (01/03)

ELE.SFH.02-R00 (02/03)

ELE.SFH.03-R00 (03/03)

## APÊNDICE D – ANÁLISE FINANCEIRA PV\*SOL

	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5
Investimentos	-R\$ 120.365,80	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Economia de energia	R\$ 15.021,01	R\$ 15.721,39	R\$ 15.804,65	R\$ 15.888,35	R\$ 15.972,50
<b>Fluxo de caixa anual</b>	<b>-R\$ 105.344,79</b>	<b>R\$ 15.721,39</b>	<b>R\$ 15.804,65</b>	<b>R\$ 15.888,35</b>	<b>R\$ 15.972,50</b>
Fluxo de caixa acumulado	-R\$ 105.344,79	-R\$ 89.623,40	-R\$ 73.818,74	-R\$ 57.930,40	-R\$ 41.957,90

	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
Investimentos	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Economia de energia	R\$ 16.057,08	R\$ 16.142,12	R\$ 16.227,61	R\$ 16.313,55	R\$ 16.399,94
<b>Fluxo de caixa anual</b>	<b>R\$ 16.057,08</b>	<b>R\$ 16.142,12</b>	<b>R\$ 16.227,61</b>	<b>R\$ 16.313,55</b>	<b>R\$ 16.399,94</b>
Fluxo de caixa acumulado	-R\$ 25.900,81	-R\$ 9.758,69	R\$ 6.468,92	R\$ 22.782,47	R\$ 39.182,41

	Ano 11	Ano 12	Ano 13	Ano 14	Ano 15
Investimentos	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	-R\$ 9.037,61
Economia de energia	R\$ 16.486,80	R\$ 16.574,11	R\$ 16.661,89	R\$ 16.750,13	R\$ 16.838,84
<b>Fluxo de caixa anual</b>	<b>R\$ 16.486,80</b>	<b>R\$ 16.574,11</b>	<b>R\$ 16.661,89</b>	<b>R\$ 16.750,13</b>	<b>R\$ 7.801,22</b>
Fluxo de caixa acumulado	R\$ 55.669,21	R\$ 72.243,33	R\$ 88.905,21	R\$ 105.655,34	R\$ 113.456,57

	Ano 16	Ano 17	Ano 18	Ano 19	Ano 20
Investimentos	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Economia de energia	R\$ 16.928,01	R\$ 17.017,66	R\$ 17.107,79	R\$ 17.198,39	R\$ 17.289,47
<b>Fluxo de caixa anual</b>	<b>R\$ 16.928,01</b>	<b>R\$ 17.017,66</b>	<b>R\$ 17.107,79</b>	<b>R\$ 17.198,39</b>	<b>R\$ 17.289,47</b>

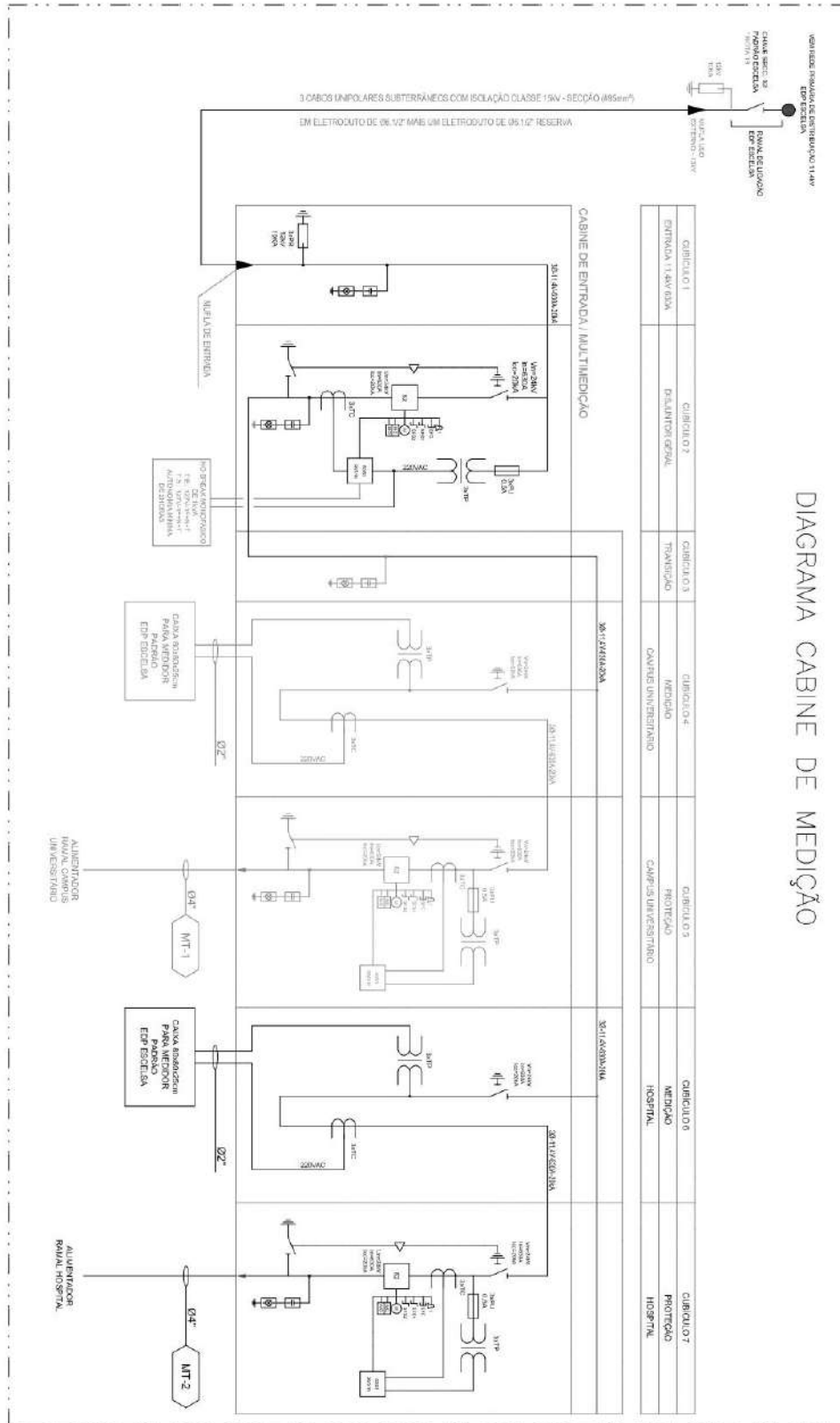
  

	Ano 21	Ano 22	Ano 23	Ano 24	Ano 25
Investimentos	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Economia de energia	R\$ 17.381,03	R\$ 17.473,08	R\$ 17.565,61	R\$ 17.658,64	R\$ 17.752,16
<b>Fluxo de caixa anual</b>	<b>R\$ 17.381,03</b>	<b>R\$ 17.473,08</b>	<b>R\$ 17.565,61</b>	<b>R\$ 17.658,64</b>	<b>R\$ 17.752,16</b>
Fluxo de caixa acumulado	R\$ 216.378,91	R\$ 233.851,99	R\$ 251.417,60	R\$ 269.076,24	R\$ 286.828,40

Nome	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Soma
Consumo	2909,18	2637,65	2935,04	2818,67	2922,11	2831,60	2909,18	2935,04	2818,67	2909,18	2844,53	2909,18	34380,00
Produção de energia	4565,52	4266,27	4078,11	3247,08	2886,98	2645,06	2886,82	3151,13	3252,04	3762,25	3939,74	4418,36	43099,35
Produção de energia (incl. Degradação do módulo)	4565,52	4266,27	4078,11	3247,08	2886,98	2645,06	2886,82	3151,13	3252,04	3762,25	3939,74	4418,36	43099,35
Saldo	-1656,34	-1628,62	-1143,07	-428,41	35,13	186,54	22,36	-216,09	-433,37	-853,08	-1095,21	-1509,18	-8719,35
Crédito utilizado	0,00	0,00	0,00	0,00	35,06	186,47	22,29	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	243,83
Novo crédito	1656,38	1628,66	1143,13	428,47	0,00	0,00	0,00	216,15	433,44	853,14	1095,26	1509,23	8963,87
Conta de crédito	1656,38	3285,04	4428,17	4856,64	4821,58	4635,11	4612,82	4828,97	5262,41	6115,55	7210,81	8720,04	8720,04
Fatura	0,04	0,04	0,05	0,07	0,07	0,06	0,07	0,06	0,07	0,07	0,05	0,05	0,69
Economia	2909,14	2637,61	2934,98	2818,60	2922,04	2831,54	2909,11	2934,97	2818,60	2909,11	2844,48	2909,12	34379,31

