



Universidade Federal
do Rio de Janeiro

Escola Politécnica

REMODELAÇÃO DO LAFAE COM A IMPLEMENTAÇÃO DE SISTEMA
DE GERAÇÃO DE ENERGIA FOTOVOLTAICA.

Vanessa Duarte Souquet

Projeto de Graduação apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Engenheiro.

Orientador: Luis Guilherme Barbosa Rolim

Rio de Janeiro
Setembro de 2011

REMODELAÇÃO DO LAFAE COM A IMPLEMENTAÇÃO DE SISTEMA
DE GERAÇÃO DE ENERGIA FOTOVOLTAICA.

Vanessa Duarte Souquet

PROJETO DE GRADUAÇÃO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO ELETRICISTA.

Examinada por:

Prof. Luis Guilherme Barbosa Rolim, Dr.-Ing.
(Orientador)

Prof. Sergio Sami Hazan, Ph.D.

Eng. Isidoro Campos Raposo de Almeida Filho, M.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL
SETEMBRO de 2011

Souquet, Vanessa Duarte

Remodelagem dos Laboratórios de Fontes Alternativas de Energia e Circuitos Lógicos com a Implementação de um Sistema de Geração de Energia Alternativa Suplementar a Distribuição da Concessionária/ Vanessa Duarte Souquet. – Rio de Janeiro: UFRJ/ Escola Politécnica, 2011.

X, 76 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Luis Guilherme Barbosa Rolim

Projeto de Graduação – UFRJ/ Escola Politécnica/ Curso de Engenharia Elétrica, 2011.

Referências Bibliográficas: p.56-76.

1. Introdução. 2. Componentes do Sistema Fotovoltaico. 3. Sistemas Fotovoltaicos Disponíveis. 4. Levantamento de Cargas. 5. Compatibilidade do Sistema Fotovoltaico com a carga. 6. Alterações durante Implementação ("as built"). 7. Conclusões. 8. Trabalhos Futuros. I. Rolim, Luis Guilherme Barbosa. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro. III. Remodelagem dos Laboratórios de Fontes Alternativas de Energia e Circuitos Lógicos com a Implementação de um Sistema de Geração de Energia Alternativa Suplementar a Distribuição da Concessionária.

Agradecimentos

Agradeço aos meus familiares e entes queridos, em especial à minha mãe, por todo esforço e motivação ao longo de todos os momentos da minha vida, aos meus tios Renata e Maurício pelo apoio e carinho e ao meu pai *in memoriam*.

Agradeço ao Professor Luis Guilherme Barbosa Rolim pela orientação e dedicação empenhadas neste projeto, ao Professor Sergio Sami Hazan e ao Engenheiro Isidoro Campos Raposo de Almeida Filho, por aceitarem o convite para compor minha banca examinadora e ao Professor Ivan Herszterg por toda sua colaboração e atenção.

Por fim, agradeço a todos os meus amigos e colegas que de alguma maneira contribuíram para que eu finalizasse esta etapa.

Resumo do Projeto de Graduação apresentado à Escola Politécnica/ UFRJ como parte dos requisitos necessários para obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

REMODELAÇÃO DO LAFAE COM A IMPLEMENTAÇÃO DE SISTEMA
DE GERAÇÃO DE ENERGIA FOTOVOLTAICA.

Vanessa Duarte Souquet

Setembro/2011

Orientador: Luis Guilherme Barbosa Rolim

Curso: Engenharia Elétrica

A proposta deste trabalho consiste em associar as técnicas de instalações elétricas ao conceito de recursos alternativos e em estimular novos estudos na área de fontes limpas para geração de energia. O projeto apresenta a remodelagem do mezanino e dos Laboratórios de Fontes Alternativas e Circuitos Lógicos da UFRJ seguindo as normas da Associação Brasileira de Normas Técnicas – ABNT, e a regulamentação da concessionária de energia local – RECON-Light, tendo como diferencial a implementação de sistemas fotovoltaicos. Foi realizado um memorial descritivo da instalação elétrica, estimando a necessidade de carga de cada instalação, tendo como base outros laboratórios da instituição. Foram aplicadas técnicas de iluminação visando obter a quantidade de iluminância adequada para o desenvolvimento de atividades de estudo e pesquisa. Os arranjos fotovoltaicos, já existentes no laboratório, foram dimensionados para alimentar as cargas dos laboratórios e do mezanino. Ainda, para aumentar a geração, foi adquirido e configurado um novo sistema. Através de todas as etapas acima mencionadas, foi possível projetar e viabilizar uma alternativa para suprir a energia dos laboratórios e mezanino.

Palavras-chave: Instalações Elétricas; Sistemas Fotovoltaicos; Técnicas de Iluminação.

Abstract of Undergraduate Project presented to POLI/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Engineer.

REMODELING OF LAFAE WITH IMPLEMENTATION OF
PHOTOVOLTAIC POWER GENERATION SYSTEM.

Vanessa Duarte Souquet

September/2011

Advisor: Luis Guilherme Barbosa Rolim

Course: Electric Engineering

The proposal of this work is to associate the electrical installation technique to the concept of alternative resources and stimulate new studies in the area of clean sources of energy generation. The Project presents the remodeling of the mezzanine, the Laboratory of Alternative Sources – LAFAE and the Laboratory of Logic Circuit from UFRJ following the standards of the Brazilian Association of Technical Standards – ABNT, and the rules of the local energy concessionaire – RECON-Light, having as differential the implementation of PV systems. A description report was prepared for the electrical installation, estimating the need for load of each installation, taking as a basis other laboratories of the institution. Lighting techniques were applied in order to obtain the adequate level of illuminance for the development of activities of study and research. The photovoltaic arrays, already existing in the laboratory, were dimensioned to feed the laboratory and mezzanine loads. Still, to increase the generation, a new system was acquired and configured. Through all the steps mentioned above, it was possible to project and make an alternative to supply the energy of the laboratory and mezzanine.

Keywords: Electrical installations; PV; Lighting Techniques.

ÍNDICE DE FIGURAS	x
ÍNDICE DE TABELAS	xi
1. INTRODUÇÃO	1
1.1. Objetivo	1
1.2. Organização do Trabalho	2
2. COMPONENTES DO SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	3
2.1. Módulos Fotovoltaicos.....	3
2.2. Caixa de Junção Geral, Diodos de Bloqueio e Fusíveis.....	4
2.3. Inversor	5
2.4. Cabos	8
2.5. Material de Instalação.....	9
2.6. Interruptor Principal CC.....	9
2.7. Disjuntores	10
2.8. Baterias	10
2.9. Controlador de Carga	12
2.10. Seguidor de Ponto de Máxima Potência (MPPT).....	14
2.11. Dimensionamento dos Componentes	14
2.11.1. Módulos Fotovoltaicos	14
2.11.2. Banco de Baterias	15
2.11.3. Inversor	16
2.11.4. Controlador de Carga.....	16
3. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DISPONÍVEIS.....	17
3.1. Balanço de Energia.....	17
3.2. Sistemas Disponíveis.....	18
3.2.1. Sistema A.....	18
3.2.2. Sistema 9	21
3.2.3. Sistema 7	23
3.2.4. Sistema 5	24
4. LEVANTAMENTO DE CARGAS	27
4.1. Pontos de Iluminação (conforme a NBR 5413:1992).....	27
4.1.1. Fator Determinante da Iluminância Adequada.....	27
4.1.2. Classe de Tarefa Visual	27