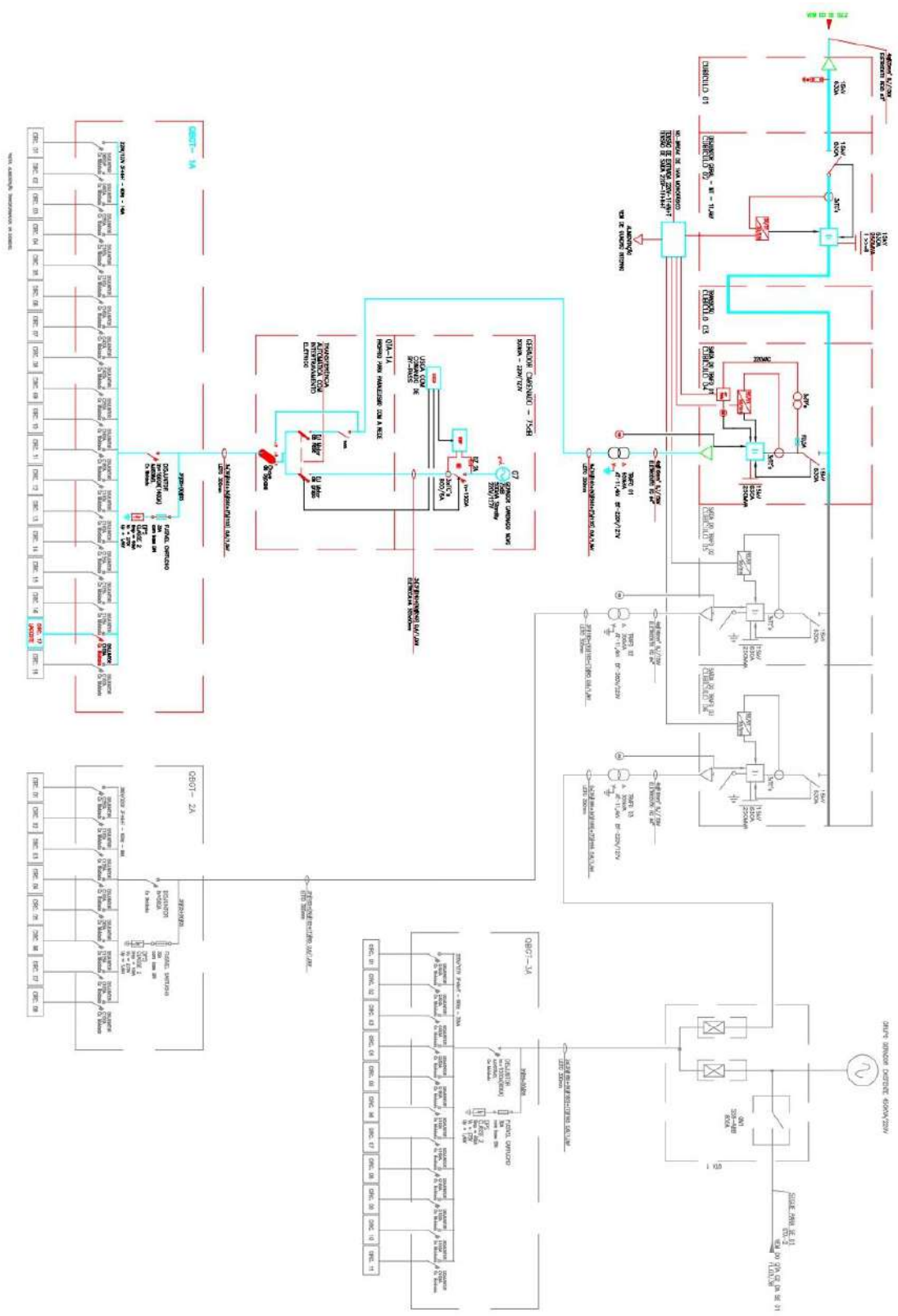
Valores em kWh

**ANEXO A – DIAGRAMA UNIFILAR CABINE DE MEDIÇÃO HUCAM**



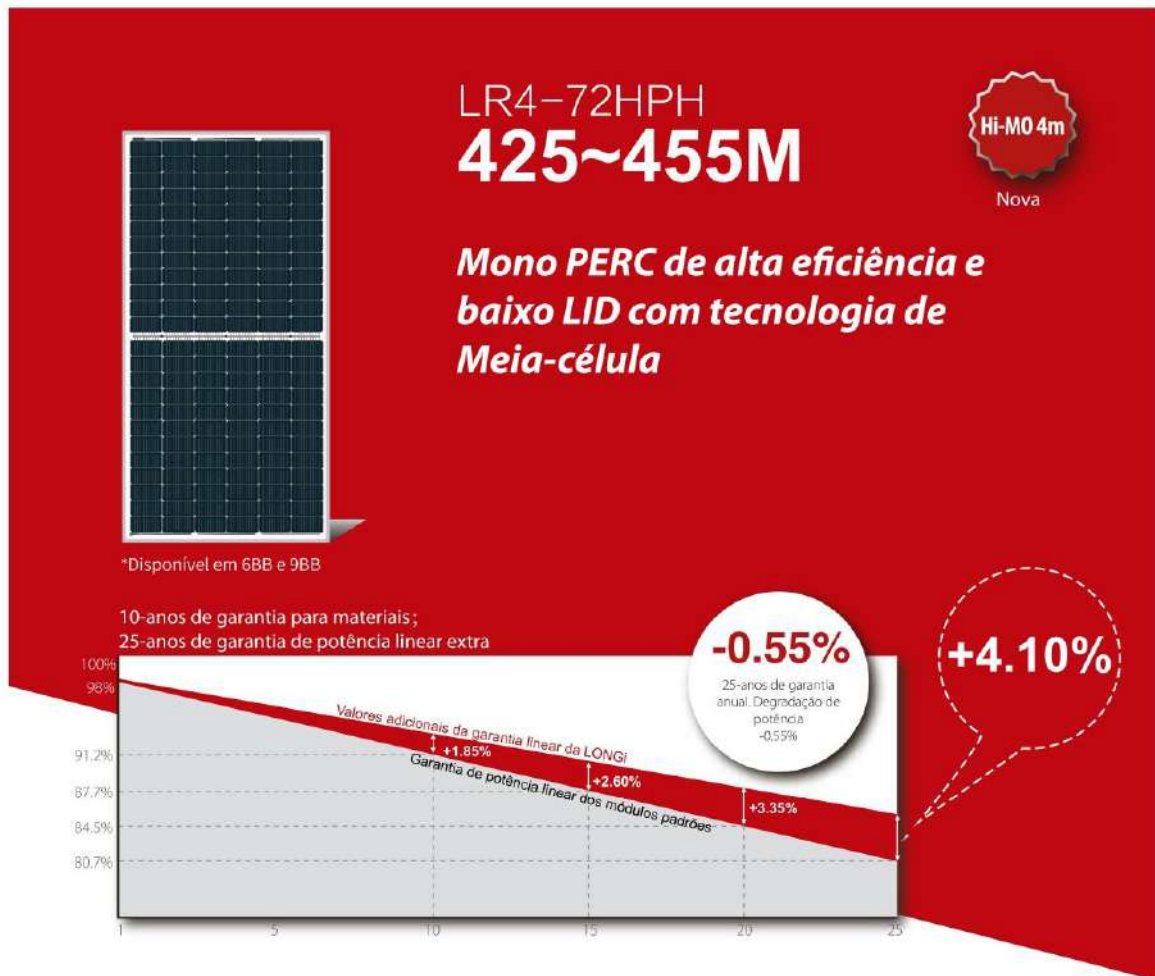


### ANEXO B – DIAGRAMA UNIFILAR SE 52.3



SUBESTAÇÃO – 52.3

## ANEXO C – FOLHA DE DADOS MÓDULO LR4-72HPH-455M



**Sistema Completo e Certificações de Produtos**

IEC 61215, IEC61730, UL1730  
 ISO 9001: 2008: ISO Sistema de Gestão de Qualidade  
 ISO 14001: 2004: ISO Sistema de Gestão do Meio Ambiente  
 TS62941: Diretrizes de qualificação do design do módulo  
 OHSAS 18001: 2007 Saúde e segurança do trabalho



\* Especificações sujeitas a alterações técnicas e testes. LONGi Solar reserva-se do direito de interpretação.

**Tolerância de Potência Positiva (0~+5W) garantida**

**Alta eficiência de conversão** de módulo (até 20.9%)

**Menor degradação de potência** permitida pela tecnologia de Mono PERC com baixo LID: primeiro ano<2%, 0,55% ano 2-25

**Sólida resistência à PID** garantida pelo processo otimizado da célula solar e criteriosa seleção do BOM do módulo

**Perda resistiva reduzida** com menor corrente de operação

**Maior rendimento energético** com menor temperatura de operação

**Reduzido risco de hot spot** com design elétrico otimizado e menor corrente de operação



Room 801, Tower 3, Lujiazui Financial Plaza, No.826 Century Avenue, Pudong Shanghai, 200120, China  
 Tel: +86 21-80162606 E-mail: module@longi-silicon.com facebook: www.facebook.com/LONGi Solar

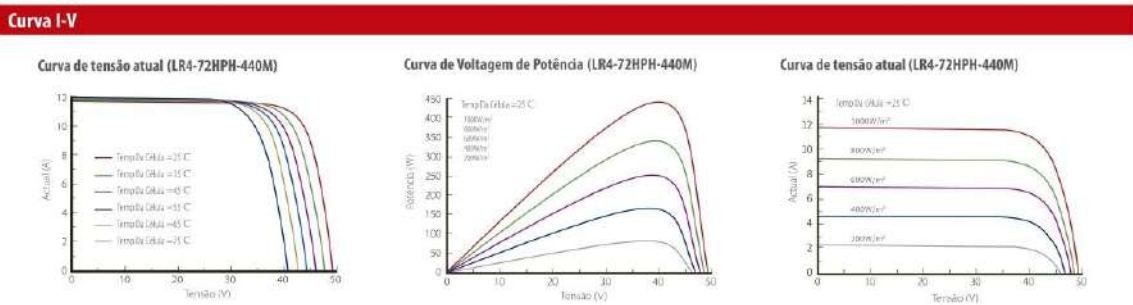
Nota: Devido à contínua inovação técnica, P&D e melhoria, os dados técnicos acima mencionados podem sofrer modificações. A Longi Solar tem o direito exclusivo de fazer tal modificação a qualquer momento sem aviso prévio; A parte exigente deve solicitar o último catálogo técnico para a necessidade de contrato e torná-lo parte integrante e consistente da documentação legal devidamente assinada por ambas as partes.

# LR4-72HPH 425~455M

Design (mm)	Parâmetros mecânicos	Parâmetros de operação
	<p><b>Orientação das células:</b> 144 (6x24)</p> <p><b>Caixa de junção:</b> IP68, 3 diodos</p> <p><b>Cabo:</b> 4mm<sup>2</sup>, 300mm de comprimento comprimento Pode ser personalizado</p> <p><b>Vidro:</b> 3.2mm vidro temperado revestido</p> <p><b>Quadro:</b> Quadro de Liga de alumínio anodizado</p> <p><b>Peso:</b> 23.5kg</p> <p><b>Dimensão:</b> 2094x1038x35mm</p> <p><b>Embalagem:</b> 30pcs por paleta 150pcs por paleta 20'GP 660pcs por 40'HC</p> <p><small>Unidades: mm(inch) Tolerância Comprimento: ±0.2mm Largura: ±0.2mm Esp. ±0.1mm Pitch: ±0.1mm</small></p>	<p><b>Temperatura operacional:</b> -40 C ~ +85 C</p> <p><b>Tolerância de potência de saída:</b> 0 ~ +5 W</p> <p><b>Tolerância de Voc e Isc:</b> ±3%</p> <p><b>Máxima voltagem do sistema:</b> DC1500V (IEC/UL)</p> <p><b>Classificação máxima de fusíveis em série:</b> 20A</p> <p><b>Temperatura nominal de operação da célula:</b> 45±2 C</p> <p><b>Classe de segurança:</b> Classe II</p> <p><b>Taxa de incêndio:</b> UL Tipo 1 ou 2</p>

Características elétricas	Incerteza de ensaio para o Pmax ±3%													
	Número do modelo	LR4-72HPH-425M	LR4-72HPH-430M	LR4-72HPH-435M	LR4-72HPH-440M	LR4-72HPH-445M	LR4-72HPH-450M	LR4-72HPH-455M						
Condição de teste	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Potência máxima (Pmax/W)	425	314.8	430	318.5	435	322.2	440	326.0	445	329.7	450	333.4	455	337.1
Tensão de circuito aberto (Voc/V)	48.3	45.1	48.5	45.3	48.7	45.5	48.9	45.6	49.1	45.8	49.3	46.0	49.5	46.2
Corrente de curto-circuito (Isc/A)	11.23	9.06	11.31	9.12	11.39	9.18	11.46	9.24	11.53	9.30	11.60	9.35	11.66	9.40
Tensão na potência máxima (Vmp/V)	40.5	37.4	40.7	37.6	40.9	37.8	41.1	38.0	41.3	38.1	41.5	38.3	41.7	38.5
Corrente na potência máxima (Imp/A)	10.50	8.42	10.57	8.47	10.64	8.53	10.71	8.59	10.78	8.64	10.85	8.70	10.92	8.75
Eficiência do módulo (%)	19.6		19.8		20.0		20.2		20.5		20.7		20.9	
STC (condições de teste padrão): irradiância 1000W / m <sup>2</sup> , temperatura da célula 25 C, espectros a AM 1.5														
NOCT (temperatura nominal da célula de operação): irradiância 800W / m <sup>2</sup> , temperatura ambiente 20 C, espectros em AM1.5, vento a 1 m / s														

Classificação de temperatura (STC)	Carregamento mecânico		
<b>Coefficiente de temperatura da Isc</b>	+0.05%/ C	<b>Carregamento estático máximo frontal</b>	5400Pa
<b>Coefficiente de temperatura da Voc</b>	-0.286%/ C	<b>Carregamento estático máximo traseiro</b>	2400Pa
<b>Coefficiente de temperatura da Pmax</b>	-0.350%/ C	<b>Teste de granizo</b>	Granizo de 25mm à uma velocidade de 23m/s



Room 801, Tower 3, Lujiazui Financial Plaza, No.826 Century Avenue, Pudong Shanghai, 200120, China  
Tel: +86-21-80162606 E-mail: module@longi-silicon.com Facebook: www.facebook.com/LONGI Solar

Nota: Devido à contínua inovação técnica, P&D e melhoria, os dados técnicos acima mencionados podem sofrer modificações. A Longi Solar tem o direito exclusivo de fazer tal modificação a qualquer momento sem aviso prévio; A parte exigente deve solicitar o último catálogo técnico para a necessidade de contrato e torná-lo parte integrante e consistente da documentação legal devidamente assinada por ambas as partes.

## ANEXO D – FOLHA DE DADOS INVERSOR PHB5048-MKS



Inversor solar Off-Grid com controlador de carga integrado.

Possui retificador (CA/CC) e carrega a bateria pela rede.

Opera também como No-Break solar, em conjunto com o seletor FV, permitindo que a energia solar seja utilizada quando ocorrer falha na rede elétrica (opera em conjunto com inversor On-Grid).

PHB5048-MKS (220V) PHB3048-MKS (127V) permite operação em duas tensões de saída diferentes.

### EXCELENTE DESEMPENHO

- ✓ Elevada tensão FV (500Vcc)
- ✓ Tempo de transferência (rede/ backup) <10ms
- ✓ Carga de 3 estágio para aplicação Off-Grid
- ✓ Limite de corrente de bateria

### ALTA SEGURANÇA

- ✓ Tensão segura (SELV) da bateria (<60Vcc)
- ✓ Conversor CC/CA isolado
- ✓ Filtro anti-poeira
- ✓ IP21

### PROJETO ORIENTADO PARA O CLIENTE

- ✓ Leve e compacto 12 kg
- ✓ LCD intuitivo
- ✓ Interface de comunicação USB e RS485
- ✓ Configuração local via navegador



Rua São Bernardino nº 12  
Pq. Anhanguera - CEP: 05120-050  
São Paulo - SP



(11) 3648-7830  
contato@phb.com.br



# Dados técnicos

Dados da Entrada CC		
Modelo	PHB3048-MKS	PHB5048-MKS
Max. Tensão CC [V]	500	500
Faixa de Operação SPMP [MPPT] [V]	120~430	120~430
Tensão CC de Partida [V]	120	120
Corrente CC Máxima [A]	18	18
Número de Strings / MPPT	1 / 1	1 / 1
Dados de Entrada CA (Rede)		
Tensão Nominal de Entrada CA [V]	127	220
Máx. Corrente de Entrada CA [A]	40	40
Dados de Saída (Back-up)		
Máx. Potência Aparente [VA]	3000	5000
Máx. Potência de Pico [VA]	3600VA, 10s	6000VA, 10s
Máx. Corrente de Saída [A]	24	22
Tensão Nominal de Saída [V]	127	220
Frequência Nominal de Saída [Hz]	60	
THDv [Carga Resistiva]	<6%	
Dados da Bateria		
Tipo	Li-Ion ou VRLA	
Tensão Nominal [V]	48	
Máx. Tensão Carga [V]	≤60 (configurável)	
Máx. Corrente de Carga [A] (CA/FV)	40 / 80	100 / 80
Máx. Corrente de Descarga [A]	100	100
Capacidade do Banco de Baterias [Ah]	50~10000	
Dados Gerais		
Dimensões [L*A*P] (mm)	295*468*140	
Peso Líquido [kg]	12	
Umidade relativa	5 ~ 95%	
Temperatura de Operação	-10 ~ 50 °C	
Ventilação	Forçada	
Grau de proteção	IP21	
Comunicação	USB/ RS485	
Cor	Cinza	
Display	LCD	
Garantia [anos]	2	

A PHB Solar mantém uma estrutura de equipamentos calibrados, "setups" de testes e técnicos treinados, para proporcionar aos seus clientes um rápido serviço de reparo.



Rua São Bernardino nº 12  
Pq. Anhanguera - CEP: 05120-050  
São Paulo - SP



(11) 3648-7830  
contato@phb.com.br



**ANEXO E – FOLHA DE DADOS BATERIA MOURA MFV300**



SÉRIE MFV



Invista no melhor desempenho, para o seu negócio. A série MFV traz a inovação Moura para o mercado brasileiro. Possui tecnologia chumbo-carbono e excelente acionamento de carga, operando em regimes de ciclagem e em estado parcial de carga.

Benefícios do produto

Estrutura multicamada das placas positivas



Design inovador da grade

- Mais de 2.700 ciclos (Ensaio conforme Norma NBR 14200 e Norma IEC 61427)
- Eficiência de recarga até 15% maior
- Performance em altas temperaturas

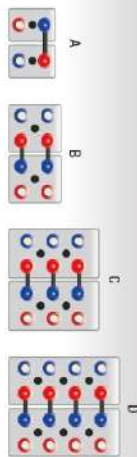


Tecnologia POC



Maior volume de material ativo

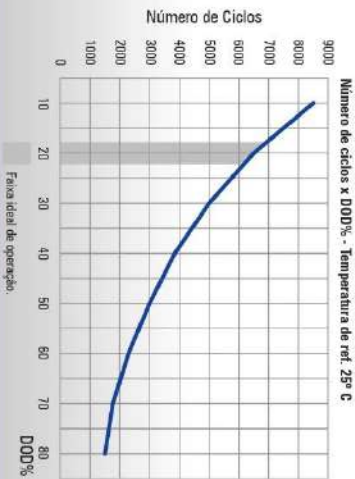
Principais características técnicas



Características elétricas elementos MFV - Capacidade em Ah - 25° C

Modelo	Capacidade nominal (Ah) a 25°C	Capacidade nominal (Ah) a 25°C				Capacidade nominal (Ah) a 25°C				Rendimento (%)	Temperatura máxima de operação (°C)
		10h	20h	50h	100h	10h	20h	50h	100h		
MFV-12B	120	130	120	95	87	80	72	65	58	85	55
MFV-12C	150	160	150	115	105	95	85	75	65	85	55
MFV-12D	200	210	200	150	140	130	120	110	100	85	55
MFV-12E	250	260	250	190	180	170	160	150	140	85	55
MFV-12F	300	310	300	230	220	210	200	190	180	85	55
MFV-12G	350	360	350	270	260	250	240	230	220	85	55
MFV-12H	400	410	400	310	300	290	280	270	260	85	55
MFV-12I	450	460	450	350	340	330	320	310	300	85	55
MFV-12J	500	510	500	390	380	370	360	350	340	85	55
MFV-12K	550	560	550	430	420	410	400	390	380	85	55
MFV-12L	600	610	600	470	460	450	440	430	420	85	55
MFV-12M	650	660	650	510	500	490	480	470	460	85	55
MFV-12N	700	710	700	550	540	530	520	510	500	85	55
MFV-12O	750	760	750	590	580	570	560	550	540	85	55
MFV-12P	800	810	800	630	620	610	600	590	580	85	55
MFV-12Q	850	860	850	670	660	650	640	630	620	85	55
MFV-12R	900	910	900	710	700	690	680	670	660	85	55
MFV-12S	950	960	950	750	740	730	720	710	700	85	55
MFV-12T	1000	1010	1000	790	780	770	760	750	740	85	55
MFV-12U	1050	1060	1050	830	820	810	800	790	780	85	55
MFV-12V	1100	1110	1100	870	860	850	840	830	820	85	55
MFV-12W	1150	1160	1150	910	900	890	880	870	860	85	55
MFV-12X	1200	1210	1200	950	940	930	920	910	900	85	55
MFV-12Y	1250	1260	1250	990	980	970	960	950	940	85	55
MFV-12Z	1300	1310	1300	1030	1020	1010	1000	990	980	85	55
MFV-15B	150	160	150	115	105	95	85	75	65	85	55
MFV-15C	200	210	200	155	145	135	125	115	105	85	55
MFV-15D	250	260	250	195	185	175	165	155	145	85	55
MFV-15E	300	310	300	235	225	215	205	195	185	85	55
MFV-15F	350	360	350	275	265	255	245	235	225	85	55
MFV-15G	400	410	400	315	305	295	285	275	265	85	55
MFV-15H	450	460	450	355	345	335	325	315	305	85	55
MFV-15I	500	510	500	395	385	375	365	355	345	85	55
MFV-15J	550	560	550	435	425	415	405	395	385	85	55
MFV-15K	600	610	600	475	465	455	445	435	425	85	55
MFV-15L	650	660	650	515	505	495	485	475	465	85	55
MFV-15M	700	710	700	555	545	535	525	515	505	85	55
MFV-15N	750	760	750	595	585	575	565	555	545	85	55
MFV-15O	800	810	800	635	625	615	605	595	585	85	55
MFV-15P	850	860	850	675	665	655	645	635	625	85	55
MFV-15Q	900	910	900	715	705	695	685	675	665	85	55
MFV-15R	950	960	950	755	745	735	725	715	705	85	55
MFV-15S	1000	1010	1000	795	785	775	765	755	745	85	55
MFV-15T	1050	1060	1050	835	825	815	805	795	785	85	55
MFV-15U	1100	1110	1100	875	865	855	845	835	825	85	55
MFV-15V	1150	1160	1150	915	905	895	885	875	865	85	55
MFV-15W	1200	1210	1200	955	945	935	925	915	905	85	55
MFV-15X	1250	1260	1250	995	985	975	965	955	945	85	55
MFV-15Y	1300	1310	1300	1035	1025	1015	1005	995	985	85	55
MFV-15Z	1350	1360	1350	1075	1065	1055	1045	1035	1025	85	55

Capacidade nominal em Ah a 25°C



Número de ciclos x DOD% - Temperatura de ref. 25° C

Faixa ideal de operação

INFORMAÇÕES TÉCNICAS DA SÉRIE MFV



Descarga em corrente constante (A)

TIPO DE ELEMENTO	1,85 V/VE - 35°C					1,75 V/VE - 35°C				
	C120	C20	C10	C3	C5	C3	C5	C3	C1	
MFV 100	1,3	6,5	10	12	16,8	12	16,8	22,3	48	
MFV 150	1,9	9,8	15	18	25,2	18	25,2	33,3	72	
MFV 200	2,5	13	20	24	33,0	24	33,0	44,7	96	
MFV 250	3,1	16	25	30	42,0	30	42,0	56	120	
MFV 300	3,8	19	30	36	50,4	36	50,4	67	144	
MFV 350	4,4	22	35	42	59,4	42	59,4	79	168	
MFV 400	5,1	25	40	48	68,4	48	68,4	91	192	
MFV 450	5,8	28	45	54	77,4	54	77,4	103	216	
MFV 500	6,5	31	50	60	86,4	60	86,4	115	240	
MFV 600	7,8	38	60	72	103,8	72	103,8	139	288	
MFV 700	9,1	45	70	84	121,2	84	121,2	163	336	
MFV 800	10,4	52	80	96	138,6	96	138,6	187	384	
MFV 900	11,7	59	90	108	156,0	108	156,0	211	432	
MFV 1000	12,5	63	100	120	168,0	120	168,0	224	480	
MFV 1250	15,4	77	125	150	202,5	150	202,5	270	576	
MFV 1500	18,5	91	150	180	237,0	180	237,0	316	672	
MFV 1750	21,0	105	175	210	271,5	210	271,5	362	768	
MFV 2000	24,7	120	200	240	306,0	240	306,0	408	864	
MFV 2250	27,8	135	225	270	340,5	270	340,5	454	960	
MFV 2500	30,8	150	250	300	375,0	300	375,0	500	1056	
MFV 2750	33,9	165	275	330	409,5	330	409,5	546	1152	
MFV 3000	37,0	180	300	360	444,0	360	444,0	592	1248	

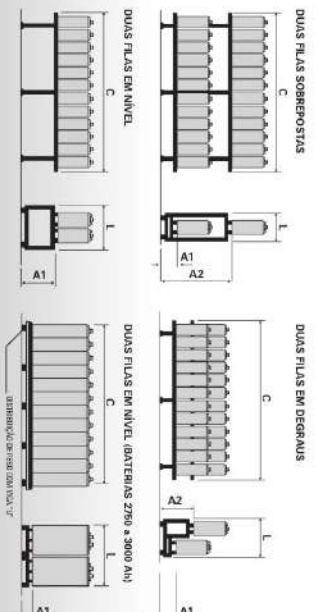
Descarga em potência constante (W)

TIPO DE ELEMENTO	1,85 V/VE - 35°C					1,75 V/VE - 35°C				
	C120	C20	C10	C3	C5	C3	C5	C3	C1	
MFV 100	2,4	10,5	18	23	31,9	23	31,9	41,1	87	
MFV 150	3,7	15,8	29	34	47,9	34	47,9	62,3	130	
MFV 200	4,9	21	38	46	63,8	46	63,8	82,3	174	
MFV 250	6,1	26	48	57	80	57	80	102	217	
MFV 300	7,3	32	57	68	96	68	96	122	260	
MFV 350	8,5	37	67	80	112	80	112	142	303	
MFV 400	9,7	43	76	92	128	92	128	162	346	
MFV 450	10,9	48	86	104	144	104	144	182	389	
MFV 500	12,1	54	95	116	160	116	160	202	432	
MFV 600	14,6	64	115	138	192	138	192	242	516	
MFV 700	16,5	73	134	160	224	160	224	282	600	
MFV 800	18,5	82	153	182	256	182	256	322	684	
MFV 900	20,4	91	172	204	288	204	288	362	768	
MFV 1000	22,4	100	191	226	320	226	320	402	852	
MFV 1250	28,3	132	250	272	410	272	410	522	1116	
MFV 1500	36,1	164	309	338	500	338	500	632	1380	
MFV 1750	42,1	197	367	396	590	396	590	742	1644	
MFV 2000	48,1	230	425	454	680	454	680	852	1908	
MFV 2250	54,1	263	483	512	770	512	770	962	2172	
MFV 2500	60,1	297	541	570	860	570	860	1072	2436	
MFV 2750	66,1	330	600	628	950	628	950	1182	2700	
MFV 3000	72,2	364	658	686	1040	686	1040	1292	2964	

Configuração e dimensional das estantes metálicas

TIPO DE MATERIAL	CONTROLE DA ESTRELA			CABEÇOTE DA ESTRELA			ALÇURA DA ESTRELA (A1 - A2)						GRANDE ESTRELA
	AV	REV	REV	SOBRE	NUTS	DEGRAS	A1	A2	A1	A2	A1	A2	
MFV 100	770	1460	1750	3880	380	560	1600	300	1680	560	300	735	1
MFV 150	770	1460	1750	3880	380	560	1500	300	1680	560	300	735	1
MFV 200	770	1460	1750	3880	380	560	1400	300	1680	560	300	735	1
MFV 250	800	1700	2100	4100	380	560	1300	300	1680	560	300	735	1
MFV 300	800	1700	2100	4100	380	560	1200	300	1680	560	300	735	1
MFV 350	800	1700	2100	4100	380	560	1100	300	1680	560	300	735	1
MFV 400	800	1700	2100	4100	380	560	1000	300	1680	560	300	735	1
MFV 450	800	1700	2100	4100	380	560	900	300	1680	560	300	735	1
MFV 500	800	1700	2100	4100	380	560	800	300	1680	560	300	735	1
MFV 600	1000	1850	2300	4370	480	600	1500	300	1770	560	300	735	1
MFV 700	1000	1850	2300	4370	480	600	1400	300	1770	560	300	735	1
MFV 800	1000	1850	2300	4370	480	600	1300	300	1770	560	300	735	1
MFV 900	1000	1850	2300	4370	480	600	1200	300	1770	560	300	735	1
MFV 1000	1000	1850	2300	4370	480	600	1100	300	1770	560	300	735	1
MFV 1250	1400	2700	3400	*	450	625	1850	300	1770	560	300	735	1
MFV 1500	1400	2700	3400	*	450	625	1750	300	1770	560	300	735	1
MFV 1750	1400	2700	3400	*	450	625	1650	300	1770	560	300	735	1
MFV 2000	1400	2700	3400	*	450	625	1550	300	1770	560	300	735	1
MFV 2250	1400	2700	3400	*	450	625	1450	300	1770	560	300	735	1
MFV 2500	1400	2700	3400	*	450	625	1350	300	1770	560	300	735	1
MFV 2750	1400	2700	3400	*	450	625	1250	300	1770	560	300	735	1
MFV 3000	1400	2700	3400	*	450	625	1150	300	1770	560	300	735	1

\* Dimensione em mm





## ANEXO F – FOLHA DE DADOS CABO CORTOX SOLAR (0,6/1KV)

### CABO CORTOX SOLAR (0,6/ 1KV)



#### CONSTRUÇÃO

Formado por fios de cobre eletrolítico estanhado, têmpera mole, encordoamento classe 5.