4.1.3.	Cálculo do Índice do Local (K)	28
4.1.4.	Cálculo dos Índices de Reflexões do Teto, Parede e Piso	28
4.1.5.	Fator de Utilização.....	28
4.1.6.	Fator de Depreciação	29
4.1.7.	Fluxo Luminoso.....	29
4.1.8.	Quantidade de Lâmpadas.....	30
4.2.	Pontos de Tomadas (conforme a NBR 5410:2004)	31
4.2.1.	Pontos de Tomada de Uso Geral (PTUG)	31
4.2.2.	Pontos de Tomada de Uso Específico (PTUE).....	31
4.3.	Carga Total Instalada	32
4.4.	Demanda.....	34
4.4.1.	Avaliação de Demanda Individual	34
4.4.2.	Demanda de Iluminação e Tomadas de Uso Geral.....	34
4.4.3.	Fator de Demanda por Total de Ar Condicionado:	35
4.5.	Divisão de Circuitos CA	35
4.5.1.	Tipo de Fornecimento de Tensão	35
4.5.2.	Tipo de Tensão	36
4.5.3.	Dimensionamento dos Circuitos.....	36
4.5.4.	Dimensionamento das Fases.....	36
4.6.	Condutores Ramal CA	38
4.6.1.	Dimensionamento dos Condutores	38
4.6.1.1.	Limite de Condução de Corrente	38
4.6.1.2.	Limite de Queda de Tensão.....	39
4.6.2.	Seções Mínimas dos Condutores	39
4.6.3.	Identificação dos Condutores	40
4.7.	Disjuntores Ramal CA	42
5.	COMPATIBILIZAÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO COM A CARGA INSTALADA.....	44
5.1.	Estimativa da Curva de Carga	44
5.2.	Distribuição e Configuração dos Sistemas	45
5.3.	Instalação.....	46
5.3.1.	Baterias	46
5.3.2.	Cabos	46
6.	ALTERAÇÕES DURANTE IMPLEMENTAÇÃO (“AS BUILT”).....	48
6.1.	Configuração Sistema A.....	48

6.2.	Alterações na Planta.....	48
6.3.	Redistribuição dos Sistemas Fotovoltaicos.....	53
7.	CONCLUSÕES.....	58
8.	TRABALHOS FUTUROS.....	59
	BIBLIOGRAFIA.....	60
	APÊNDICE A – PLANTA COM INSTALAÇÃO ELÉTRICA.....	61
	APÊNDICE B – ALTERAÇÕES NA PLANTA.....	62
	ANEXO A – PLANTA DO PROJETO ORIGINAL.....	63
	ANEXO B – TABELAS PARA DIMENSIONAMENTO DE CABOS CC.....	64

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 – Símbolo Fotovoltaico.....	3
Figura 2 – Relação curva I x V.....	4
Figura 3 – Curva I x V com ponto de potência máxima.	4
Figura 4 – Símbolo do inversor.	5
Figura 5 – Inversor monofásico com ponte de tiristores.....	6
Figura 6 – Inversor trifásico com ponte MOSFET.	7
Figura 7 – Forma de onda dos inversores.....	8
Figura 8 – Interruptor principal CC [2].	9
Figura 9 – Controlador de carga com indicador LCD (Sunware) [2].	12
Figura 10 – Circuito elétrico básico de controladores de descarga tipo série.	13
Figura 11 – Circuito elétrico básico de controladores de descarga tipo paralelo.	13
Figura 12 – Curvas I xV para a conexão em série de dois painéis fotovoltaicos de mesma corrente.	14
Figura 13 – Curvas I xV para a conexão em paralelo de dois painéis fotovoltaicos de mesma tensão.....	15
Figura 14 – Arranjo do sistema A.....	20
Figura 15 – Arranjo do sistema 9.	22
Figura 16 – Arranjo do sistema 7.	24
Figura 17 – Arranjo do sistema 5.	26
Figura 18 – Símbolo da chave comutadora.....	54
Figura 19 – Esquema simplificado de transferência entre os sistemas fotovoltaicos.	54
Figura 20 – Esquema de ligação com sistema A conectado à rede.	54
Figura 21 – Chave reversora manual de três posições [6].	55
Figura 22 – Circuito da chave comutadora monopolar com par de contadores.	56
Figura 23 – Circuito da chave comutadora tripolar com par de contadores.....	57

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1: Radiação diária média mensal.	17
Tabela 2: Energia produzida por cada sistema ($H_{sp} = 4,85 h$).	26
Tabela 3: Potência produzida por cada subsistema do arranjo 9.	26
Tabela 4: Fator de Utilização – luminária Philips TBS050 – 2x TLDRS (1242 x 310mm).	29
Tabela 5: Demanda dos cômodos e suas respectivas potências.	33
Tabela 6: Carga instalada de aparelhos Split por cômodo.	35
Tabela 7: Quadro geral de cargas.	37
Tabela 8: Capacidade de condução de corrente para o método de referência B1(NBR 5410).	38
Tabela 9: Fator de agrupamento para método B1 (NBR 5410).	38
Tabela 10: Seções Mínimas dos Condutores de Proteção.	40
Tabela 11: Dimensionamento dos condutores.	41
Tabela 12: Dimensionamento dos condutores fase, neutro e terra.	42
Tabela 13: Dimensionamento dos Disjuntores.	43
Tabela 14: Fator de demanda para cargas de iluminação e tomadas.	44
Tabela 15: Estimativa da curva de carga em função do tempo de consumo.	45
Tabela 16: Dimensionamento dos cabos condutores CC.	47
Tabela 17: Demanda após alterações na planta.	49
Tabela 18: Estimativa da curva de carga após modificações.	49
Tabela 19: Quadro de cargas para o novo dimensionamento.	50
Tabela 20: Dimensionamento dos condutores CA após alteração.	51
Tabela 21: Dimensionamento dos condutores fase, neutro e terra.	52
Tabela 22: Dimensionamento dos disjuntores.	52
Tabela 23: Divisão dos sistemas após alterações na planta	53
Tabela 24: Tabela para dimensionamento dos cabos para uma queda de 1% de tensão [4].	64
Tabela 25: Tabela para dimensionamento dos cabos para uma queda de 3% de tensão [4].	65

1. INTRODUÇÃO

O sistema de geração de energia elétrica brasileiro é constituído principalmente por usinas hidrelétricas. Com o crescente aumento de consumo de energia, novos investimentos foram aplicados nesta área, contudo, os métodos tradicionais de geração, como a usina térmica, nuclear e até mesmo a hidrelétrica, provocam grandes problemas de cunho ambiental e social. Ainda, somados a estes problemas, o planeta passa por um período de conscientização de preservação das reservas naturais, no qual fontes alternativas de energia, menos poluentes e menos agressivas ao meio ambiente ganham destaque no cenário energético mundial.

Entre estas fontes, destaca-se a energia solar, considerada uma energia limpa, capaz de atender a áreas isoladas e carentes de redes de distribuição de energia elétrica, ou ainda, conectar-se com a rede elétrica visando diminuir os picos de consumo e reduzir o custo da energia. A geração fotovoltaica é incentivada em países desenvolvidos como Alemanha, Espanha, Estados Unidos e Japão. O Brasil, por sua vez, possui grande potencial solar e neste contexto, novos estudos estão sendo realizados.

1.1. Objetivo

O objetivo deste trabalho consiste em aplicar o conhecimento adquirido ao longo da graduação para realizar a remodelação do Laboratório de Fontes Alternativas – LAFAE, que divide espaço com o Laboratório de Circuitos Lógicos e um mezanino, que atualmente são abastecidos pela concessionária local Light. A planta do projeto está ilustrada no Anexo A. O projeto propõe a utilização da rede convencional de energia associada com fonte alternativa, no caso, módulos solares. O estudo foi elaborado de acordo com as normas da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) e pelo regulamento RECON-LIGHT.