#### ISOLAÇÃO

Composto termofixo não halogenado com baixa emissão de fumaça e não propagante a chama.

#### COBERTURA

Composto termofixo com baixa emissão de fumaça, não propagante a chama e com proteção contra raios UV.

#### IDENTIFICAÇÃO

Os cabos são fornecidos nas cores preta e vermelha.

#### TEMPERATURA MÁXIMA DO CONDUTOR

120 °C em serviço contínuo; 250 °C em curto-circuito.

#### APLICAÇÃO

Os cabos CORTOX SOLAR da Cordeiro Cabos Elétricos são cabos de potência para sistema fotovoltaico, isolados e com cobertura não halogenada para as tensões de até 1,8 kV C.C. Os condutores foram projetados para serem instalados entre a célula fotovoltaica e os terminais de corrente contínua do inversor fotovoltaico e demais equipamentos do sistema fotovoltaico, em função de sua resistência a intempéries (proteção UV). Os cabos podem ser instalados em eletrocalhas, leitos ou eletrodutos de instalações em ambientes internos e externos.

#### ESPECIALIZAÇÃO

ABNT NBR: 16612

SEÇÃO	Nº DE CONDUTORES	ESPESSURA ISOLAÇÃO NOMINAL	ESPESSURA COBERTURA NOMINAL	Ø EXTERNO MÁXIMO	RESISTÊNCIA MÁXIMA A 20 °C	MASSA NOMINAL
		mm	mm			
1,50 mm <sup>2</sup>	1	0,7	0,80	5,40	13,7	34
2,50 mm <sup>2</sup>	1	0,7	0,80	5,90	8,21	47
4,00 mm <sup>2</sup>	1	0,7	0,80	6,60	5,09	61
6,00 mm <sup>2</sup>	1	0,7	0,80	7,40	3,39	83
10,0 mm <sup>2</sup>	1	0,7	0,80	8,80	1,95	128
16,0 mm <sup>2</sup>	1	0,7	0,90	10,10	1,24	190
25,0 mm <sup>2</sup>	1	0,9	1,00	12,50	0,795	291
35,0 mm <sup>2</sup>	1	0,9	1,10	14,00	0,565	390

## ANEXO G – FORMULÁRIO DE SOLICITAÇÃO DE ACESSO EDP ES



### Formulário de solicitação de acesso para microgeração distribuída com potência superior a 10 kW


1 – Identificação da Unidade Consumidora – UC			
Código da UC: 9500018		Classe: Poder Público - Federal	
Titular da UC: Eng. Luiz Carlos de Sousa Queiroga Junior			
Rua/Av.: Av. Mal. Campos			
Nº: 1465	Complemento:	Bairro: Maruípe	
Cidade: Vitória			CEP: 29043-910
E-mail: luiz.queiroga@ebserh.gov.br		CNPJ/CPF: 32479164000130	
Telefone: ( 27) 3335 7169		Celular: ( )	
2 – Dados da Unidade Consumidora			
Potência instalada (kW): 1200		Tensão de atendimento (V): 11,4 k	
Tipo de conexão:	Monofásica <input type="checkbox"/>	Bifásica <input type="checkbox"/>	Trifásica <input checked="" type="checkbox"/>
Tipo de ramal:	Aéreo <input checked="" type="checkbox"/>	Subterrâneo <input type="checkbox"/>	
3 – Dados da Geração			
Potência instalada da geração (kW): 27			
Tipo da fonte de Geração:	Hidráulica <input type="checkbox"/>	Solar <input checked="" type="checkbox"/>	Eólica <input type="checkbox"/>
Biomassa <input type="checkbox"/>	Cogeração qualificada <input type="checkbox"/>	Outra (especificar):	
4 – Documentação a ser anexada			
1. ART do Responsável Técnico pelo projeto elétrico e instalação do sistema de microgeração;			<input type="checkbox"/>
2. Projeto elétrico das instalações de conexão, memorial descritivo;			<input type="checkbox"/>
3. Diagrama unifilar e de blocos do sistema de geração, carga e proteção;			<input type="checkbox"/>
4. Certificado de conformidade do(s) inversor(es) ou número de registro da concessão do Inmetro do(s) inversor(es) para a tensão nominal de conexão com a rede;			<input type="checkbox"/>
5. Dados necessários ao registro da central geradora conforme disponível no site da ANEEL: <a href="http://www.aneel.gov.br/scg">www.aneel.gov.br/scg</a> ;			<input type="checkbox"/>
6. Lista de unidades consumidoras participantes do sistema de compensação (se houver) indicando a porcentagem de rateio dos créditos e o enquadramento conforme incisos VI e VIII do art. 2º da Resolução Normativa nº 482/2012;			<input type="checkbox"/>
7. Cópia de instrumento jurídico que comprove o compromisso de solidariedade entre os integrantes (se houver);			<input type="checkbox"/>
8. Documento que comprove o reconhecimento, pela ANEEL, da cogeração qualificada (se houver).			<input type="checkbox"/>
5 – Contato na Distribuidora (preenchido pela Distribuidora)			
Responsável/Área:			
Endereço:			
Telefone:			
E-mail:			
6 – Solicitante			
Nome/Procurador Legal: Eng. Luiz Carlos de Souza Queiroga Junior			
Telefone: 3335 7169			
E-mail: luiz.queiroga@ebserh.gov.br			

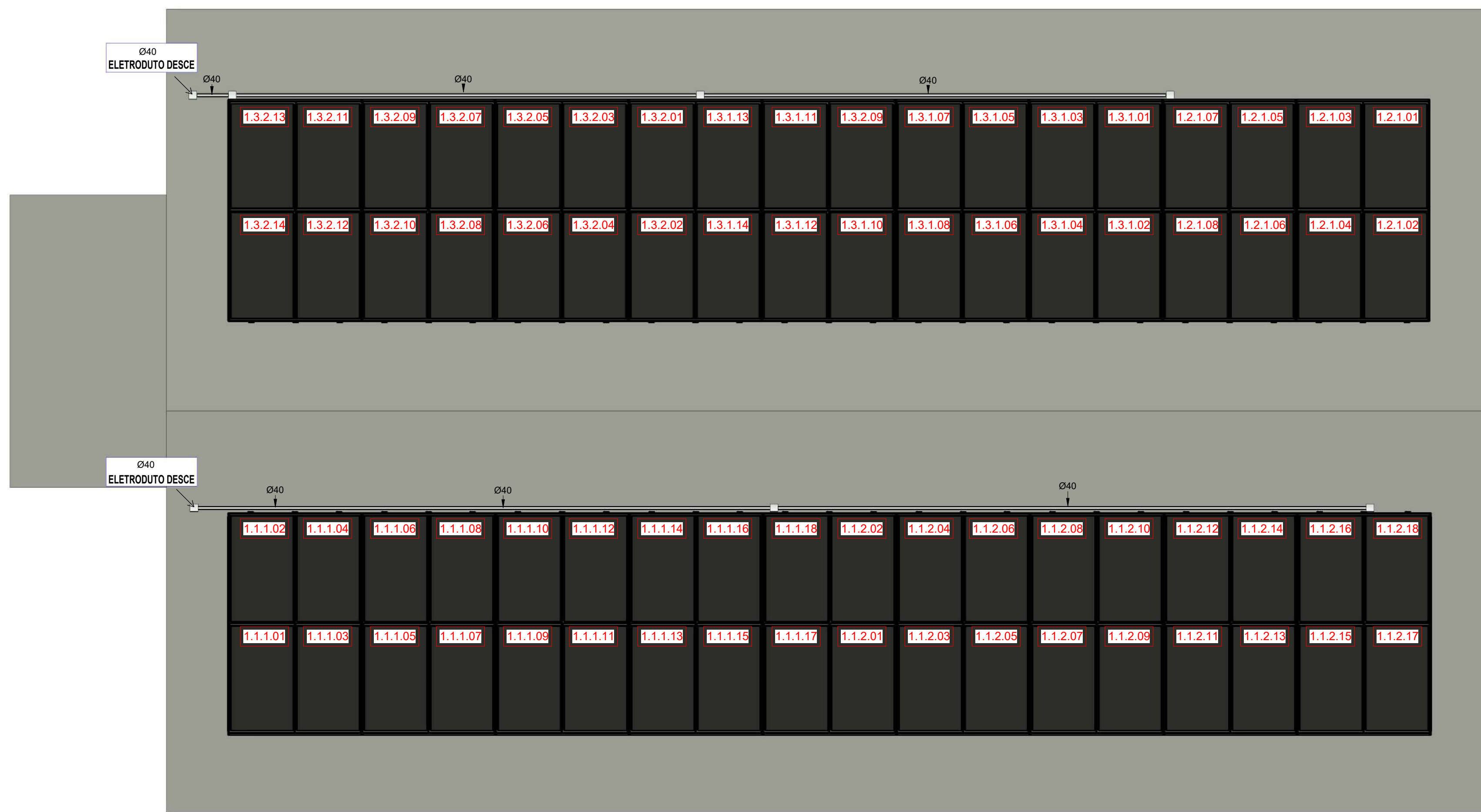
\_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_  
Local

\_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_  
Data

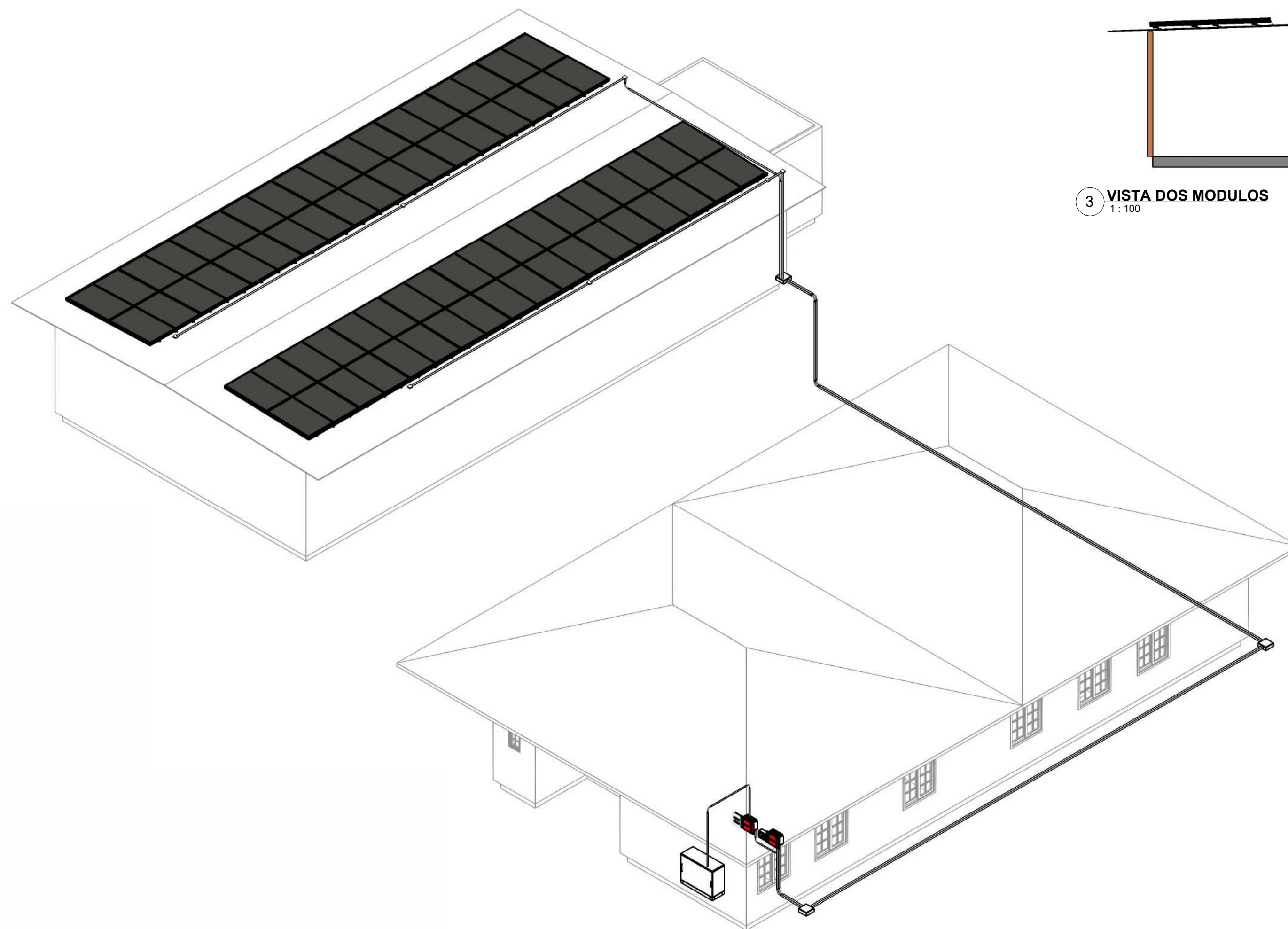
\_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_  
Assinatura do Responsável

## ANEXO H – DADOS PARA REGISTRO DA CENTRAL GERADORA

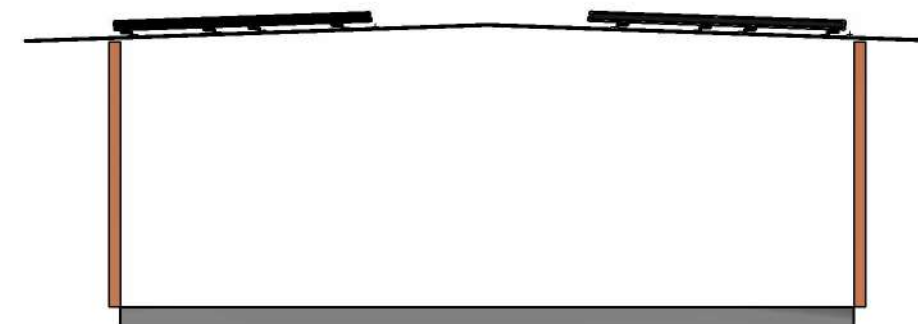
 <b>DADOS PARA REGISTRO DA CENTRAL GERADORA (MMGD)</b>		
<b>Empresa Solicitante</b>	Nome da Empresa Nome do Responsável Técnico Número do Documento de Responsabilidade Técnica Número de Registro do Responsável no Conselho Título Profissional Telefone E-Mail	
<b>Unidade consumidora</b>	Nova / Ampliação <b>Titular</b> Número instalação Classe Grupo Disjuntor Tensão de Conexão CNPJ/CPF Endereço CEP Município Telefone E-mail	Nova Eng. Luiz Carlos de Sousa Queiroga Junior 9500018 Poder Público A 100 A 11,4 kV 32479164000130 Av. Mal. Campos, nº 1465 29043-910 Vitória (27) 3335-7169 <a href="mailto:luiz.queiroga@ebserh.gov.br">luiz.queiroga@ebserh.gov.br</a>
<b>Unidades Geradoras - UFV</b>	Qtde Módulos Fabricante Módulos Modelo dos Módulos Área dos Arranjos (m2) Qtde Inversores Fabricante do Inversor Modelo do Inversor Soma das Potências Módulos (kW) Soma das Potências Inversores (kW) Data da conexão	72 LONGI Solar LR4-72HPH-455M 240,00 1 PHB Solar PHB-27K-MT 32,76 27,00
<b>Unidades Geradoras - EOL</b>	Fabricante Modelo Eixo rotor Altura pá(m) Potência Inversor (kW) Potência aerogerador (kW) Data da conexão	
<b>Unidades Geradoras - Hidráulica</b>	Rio Bacia SubBacia Tipo Turbina Potência Turbina (kVA) Potência Gerador (kVA) Fator Potência do Gerador Potência do Gerador (kW) Data da conexão	
<b>Unidades Geradoras - Biomassa/ Solar Térmica/ Cogeração</b>	Fabricante/Modelo Potência (kVA) Fator Potência Potência (kW) Fonte Data da conexão	