Localizado no campus da Ilha da UFRJ - Universidade Federal do Rio de Janeiro, a sala será dividida em três ambientes, conforme já mencionados: Laboratório de Fontes Alternativas - LAFAE, Laboratório de Circuitos Lógicos – LAB CL e mezanino. Para elucidar o projeto estão descritos abaixo as dimensões de cada espaço:

- Laboratório de Fontes Alternativas com área equivalente a 21m²;
- Laboratório de Circuitos Lógicos com área equivalente a 21,5m²;
- Mezanino com área equivalente a 25,1m².

1.2. Organização do Trabalho

O trabalho foi dividido em três etapas, a saber: levantamento da geração fotovoltaica presente na UFRJ disponível para o projeto; cálculo da demanda estimada para os laboratórios e o mezanino e distribuição dos sistemas conforme capacidade de suprir a carga. No presente documento as etapas acima mencionadas e uma introdução teórica foram divididas em oito capítulos.

A base teórica dos equipamentos e dispositivos que compõem os sistemas fotovoltaicos é abordada no segundo capítulo. Neste capítulo tem-se ainda a explicação de como estes componentes devem ser dimensionados e como a configuração adotada influencia no comportamento do sistema. O terceiro capítulo faz o levantamento da geração de energia solar disponível e define as configurações e os equipamentos a serem utilizados em cada sistema.

O cálculo da demanda estimada para os circuitos consta no quarto capítulo, onde está documentado o memorial descritivo da instalação elétrica. Para esta estimativa foram aplicados conceitos de técnicas de iluminação. Todos os cálculos realizados nesta seção têm por base as normas técnicas brasileiras e o RECON-Light.

No quinto capítulo ocorre a compatibilização dos sistemas fotovoltaicos com a carga. Este capítulo também aborda aspectos relevantes com relação à instalação das baterias e dimensionamento dos cabos.

Durante a obra, algumas alterações foram realizadas no projeto. O sexto capítulo ressalta as modificações feitas e a nova distribuição e disposição dos sistemas. No sétimo capítulo, têm-se as conclusões sobre o trabalho e no último capítulo são propostos alguns trabalhos futuros.

2. COMPONENTES DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

Um sistema fotovoltaico é composto fundamentalmente por módulos fotovoltaicos, controladores de carga, inversores e baterias. Cada componente tem sua característica definida de acordo com a aplicação destinada.

2.1. Módulos Fotovoltaicos

Os módulos fotovoltaicos são responsáveis por transformar irradiação solar em eletricidade na forma de corrente contínua. Na Figura 1 é possível visualizar o símbolo elétrico que pode representar: uma ou várias células solares; um ou vários módulos fotovoltaicos; ou um gerador fotovoltaico.



Figura 1 – Símbolo Fotovoltaico.

As células solares são conectadas em série até obter o nível de tensão requisitado e ligadas em paralelo para aumentar a potência do módulo fotovoltaico. A conexão em série permite um aumento de tensão sem elevar a intensidade de corrente, por outro lado, em paralelo a corrente é incrementada sem que ocorra elevação de tensão.

Em operação, os painéis precisam de proteção com relação ao sombreamento e ponto quente. O sombreamento de uma célula pode provocar o aparecimento de uma corrente reversa, pois nesta condição, a célula é polarizada inversamente, comportando-se como uma carga. O ponto quente é oriundo de uma corrente reversa suficientemente elevada capaz de danificar o material da célula. Para evitar tal problema utilizam-se diodos de derivação a cada n células conforme características de fabricação.

O conjunto de módulos de uma mesma instalação é chamado arranjo. Os módulos de um arranjo podem ser conectados em ramos paralelos, que recebem a denominação de “fileiras”. Se as fileiras de um arranjo tiverem módulos conectados em série, a tensão total deve ser a mesma para todas as fileiras. Isto se consegue preferencialmente conectando-se em série um mesmo número de módulos idênticos em cada fileira.

A relação entre a corrente e a tensão gerada pelos painéis pode ser representada pela curva I x V, conforme ilustrado na Figura 2. Através desta curva é possível determinar o ponto de potência máxima P_m , que corresponde ao ponto no qual o produto entre a tensão V_{mp} e a corrente I_{mp} é máximo, conforme a Figura 3. As coordenadas desse ponto são: a tensão de potência máxima V_{mp} e a corrente de potência máxima I_{mp} .

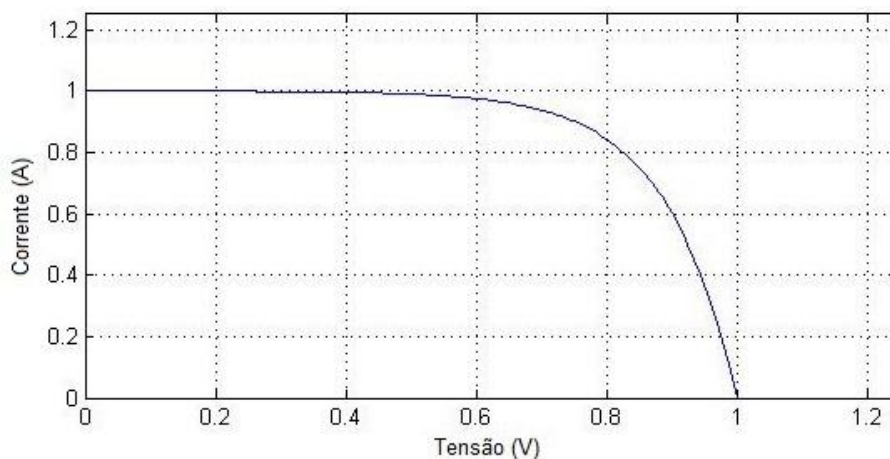


Figura 2 – Relação curva I x V.

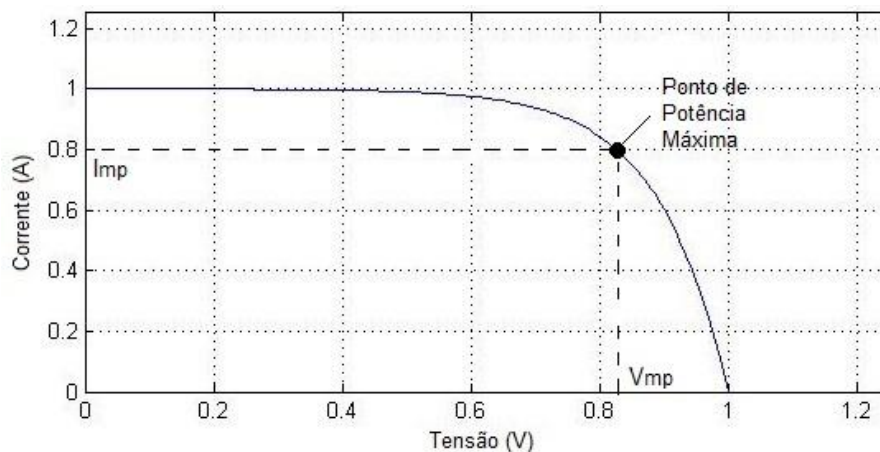


Figura 3 – Curva I x V com ponto de potência máxima.

2.2. Caixa de Junção Geral, Diodos de Bloqueio e Fusíveis

A caixa de junção geral armazena os terminais condutores e dispositivos de proteção, como diodos e fusíveis. Esta caixa deve ser de proteção classe II para instalação interna ou proteção IP 54 para instalação externa. Em alguns casos, utiliza-se também um

descarregador para desviar sobretensões para a terra. O interruptor principal CC também pode ser alocado nessa caixa.

Os fusíveis servem para proteger os cabos contra sobrecarga. Por sua vez, os diodos de bloqueio são utilizados na proteção dos módulos fotovoltaicos, quando há mais de uma fileira de módulos conectada em paralelo. No caso de curto-circuito ou sombreamento de uma fileira, as demais continuam funcionando. Na ausência dos diodos, a corrente reversa pode danificar os módulos fotovoltaicos da fileira sombreada.