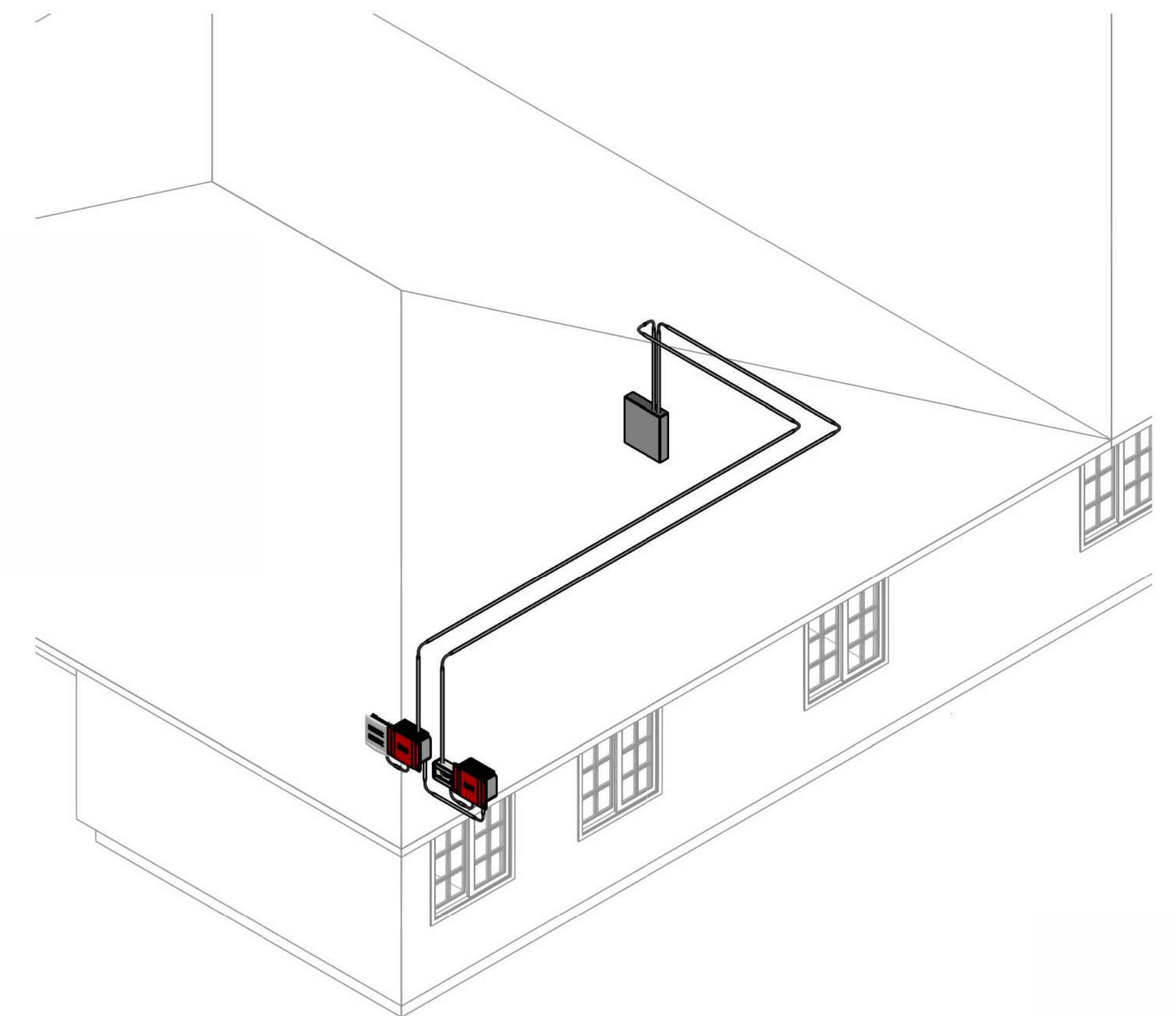
1 Planta Baixa P64 Cobertura  
1:50



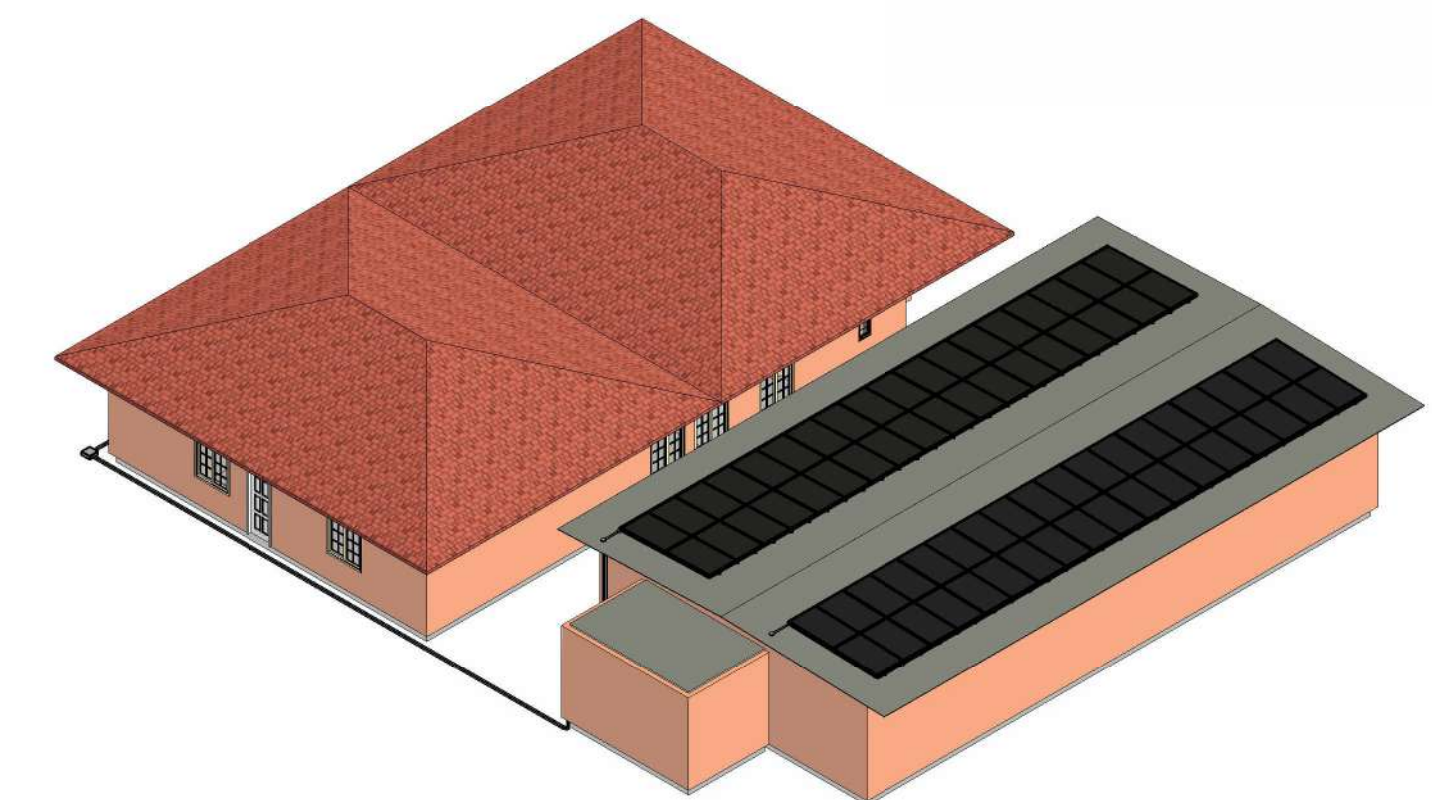
2 ISOMETRIA - CC



3 VISTA DOS MÓDULOS  
1:100

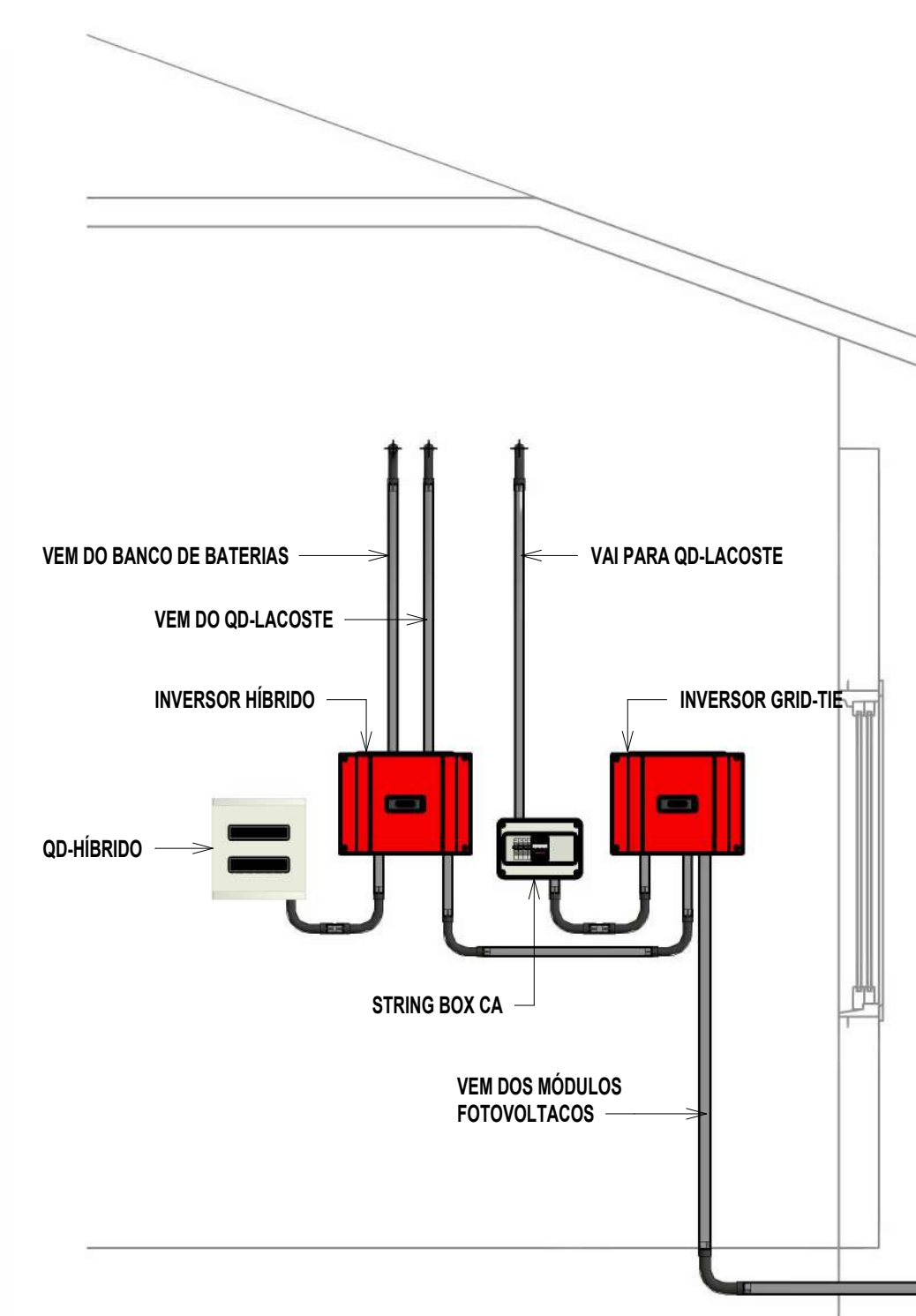


4 ISOMETRIA - CA

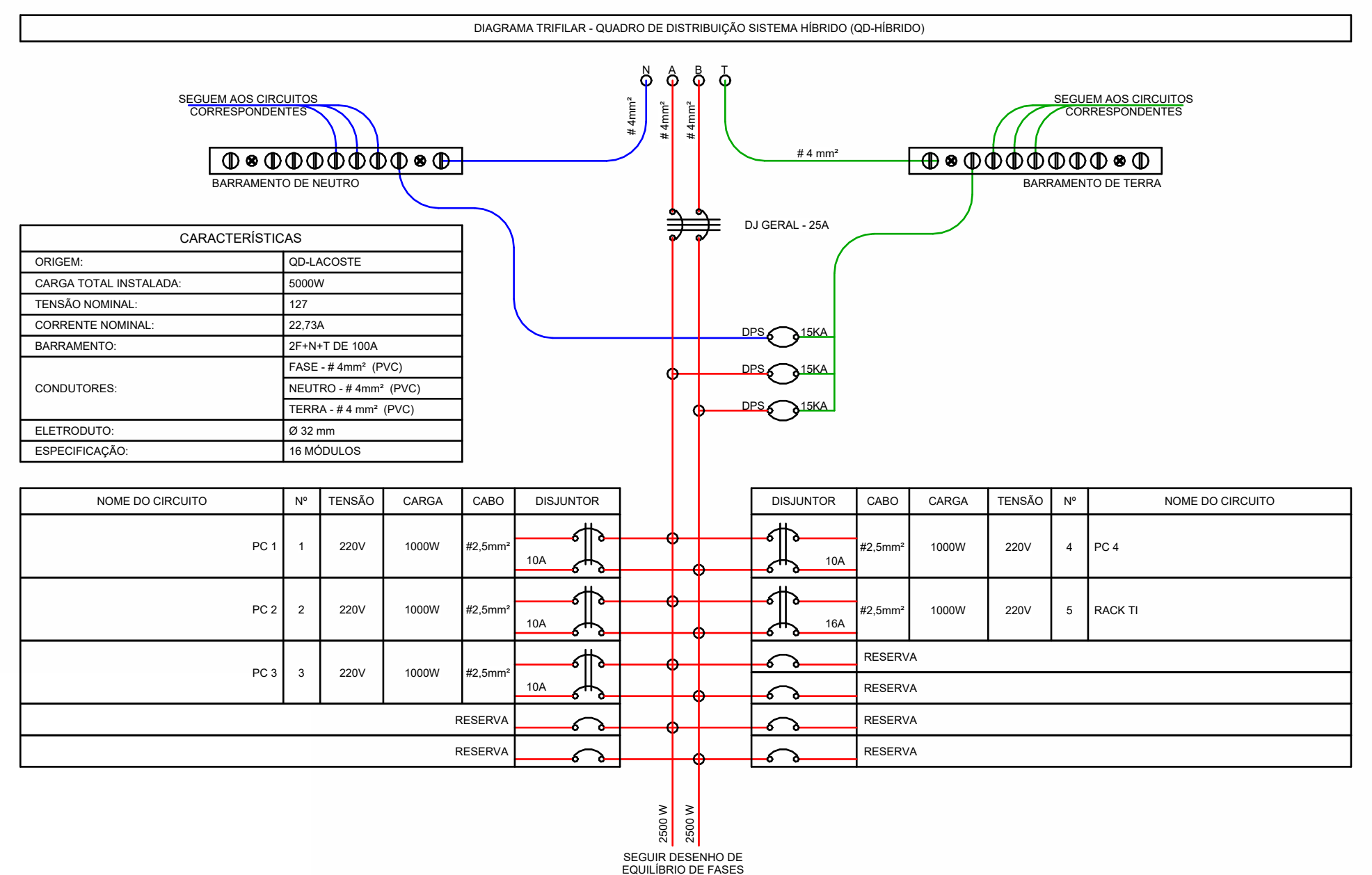
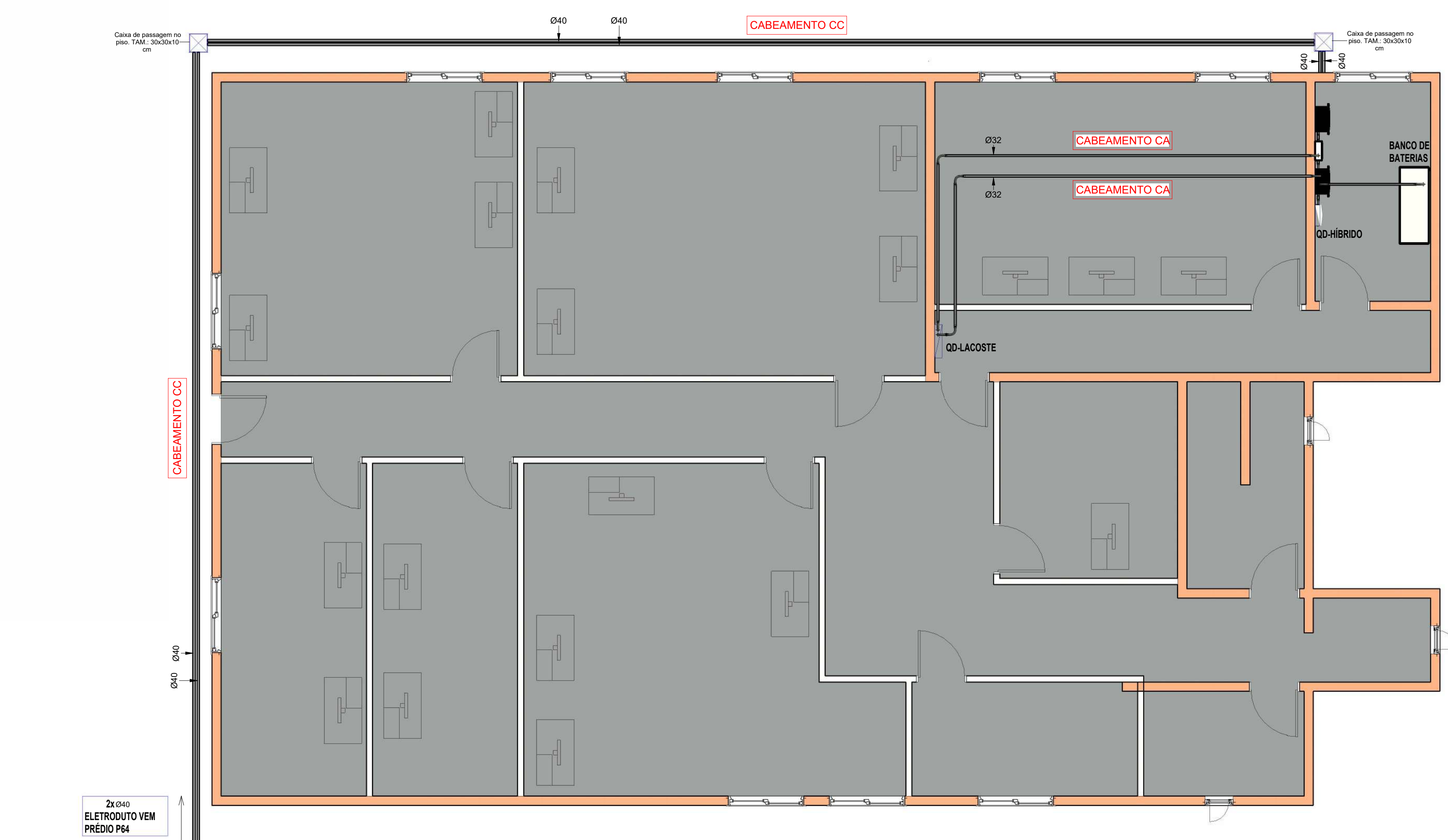


5 VISTA 3D GERAL

DATA	Nº REVISÃO	DESCRIÇÃO	SITUAÇÃO
25/09/2021	00	EMISSÃO INICIAL	AGUARDANDO LIBERAÇÃO PARA OBRA
EMPRESAMENTO: SISTEMA FOTOVOLTAICO LACOSTE			
ETAPA DE PROJETO: PROJETO EXECUTIVO			
DISCIPLINA: ELÉTRICO			
SUBDISCIPLINA (LOCAL): PLANTA BAIXA COBERTURA			
DESENVOLVIMENTO:			REALIZAÇÃO:
AUTOR DO PROJETO: CLAUDINO BARRETO JUNIOR			CONTEÚDO: Parte prática do Projeto de Graduação do aluno Claudino Barreto Junior, apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.
PROPRIETÁRIO: Universidade Federal do Espírito Santo UFES			ELABORAÇÃO:
ENDEREÇO DO EMPRESAMENTO: Av. Mal. Campos, 1355 - Santos Dumont, Vitória - ES, 29041-295			CODIGO DO ARQUIVO: ELE.SFPH.01-R00
			NUMERAÇÃO: <b>01/03</b>



6 VISTA DOS INVERSORES  
1:25

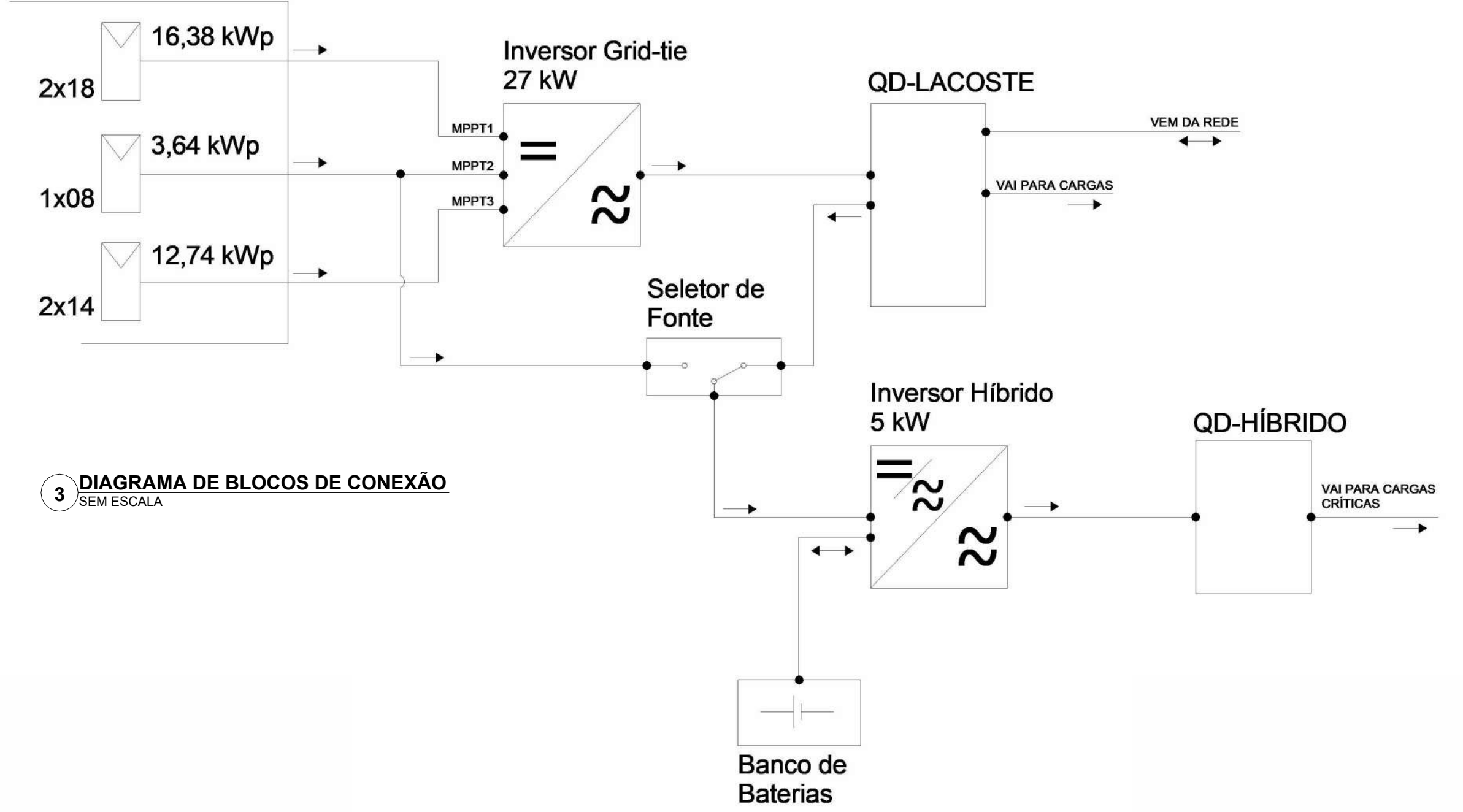


CARACTERÍSTICAS	
ORIGEM:	QD-LACOSTE
CARGA TOTAL INSTALADA:	5000W
TENSÃO NOMINAL:	127
CORRENTE NOMINAL:	22,73A
BARRAMENTO:	2F+N+T DE 100A
CONDUTORES:	FASE - # 4mm <sup>2</sup> (PVC)
	NEUTRO - # 4mm <sup>2</sup> (PVC)
	TERRA - # 4mm <sup>2</sup> (PVC)
ELETRODUTO:	Ø 32 mm
ESPECIFICAÇÃO:	16 MÓDULOS

NOME DO CIRCUITO	Nº	TENSÃO	CARGA	CABO	DISJUNTOR	DISJUNTOR	CABO	CARGA	TENSÃO	Nº	NOME DO CIRCUITO
PC 1	1	220V	1000W	#2,5mm <sup>2</sup>	10A	10A	#2,5mm <sup>2</sup>	1000W	220V	4	PC 4
PC 2	2	220V	1000W	#2,5mm <sup>2</sup>	10A	16A	#2,5mm <sup>2</sup>	1000W	220V	5	RACK T1
PC 3	3	220V	1000W	#2,5mm <sup>2</sup>	10A			RESERVA			
								RESERVA			
								RESERVA			
								RESERVA			

4 QD-HÍBRIDO SEM ESCALA

72x455 Wp  
32,76 kWp



3 DIAGRAMA DE BLOCOS DE CONEXÃO SEM ESCALA

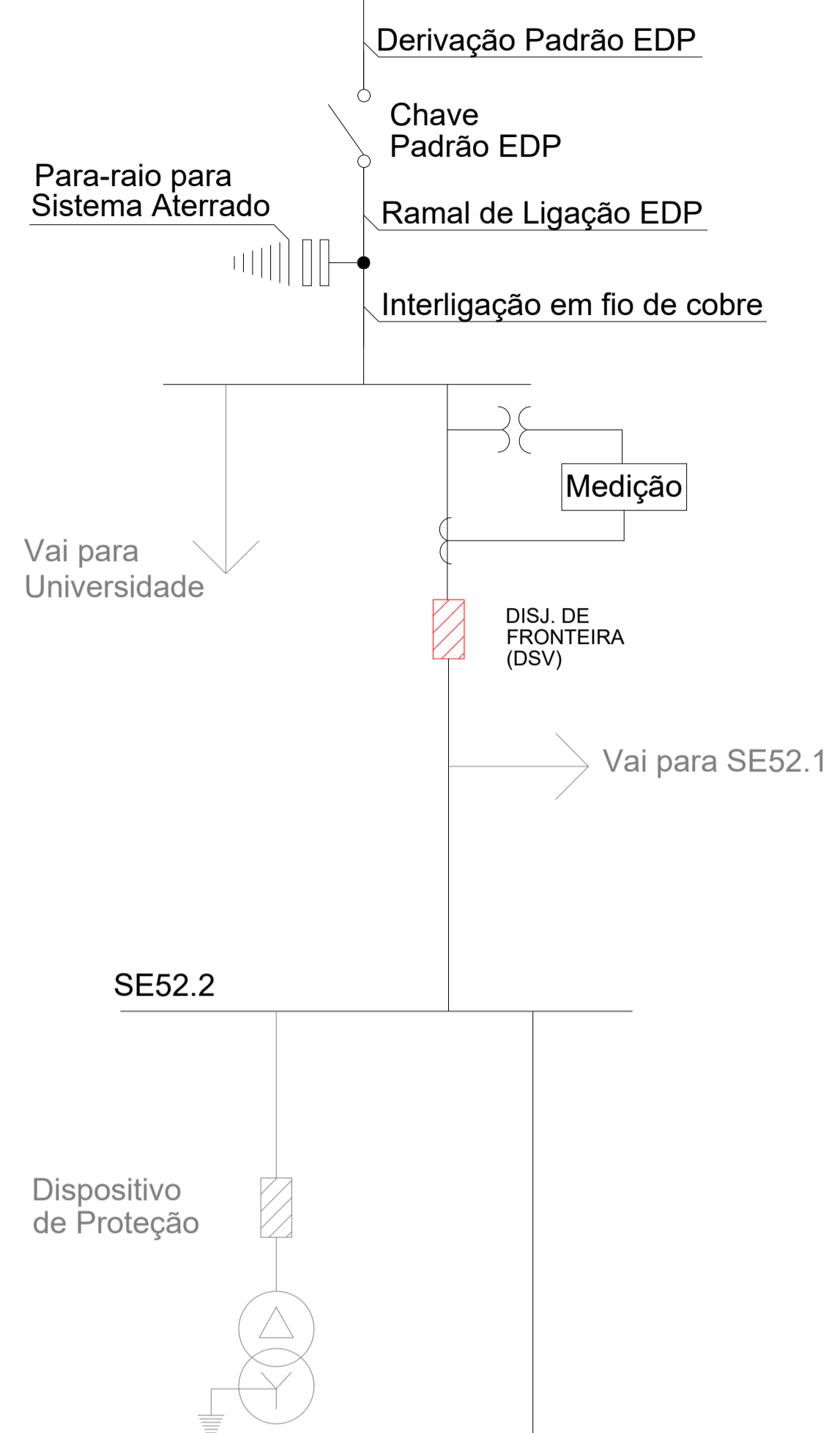
2 Planta Baixa Lacoste 1:50



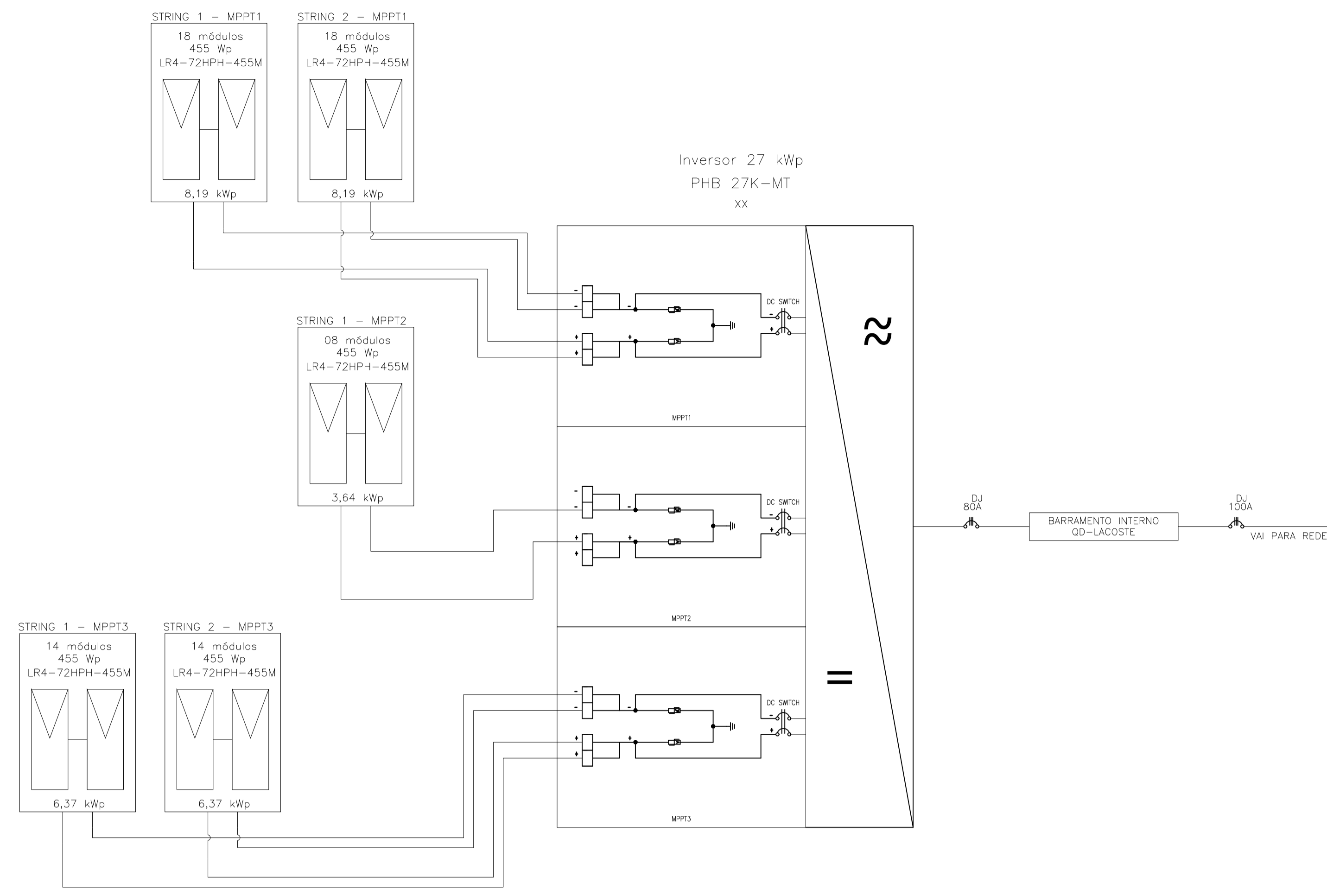
1 Planta Baixa P64 1:50

25/09/2021	00	EMISSÃO INICIAL	AGUARDANDO LIBERAÇÃO PARA OBRA
DATA	Nº REVISÃO	DESCRIÇÃO	SITUAÇÃO
EMPRESAMENTO: SISTEMA FOTOVOLTAICO LACOSTE			
ETAPA DE PROJETO: PROJETO EXECUTIVO			
DISCIPLINA: ELÉTRICO			
SUBDISCIPLINA (LOCAL): PLANTA BAIXA LACOSTE			
DESENVOLVIMENTO:		REALIZAÇÃO:	
AUTOR DO PROJETO:		CONTEÚDO:	
CLAUDINO BARRETO JUNIOR		Parte prática do Projeto de Graduação do aluno Claudino Barreto Junior, apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.	
PROPRIETÁRIO:		ELABORAÇÃO:	
Universidade Federal do Espírito Santo			
ENDEREÇO DO EMPRESAMENTO:		CÓDIGO DO ARQUIVO:	
Av. Mal. Campos, 1355 - Santos Dumont, Vitória - ES, 29041-295		ELE.SFH.02-ROO	
		NUMERAÇÃO:	
		02/03	