2.3. Inversor

Componente responsável pela conversão da energia CC oriunda do gerador fotovoltaico para uma energia CA com frequência e nível de tensão solicitada pela rede ou carga ao qual se conecta. Usualmente operam com tensões de entrada de 12, 24, 48 ou 120 V_{cc} e tensões de saída de 120 ou 240 V_{ca} , com frequência de 50 ou 60 Hz. O símbolo elétrico deste dispositivo é ilustrado na Figura 4.

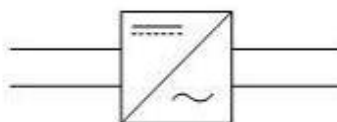


Figura 4 – Símbolo do inversor.

O inversor deve operar no ponto de potência máxima (*Maximum Power Point* – MPP) do gerador fotovoltaico a fim de fornecer a maior potência à rede. Como o MPP varia com a temperatura, para garantir que o inversor esteja ajustado ao ponto MPP, utiliza-se um sistema de rastreamento de MPP. Este sistema consiste na conexão em série de um conversor CC, que ajusta a tensão de entrada do inversor em função do nível da tensão MPP.

Os inversores podem ser de corrente (alimentado com fonte de corrente) ou de tensão (alimentado com fonte de tensão), sendo o último mais utilizado. Em sistemas de baixa potência, até 5 kW_p , geralmente são utilizados inversores monofásicos. Para aplicações de maior porte podem ser adotados inversores trifásicos ou vários inversores monofásicos distribuídos de forma equilibrada entre as fases. A Figura 5 ilustra um inversor monofásico.

Os inversores são divididos, conforme aplicação, em dois grupos. Quando presentes em sistemas ligados à rede, geralmente são comutados pela rede, sendo chamados de inversores de rede. Em sistemas autônomos, são nomeados de inversores autônomos ou auto comutáveis.

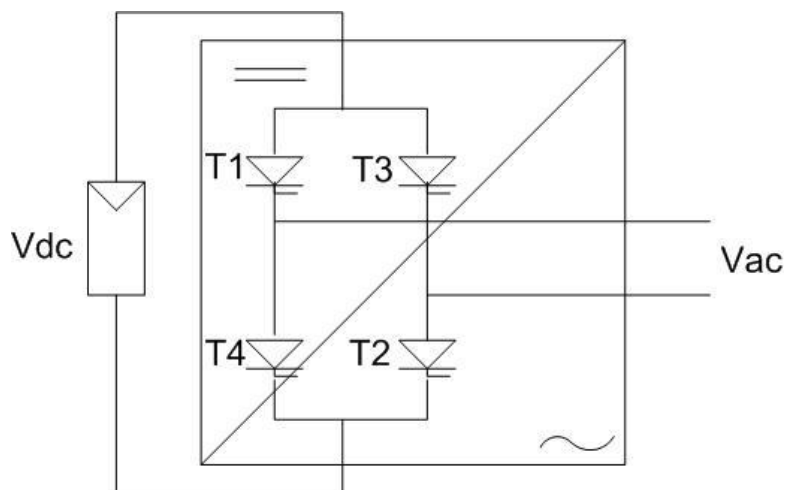


Figura 5 – Inversor monofásico com ponte de tiristores.

Os comutados pela rede são controlados pelo atraso do ângulo de disparo em relação à tensão de entrada CA, sendo esta técnica denominada “controle de fase” [1]. Uma vez atingido o estado de condução, faz-se necessária a intervenção da tensão da rede para forçar a comutação para o estado de não condução dos tiristores.

A desvantagem deste dispositivo consiste no desligamento automático em caso de colapso na rede, impossibilitando o funcionamento no modo autônomo. Os inversores de rede possuem saída de onda trapezoidal, sendo necessários filtros de saída e equipamentos de compensação para limitar os harmônicos oriundos dos desvios provocados na forma de onda da rede.

Inversores auto controlados são basicamente compostos por pontes e se baseiam no princípio da modulação por largura de pulsos (PWM – *Pulse Width Modulation*). São empregados os seguintes componentes:

MOSFET – Transistor de potência por efeito de campo de óxido de metal;

TJB – Transistores de Junção Bipolar;

GTO – Tiristor com bloqueio assistido pela porta até 1 kHz;

IGBT – Transistor Bipolar de Porta Isolada.

Este grupo de inversores gera harmônicos de baixa frequência e pequena amplitude, sendo estes valores compatíveis com a rede. Por outro lado, as elevadas frequências de comutação podem ocasionar problemas de compatibilidade eletromagnética (EMC), sendo necessários circuitos de proteção e blindagem do equipamento.

Os inversores auto-comutáveis são empregados em redes autônomas, contudo, podem ser conectados a sistemas ligados à rede. Para que operem de modo seguro, a frequência do sinal injetado na rede deve ser sincronizada com a frequência da rede elétrica. A Figura 6 mostra um circuito inversor trifásico autônomo.

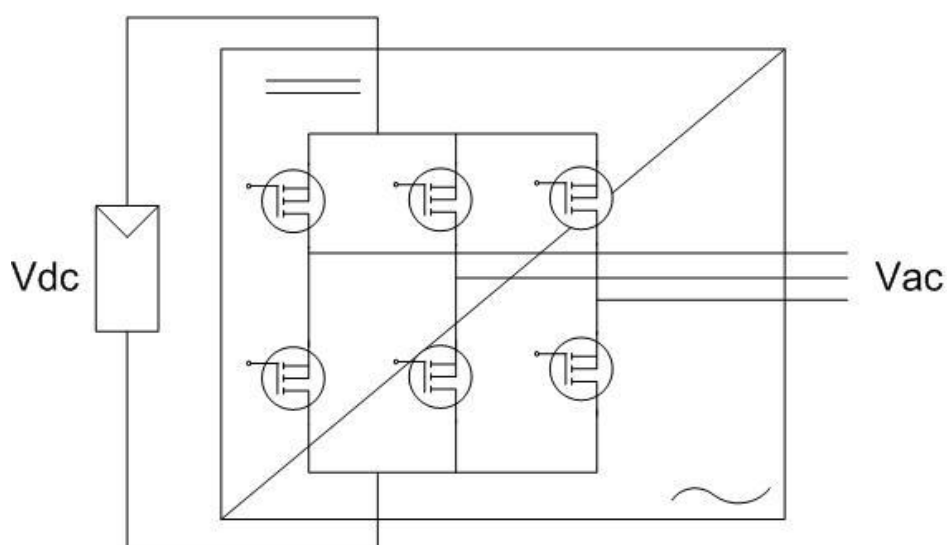


Figura 6 – Inversor trifásico com ponte MOSFET.

Alguns inversores também contam com dispositivos de segurança, fornecendo como exemplo, proteção contra sobrecarga. Neste caso, o inversor pode variar o ponto de operação, limitar a potência ou ainda cortar a carga.

Com relação ao tipo da forma de onda da saída, os inversores podem ser do tipo senoidal ou trapezoidal, sendo este modelo o mais comum. Seu uso é justificado devido ao baixo custo e grande compatibilidade para alimentar as cargas. Podem ser divididos em três subgrupos: inversor de onda quadrada, inversor de onda quase quadrada ou inversor de onda multinível. A forma de onda senoidal é proveniente do PWM. Este modelo tem apresentado um crescente uso devido ao fato de satisfazerem a várias aplicações, incluindo equipamentos eletrônicos sensíveis. Uma representação comparativa da saída dos inversores pode ser observada na Figura 7.

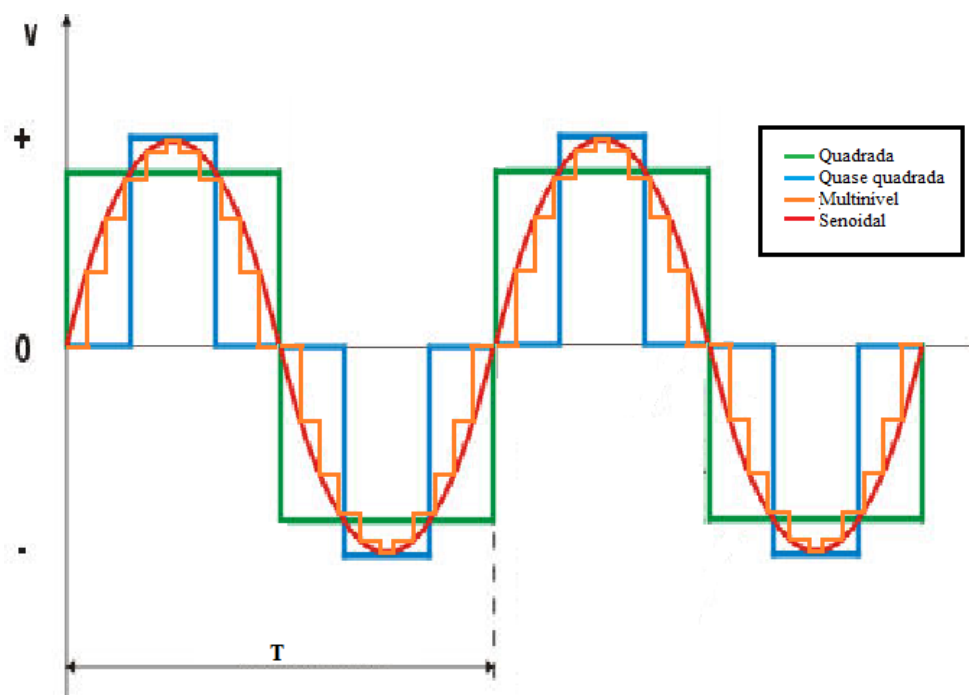


Figura 7 – Forma de onda dos inversores.

2.4. Cabos

Os cabos utilizados em sistemas fotovoltaicos precisam atender os requisitos da aplicação a que se destinam. O sistema apresenta três tipos de cabos: cabos de módulos; cabo principal CC e cabo de ramal CA.

Os cabos de módulos são responsáveis pela união entre os módulos do gerador e sua caixa de junção. Os condutores positivos e negativos são alocados em cabos diferentes, chamados de cabos monocondutores, visando garantir a proteção contra falhas e curto-circuito. Para aplicações externas, faz-se necessário o uso dos cabos solares, uma vez que são fabricados para operarem entre $-55\text{ }^{\circ}\text{C}$ e $125\text{ }^{\circ}\text{C}$, enquanto que a versão standard suporta uma temperatura máxima na ordem de $70\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Os cabos CC permitem a conexão do gerador com o inversor. Análogo às questões anteriormente citadas, para a proteção contra falhas de terra e curto-circuitos, preferencialmente faz-se o uso de cabos monocondutores. Assim os cabos de módulos também podem ser utilizados como cabos CC. No caso de cabos multicondutores, o condutor de proteção, responsável por desviar a corrente de fuga para a terra, não pode estar sujeito a nenhuma tensão.

Ainda, caso a caixa de junção esteja localizada no exterior, os cabos deverão ser alocados em eletrodutos uma vez que os cabos não são resistentes aos raios ultravioleta. Em instalações expostas a incidência de relâmpagos, deve-se utilizar cabo blindado.

Os cabos de ligação CA são responsáveis por ligar o inversor à rede (carga CA). Inversores trifásicos utilizam cabos de 5 vias (3 fases + neutro + terra), enquanto que os monofásicos, cabos de três vias (1 fase + neutro + terra).

2.5. Material de Instalação

Para a fixação dos cabos podem ser utilizadas braçadeiras, tubos flexíveis de proteção (eletrodutos flexíveis) e calhas, desde que estes sejam resistentes aos agentes intempéris. Os eletrodutos rígidos também podem ser utilizados, contudo, apresentam uma maior dificuldade de instalação uma vez que os condutores estão super dimensionados para suportar a elevada corrente dos sistemas CC.

2.6. Interruptor Principal CC

Dispositivo de corte da ligação, acessível entre o gerador fotovoltaico e o inversor, capaz de isolar falhas e permitir a manutenção e o reparo dos equipamentos sem provocar arcos elétricos. Este dispositivo é estipulado pela norma IEC 60364-7-712. Na Figura 8 é possível visualizar um interruptor principal CC.



Figura 8 – Interruptor principal CC [2].

2.7. Disjuntores

Dispositivos de proteção contra sobrecorrentes que atuam automaticamente, isolando o circuito, na presença de um curto-circuito ou sobrecarga. Após o disparo, diferente dos fusíveis, os disjuntores podem ser rearmados, mantendo a segurança da instalação.

A proteção contra choques elétricos pode ser realizada através de dispositivo de proteção a corrente diferencial-residual, também chamado dispositivo diferencial ou simplesmente dispositivo DR. Quando a corrente diferencial residual atinge um valor especificado, o dispositivo em questão abre seus contatos. Na aplicação como proteção adicional contra choques elétricos, a corrente diferencial-residual tem que ser igual ou inferior a 30 *mA*.

Em instalações fotovoltaicas, os dispositivos DR utilizados devem detectar correntes diferenciais-residuais contínuas e interromper as correntes do circuito tanto em condições normais quanto em situações de falta. Como exemplo de dispositivos DR aptos a detectar correntes de falta contínuas, lisas e pulsantes, além de correntes de falta senoidais, tem-se os dispositivos DR do tipo B conforme a IEC 61008-2-1 e IEC 61009-2-1 [3].

2.8. Baterias

A geração de energia solar pelos módulos fotovoltaicos não é constante ao longo do dia. Próximo ao meio dia a produção é máxima, no início da manhã e final da tarde é médio/baixo e a noite não existe geração. Ainda, em dias nublados a produção de energia é pouca, sendo necessário o uso de dispositivos capazes de armazenar energia. A eletricidade obtida ao longo da geração é acumulada nas baterias, em forma de energia química, para ser utilizada à noite e/ou em períodos de pouca luminosidade.

As baterias são classificadas em quatro categorias: automotivas com correntes elevadas e poucas descargas profundas; baterias de tração empregadas em descargas profundas; baterias estacionárias caracterizadas pelos profundos ciclos esporádicos de carga/descarga e; baterias fotovoltaicas, geralmente de chumbo-ácido, de ciclo profundo, peculiares para os sistemas em aplicação [4].

Comumente, são utilizadas baterias de 12 V (seis células) ou 24 V (doze células) de tensão terminal. Quando as baterias atingem o valor máximo de carga definido pelo fabricante são consideradas à plena carga, não devendo receber corrente para evitar o processo de gaseificação no qual a mistura de oxigênio –hidrogênio produzida é explosiva. Além disso, este fenômeno aumenta a corrosão e diminui a eficiência da bateria.

Por outro lado, quando descarregam até o valor mínimo determinado pelo fabricante, devem ser desligadas a fim de impedir o processo de sulfatação, no qual a concentração de ácido sofre redução, não sendo aconselhável realizar profundas descargas.

Outra especificação importante é a capacidade da bateria dada em ampère hora (Ah). Em síntese, é a quantidade de corrente elétrica que pode ser retirada da bateria respeitando as especificações de descarga, temperatura e tensão mínima. A descarga nominal é dada pela equação (1).

$$C_{bateria_n}(Ah) = I_n \times t_n \quad (1)$$

Onde:

I_n – descarga constante [A];

t_n – tempo de descarga [horas].