Rede Primária (MT) da Concessionária



1 DIAGRAMA UNIFILAR GERAL SEM ESCALA



2 DIAGRAMA TRIFILAR DE CONEXÃO SEM ESCALA

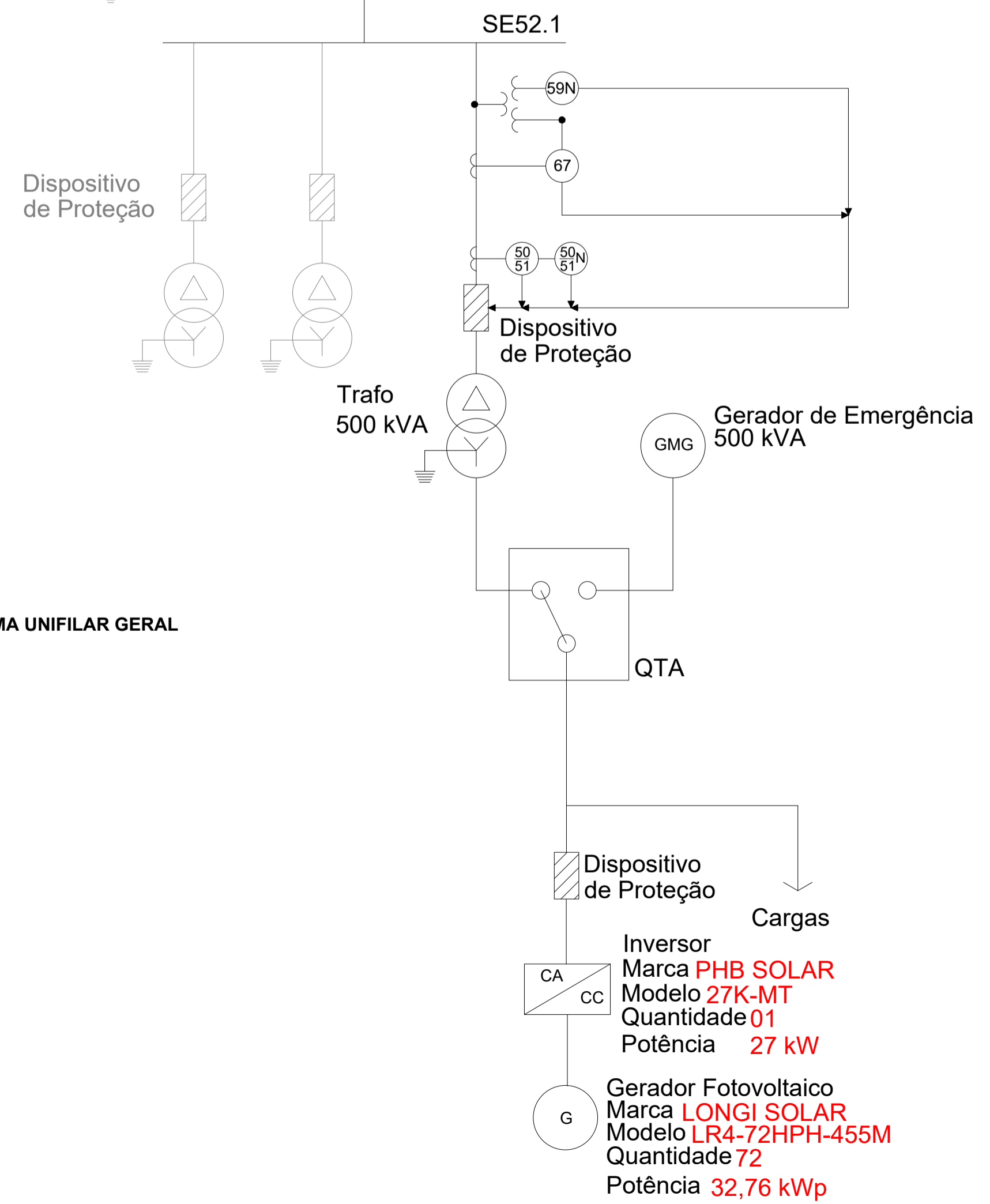


TABELA 01 REQUISITOS ÀS CONDIÇÕES ANORMAIS DE TENSÃO

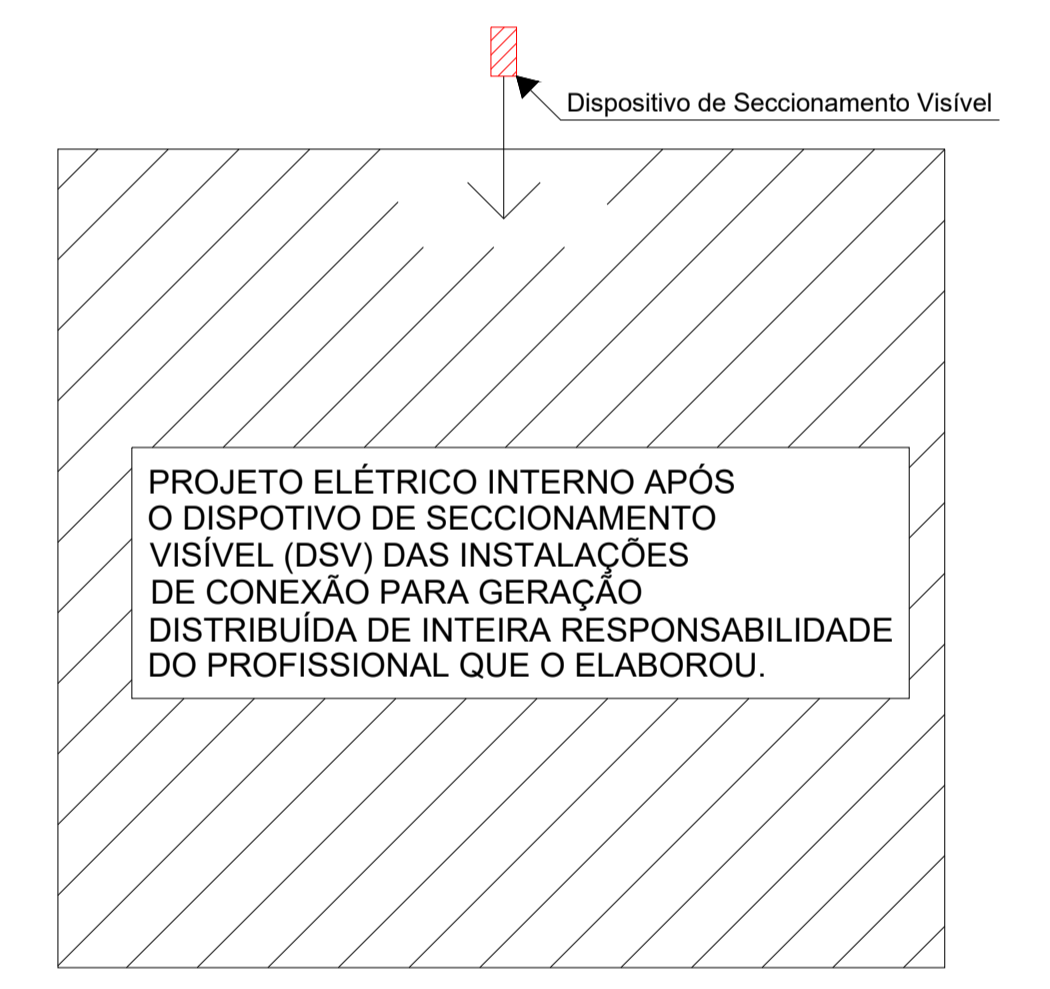
Tensão no ponto comum de conexão (% em relação à Vnominal)	Tempo máximo de desligamento (1)
V < 80 %	0,4 s
80 % ≤ V ≤ 110 %	Regime normal de operação
110 % < V	0,2 s

(1) O tempo máximo de desligamento refere-se ao tempo entre o evento anormal de tensão e a atuação do sistema de geração distribuída (cessar o fornecimento de energia para a rede). O sistema de geração distribuída deve permanecer conectado à rede, a fim de monitorar os parâmetros da rede e permitir a "reconexão" do sistema quando as condições normais forem restabelecidas.

TABELA 02 REQUISITOS DE PROTEÇÃO

EQUIPAMENTO	Potência Instalada		
	Menor ou igual a 75 kW	Maior que 75 kW e menor ou igual a 500 kW	Maior que 500 kW e menor ou igual a 5 MW
Elemento de desconexão (1)	Sim	Sim	Sim
Elemento de interrupção (2)	Sim	Sim	Sim
Transformador de acoplamento (3)	Não	Sim	Sim
Proteção de sub e sobretensão	Sim (4)	Sim (4)	Sim
Proteção de sub e sobrefreqüência	Sim (4)	Sim (4)	Sim
Proteção contra desequilíbrio de corrente	Não	Não	Sim
Proteção contra desbalanço de tensão	Não	Não	Sim
Sobrecorrente direcional	Não	Sim	Sim
Sobrecorrente com restrição de tensão	Não	Não	Sim
Relé de sincronismo	Sim (5)	Sim (5)	Sim (5)
Anti-ilhamento	Sim (6)	Sim (6)	Sim (6)
Medição	Sistema de Medição Bidirecional (7)	Medidor 4 Quadrantes	Medidor 4 Quadrantes

( ) - NOTAS



- 1 - CHAVE SECCIONADORA VISÍVEL E ACESSÍVEL QUE A ACESSADA USA PARA GARANTIR A DESCONEXÃO DA CENTRAL GERADORA DURANTE MANUTENÇÃO EM SEU SISTEMA, EXCETO PARA MICROGERADORES QUE SE CONECTAM À REDE ATRAVÉS DE INVERSORES;
- 2 - ELEMENTO DE INTERRUPTÃO AUTOMÁTICO ACIONADO POR PROTEÇÃO PARA MICROGERADORES DISTRIBUÍDOS E POR COMANDO E/OU PROTEÇÃO PARA MINIGERADORES DISTRIBUÍDOS;
- 3 - TRANSFORMADOR DE INTERFACE ENTRE A UNIDADE CONSUMIDORA E REDE DE DISTRIBUIÇÃO;
- 4 - NÃO É NECESSÁRIO RELÉ DE PROTEÇÃO ESPECÍFICO, MAS UM SISTEMA ELETROELETRÔNICO QUE DETECTE TAIS ANOMALIAS E QUE PRODUZA UMA SAÍDA CAPAZ DE OPERAR NA LÓGICA DE ATUAÇÃO DO ELEMENTO DE INTERRUPTÃO;
- 5 - NÃO É NECESSÁRIO RELÉ DE SINCRONISMO ESPECÍFICO, MAS UM SISTEMA ELETROELETRÔNICO QUE REALIZE O SINCRONISMO COM A FREQUÊNCIA DA REDE E QUE PRODUZA UMA SAÍDA CAPAZ DE OPERAR NA LÓGICA DE ATUAÇÃO DO ELEMENTO DE INTERRUPTÃO, DE MANEIRA QUE SOMENTE OCORRA A CONEXÃO COM A REDE APÓS O SINCRONISMO TER SIDO ATINGIDO;
- 6 - NO CASO DE OPERAÇÃO EM ILHA DO ACESSANTE, A PROTEÇÃO DE ANTI-ILHAMENTO DEVE GARANTIR A DESCONEXÃO FÍSICA ENTRE A REDE DE DISTRIBUIÇÃO E AS INSTALAÇÕES ELÉTRICAS INTERNAS À UNIDADE CONSUMIDORA, INCLUINDO A PARCELA DE CARGA E DE GERAÇÃO, SENDO VEDADA A CONEXÃO AO SISTEMA DA DISTRIBUIDORA DURANTE A INTERRUPTÃO DO FORNECIMENTO. O SISTEMA DE MEDIÇÃO BIDIRECIONAL DEVE, NO MÍNIMO, DIFERENCIAR A ENERGIA ELÉTRICA ATIVA CONSUMIDA DA ENERGIA ELÉTRICA ATIVA INJETADA NA REDE;
- 7 - O SISTEMA DE MEDIÇÃO BIDIRECIONAL DEVE, NO MÍNIMO, DIFERENCIAR A ENERGIA ELÉTRICA ATIVA CONSUMIDA DA ENERGIA ELÉTRICA ATIVA INJETADA NA REDE;
- 8 - NOS SISTEMAS QUE SE CONECTAM NA REDE ATRAVÉS DE INVERSORES, AS PROTEÇÕES RELACIONADAS NA TABELA 02 PODEM ESTAR INSERIDAS NOS REFERIDOS EQUIPAMENTOS, SENDO A REDUNDÂNCIA DE PROTEÇÕES DESNECESSÁRIA;
- 9 - JUNTO AO DISJUNTOR DE PROTEÇÃO PADRÃO DA UNIDADE DO ACESSANTE, DO LADO EXTERNO (PRÓXIMO AO PONTO DE CONEXÃO) DEVE HAVER UMA PLACA ADVERTINDO SOBRE A EXISTÊNCIA DE UM GERADOR NA INSTALAÇÃO. A PLACA DEVERÁ SER CONFECCIONADA EM PVC E CONTER A INFORMAÇÃO "CUIDADO - RISCO DE CHOQUE ELÉTRICO - GERAÇÃO PRÓPRIA", ATENDENDO A ESTE MODELO.

25/09/2021	00	EMISSÃO INICIAL	AGUARDANDO LIBERAÇÃO PARA OBRA
DATA	Nº REVISÃO	DESCRIÇÃO	SITUAÇÃO
EMPRESAMENTO: SISTEMA FOTOVOLTAICO LACOSTE			
ETAPA DE PROJETO: PROJETO EXECUTIVO			
DISCIPLINA: ELÉTRICO			
SUBDISCIPLINA LOCAL: APROVAÇÃO EDP			
DESENVOLVIMENTO:		REALIZAÇÃO:	
AUTOR DO PROJETO:		CONTEÚDO:	
CLAUDINO BARRETO JUNIOR		Para prática do Projeto de Graduação do aluno Claudino Barreto Junior, apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.	
PROPRIETÁRIO:		ELABORAÇÃO:	
Universidade Federal do Espírito Santo		CÓDIGO DO ARQUIVO: ELE.SPH.03-ROD	
ENDEREÇO DO EMPRESAMENTO: Av. Maj. Campos, 1355 - Santos Dumont, Vitória - ES, 29041-295		NUMERAÇÃO: 03/03	