Contudo, se a descarga for muito rápida, a capacidade da bateria sofrerá redução, por exemplo: uma bateria que descarrega 1A em 100 horas tem uma capacidade dada por $C_{100} = 100 Ah$, que por sua vez, é maior do que a capacidade da mesma bateria quando descarrega 8A em 10 horas, tendo sua capacidade definida por $C_{10} = 80 Ah$. As baterias automotivas, de arranque, estacionárias e solares são tipicamente especificadas, respectivamente, com capacidade de C_{20} , C_{20} , C_{10} e C_{100} .

Os elementos constituintes da bateria, através de processos químicos internos, originam pequenas descargas. Quando as baterias apresentam valores inferiores a 50% da descarga, encontra-se na chamada descarga profunda, o que reduz sua vida útil.

A vida útil de uma bateria chega ao fim quando a energia que pode ser nela armazenada é inferior a 80% do valor inicial, sendo necessária sua substituição, pois em operação, apresentam risco de uma falha súbita. Outra característica importante é a eficiência, que é a relação entre a energia fornecida para carregá-la e a energia que ela é

capaz de fornecer. Para evitar que as baterias sejam utilizadas além do limite de descarga, faz-se necessário o uso de um controlador de carga.

2.9. Controlador de Carga

O controlador de carga é instalado entre os módulos e as baterias para proteger as baterias, gerenciando o processo de carga e descarga, visando assim, garantir uma vida útil maior para as mesmas. Dependendo do modelo, podem servir como comunicador entre o usuário e o sistema, indicando o estado das baterias, as condições de carga e descarga, dentre outras funções. A Figura 9 mostra um modelo de controlador de carga com display LCD para informações.



Figura 9 – Controlador de carga com indicador LCD (Sunware) [2].

O processo de funcionamento se resume a duas funções: bloquear a energia proveniente dos painéis solares para as baterias quando estas já alcançaram seu valor máximo de carregamento, evitando o aquecimento do eletrólito por conta da circulação de corrente elevada, e impedir a descarga profunda alterando o ponto de operação ou dependendo do tipo do controlador, cortando cargas.

Os controlados são divididos em dois tipos: série e shunt. O primeiro é caracterizado pela interrupção na entrega de potência do painel, permitindo restabelecer a condução após redução da tensão. Este tipo de arranjo é empregado em sistemas de elevada corrente. Na Figura 10 é possível visualizar o circuito do controlador série.

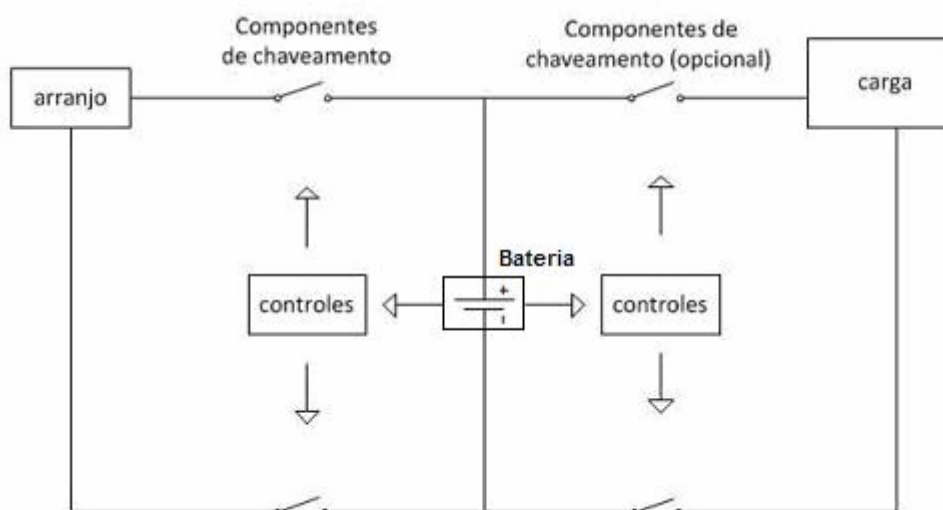


Figura 10 – Circuito elétrico básico de controladores de descarga tipo série.

Por outro lado, o controlador shunt, dissipa a corrente excedente na forma de calor. Quando ocorre elevação na tensão das baterias o controlador curto-circuita a saída dos painéis forçando uma tensão nula nos módulos. Nesta configuração, geralmente faz-se o uso de um diodo para evitar a corrente reversa da bateria para os circuitos e da bateria para os módulos. Este modelo é geralmente utilizado em sistemas de baixa corrente (até 10 A). A Figura 11 ilustra o circuito do controlador shunt.

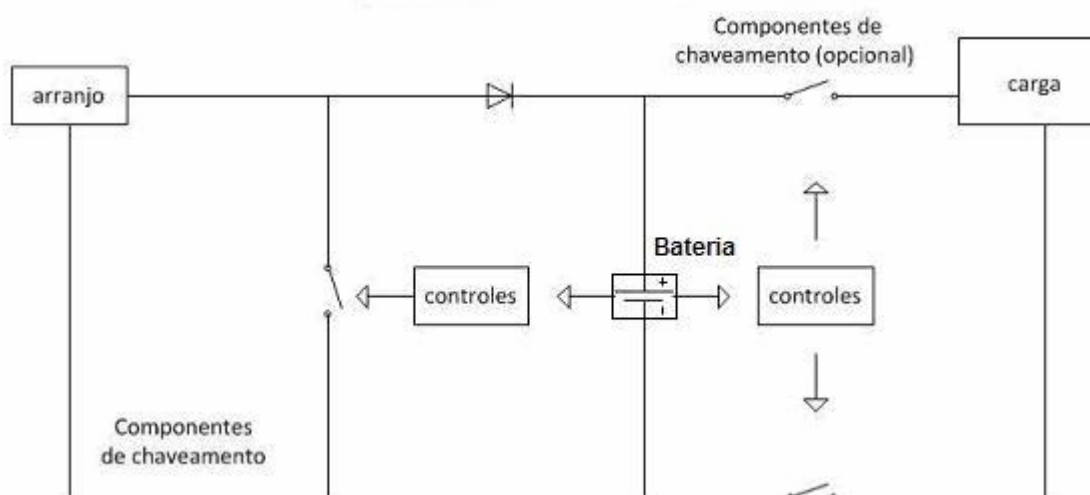


Figura 11 – Circuito elétrico básico de controladores de descarga tipo paralelo.

Em alguns sistemas, os controladores são utilizados somente para proteger as baterias de ciclo de carga profunda contra o carregamento excessivo. Por outro lado, existem sistemas que operam sem controladores de carga, mas para que isto seja viável, as cargas precisam ser fixas e os módulos fotovoltaicos devem ser capazes de gerar a tensão adequada de modo que não danifiquem as baterias.

2.10. Seguidor de Ponto de Máxima Potência (MPPT)

Os dispositivos seguidores do ponto de máxima potência (*Maximum Power Point Tracker – MPPT*) atuam regulando a tensão e a corrente de operação para que o arranjo fotovoltaico opere no ponto de máximo produto $I \times V$, ou seja, garantindo uma máxima produção de energia. A corrente no MPP varia proporcionalmente com a radiação solar e sofre pouca influência da temperatura. Por outro lado, o aumento de temperatura provoca maior variação da tensão no MPP, resultando em redução de potência.

2.11. Dimensionamento dos Componentes

Os sistemas possuem características distintas com relação à produção de energia, comportamento e carga que precisam atender. A fim de obter uma máxima eficiência e segurança, alguns parâmetros precisam ser dimensionados. A seguir são apresentados os principais componentes e suas respectivas configurações, destacando-se informações relevantes para o dimensionamento.

2.11.1. Módulos Fotovoltaicos

Análogo ao processo de conexão entre as células, os módulos podem ser ligados em série ou paralelo. A ligação em série é responsável pela tensão nominal do circuito. Em caso de sombreamento de uma placa, na ausência de proteção, todas as demais placas conectadas em série deixarão de funcionar e as placas conectadas em paralelo passarão a fornecer corrente para a placa sombreada. Isto justifica o uso de diodos de bloqueio no circuito. A Figura 12 e a Figura 13 ilustram o comportamento da curva $I \times V$ em função do tipo de conexão dos módulos.

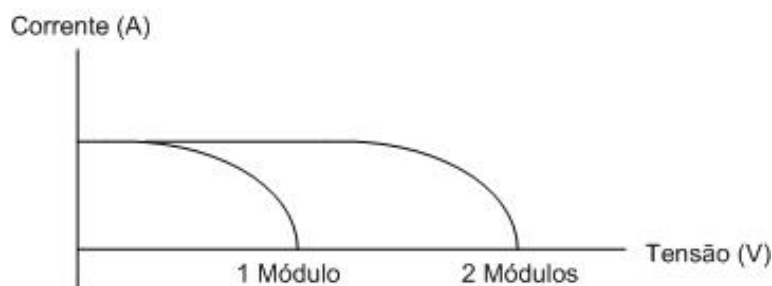


Figura 12 – Curvas $I \times V$ para a conexão em série de dois painéis fotovoltaicos de mesma corrente.

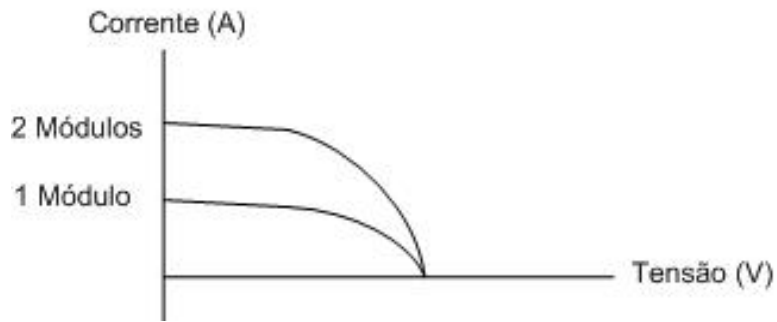


Figura 13 – Curvas I xV para a conexão em paralelo de dois painéis fotovoltaicos de mesma tensão.

A energia estimada produzida pelo arranjo é calculada de acordo com a equação (2) e a tensão do arranjo conforme equação (3).

$$W_{arranjo}(kWh) = H_{sp} \times P_{MAXpainel} \times N^{\circ}_{painéis} \quad (2)$$

$$V_p(V) = V_{p1} + V_{p2} + \dots \quad (3)$$

Onde:

H_{sp} – horas de sol pleno [h];

$N^{\circ}_{painéis}$ – número de painéis;

$P_{MAXpainel}$ – potência máxima do painel [$W_{pico}@STC$ ¹];

V_{p_x} – tensão do módulo x ligado em série [V].

2.11.2. Banco de Baterias

O banco de baterias é estimado conforme a utilização do sistema. O pior caso consiste na geração de energia durante o dia e o consumo no período da noite, onde toda a energia produzida precisa ser armazenada para posterior utilização. A capacidade mínima requerida é dada pela equação (4).

$$C_{req}(Ah) = \frac{P_g}{V_{bat} \times n} \quad (4)$$

¹ STC: Irradiance 1000W/m², AM1.5 spectrum, cell temperature 25°C

Onde:

P_g – demanda do sistema [Wh];

V_{bat} – tensão da bateria [V];

n – profundidade de descarga das baterias: 20% estacionárias e 60% ciclo profundo.

A capacidade e a tensão nominal do banco dependem da configuração escolhida. Estes parâmetros são calculados através das equações (5) e (6):

$$V_{banco}(V) = N_s \times V_{bateria} \quad (5)$$

$$C_{banco}(Ah) = N_p \times C_{bateria} \quad (6)$$

Onde:

N_s – número de baterias em série;

N_p – número de baterias em paralelo;

$V_{bateria}$ – tensão nominal de cada bateria [V];

$C_{bateria}$ – capacidade nominal de cada bateria [Ah].

2.11.3. Inversor

O inversor precisa ser escolhido conforme o sistema ao qual será conectado. A potência máxima do inversor deve ser igual ou superior à potência da demanda e a capacidade de sobrecorrente deve ser suficiente para suportar a corrente das cargas, em especial os motores, que podem apresentar corrente de partida de até sete vezes o valor da corrente nominal.

2.11.4. Controlador de Carga

O controlador de carga deve ser escolhido de modo que suas especificações nominais sejam compatíveis com a corrente e a tensão de operação, para que possa operar em modo seguro.

3. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DISPONÍVEIS

Considerando-se o critério de dimensionamento já apresentado neste trabalho, foi realizado o processo inverso, ou seja, calculou-se a capacidade de geração fotovoltaica dos sistemas disponíveis no LAFAE, para em seguida, avaliar qual carga poderá ser atendida por cada sistema.

O projeto é composto por quatro sistemas. Os três primeiros nomeados de 5, 7 e 9, nomenclatura oriunda do Programa de Desenvolvimento Energético dos Estados e Municípios (Prodeem). Estes sistemas se caracterizam por trabalharem em modo isolado, fornecendo energia para a carga através do acionamento de circuito de transferência, que permite que as cargas também sejam atendidas pela rede. Por sua vez, o quarto sistema, nomeado de sistema A, permite conexão direta à rede, de forma automática.

3.1. Balanço de Energia

Dados de insolação (Localidade)

- Rio de Janeiro – RJ
- Latitude: -22,862235°
- Longitude: -43,228878°

No banco de dados do programa SunData para cálculo da radiação [5] a localidade mais próxima a UFRJ encontrada foi a região de Santa Cruz localizada na latitude de 22,90° sul e longitude de 43,21° oeste. A radiação estimada em Santa Cruz é dada pela Tabela 1.

Tabela 1: Radiação diária média mensal.

Radiação diária média mensal [kWh/m ² .dia]															
Ângulo	Inc °	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média	Δ
Plano Horizontal	0° N	5,86	5,67	5,22	4,06	3,83	3,22	3,78	4,06	4,22	4,86	5,28	5,61	4,64	2,64
Ângulo igual à latitude	23° N	5,29	5,41	5,38	4,56	4,75	4,14	4,85	4,76	4,47	4,74	4,85	5,00	4,85	1,27
Maior média anual	20° N	5,39	5,48	5,39	4,53	4,67	4,05	4,74	4,70	4,46	4,79	4,93	5,11	4,85	1,43
Maior mínimo mensal	34° N	4,83	5,07	5,23	4,62	4,99	4,40	5,15	4,90	4,41	4,50	4,47	4,55	4,76	0,82

Os painéis dos sistemas 5, 7 e 9 foram instalados com ângulo igual à latitude, ou seja, inclinação de 23°N. Considerando-se que os ambientes serão usados ao longo do ano escolheu-se os valores de radiação diária média anual. Utilizando-se a aproximação de $1 \text{ kW}/\text{m}^2$ para a radiação máxima, o tempo equivalente de incidência solar diária a sol pleno será dado por $H_{sp} = 4,85 \text{ h}$.

3.2. Sistemas Disponíveis

A seguir são apresentadas as características de cada um dos quatro sistemas.

3.2.1. Sistema A

a) Componentes:

- Módulo solar Kyocera KD205 GX-LP (25 unidades);
- Inversor Xantrex XW 4024 – 120/240 – 60Hz ;
- Controlador Xantrex XW MPPT 60/150;
- Baterias Freedom DF2000 (60 unidades).

b) Módulo fotovoltaico:

- $P_{MAXpainel} = 205 \text{ W}_{\text{pico}}@STC$
- $V_{oc} = 33,2 \text{ V } @STC$
- $V_p = 26,6 \text{ V } @STC$
- $I_{sc} = 8,36 \text{ A } @STC$

Configuração do arranjo: 5 fileiras compostas de 5 módulos cada.

Utilizando-se a equação (2) e equação (3) tem-se:

- Tensão do arranjo: $V_p \approx 130 \text{ V}_{dc}$
- $W_{arranjo} = 24,8 \text{ kWh}$

c) Inversor:

- Monofásico do tipo fase dividida
- Onda senoidal
- $P_{MAXinversor} = 4000\text{W}$
- $V_{nominal} = 25,2 \text{ V}_{dc}$

- $I_{nominal} = 171 A_{dc}$
- $f_{eficiencia} = 91\%$

d) Controlador de Cargas:

- $V_{bateria} = 12/24/36/48/60 V_{dc}$
- $V_{PV_{nominal}} = 140 V_{dc}$
- $I_{nominal} = 60 A_{dc}$

e) Banco de Baterias:

Cada bateria:

- $V_{nominal} = 12 V$
- $C_{nominal} = 95 Ah \text{ em } 10h$

Configuração do banco: 5 série x 12 paralelo.

Através das equações (4) e (5) tem-se:

- $V_{banco} = 60 V$
- $C_{nominal} = 1140 Ah \text{ em } 10h$

Para uma descarga em 10h $P_{banco} = 1140 \times 60 = 68,4 kWh$

O arranjo do sistema A pode ser visto na Figura 14.

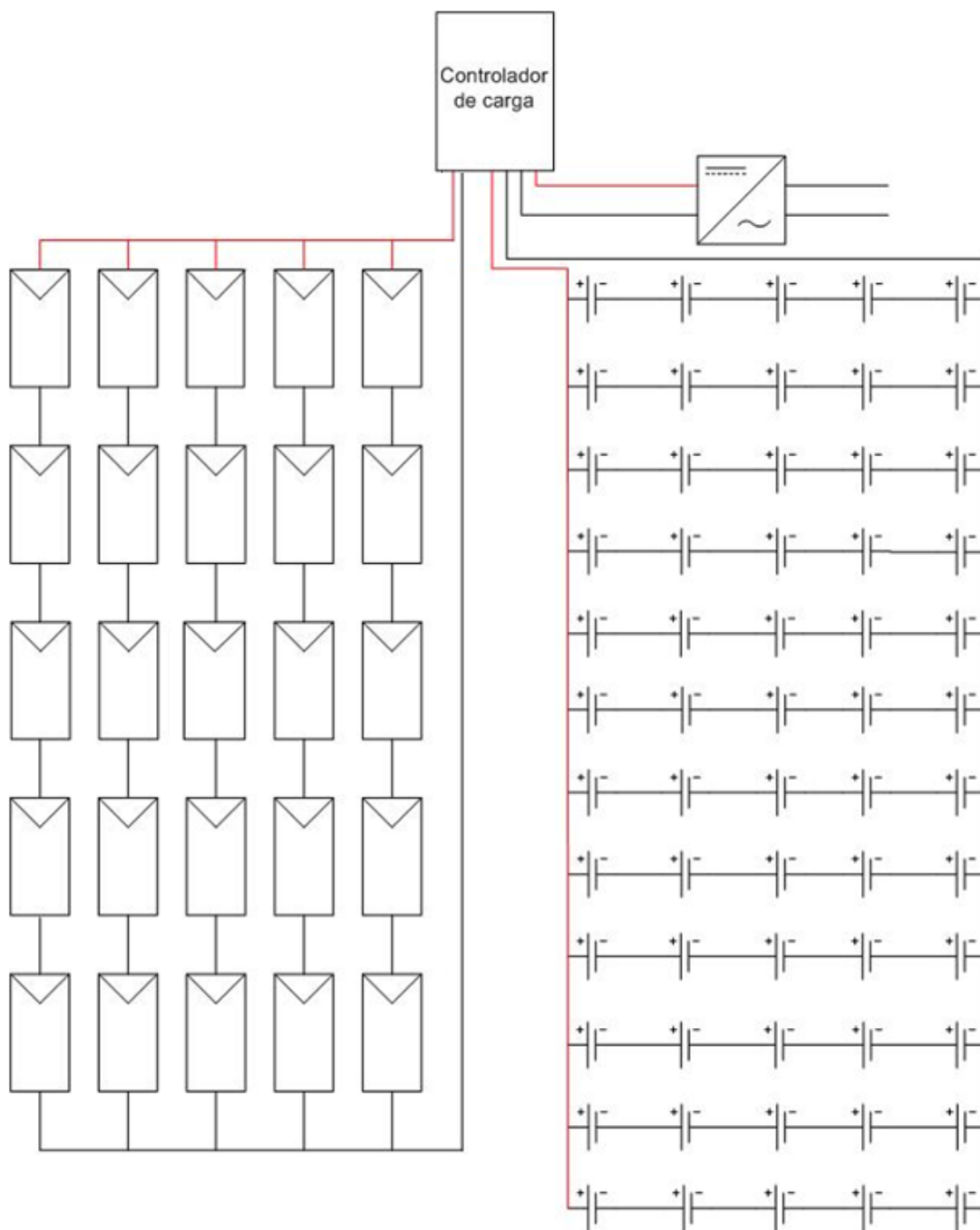


Figura 14 – Arranjo do sistema A.

3.2.2. Sistema 9

a) Componentes:

- Módulo solar ASE-300 – DGF/50 198 W (2 unidades);
- Módulo solar ASE-300 – DGF/50 186 W (2 unidades);
- Módulo solar ASE-217 – GPF/8 217 W (4 unidades);
- Inversor ASP Top Class 43V – 65V DC (115Vac - 60Hz - 21,7A);
- Controlador Xantrex Technology/Trace Engineering – 40 A – PWM;
- Baterias Vitalize VTL12100 (12 unidades).

b) Módulo fotovoltaico:

- $P_{MAXpainel1} = 198 W_{pico}@STC$
- $V_{oc1} = 43,5 V @STC$
- $V_p = 33,7 V @STC$
- $I_{sc1} = 6,5 A @STC$

- $P_{MAXpainel2} = 186 W_{pico}@STC$
- $V_{oc2} = 43,2 V @STC$
- $V_p = 33,4 V @STC$
- $I_{sc2} = 6,1 A @STC$

- $P_{MAXpainel3} = 217 W_{pico}@STC$
- $V_{oc3} = 10,6 V @STC$
- $V_p = 8,2 V @STC$
- $I_{sc3} = 29,6 A @STC$

Configuração do arranjo: 4 fileiras compostas de 2 módulos cada, um painel do tipo 3 conectado em série com um painel do tipo 2 ou tipo 1.

Utilizando-se a equação (2) e equação (3) tem-se:

- Tensão do arranjo: $V_p \approx 42 V$
- $W_{arranjo} = 7,93 kWh$

c) Inversor:

- Monofásico
- Trapezoidal

- $P_{MAXinversor} = 2500W$
- $V_{nominal} = 43 V_{dc}$

d) Controlador de Cargas:

- $V_{bateria} = 12/24/48 V_{dc}$
- $V_{PVoc} = 125 V_{dc}$
- $I_{nominal} = 40 A_{dc}$

e) Banco de Baterias:

Cada bateria:

- $V_{nominal} = 12 V$
- $C_{nominal} = 100 Ah$ em 10h

Configuração do banco: 4 série x 3 paralelo.

Através das equações (4) e (5) tem-se:

- $V_{banco} = 48 V$
- $C_{nominal} = 300 Ah$ em 10h

Para uma descarga em 10h $P_{banco} = 300 \times 48 = 14,4 kWh$

O arranjo deste sistema pode ser observado na Figura 15.

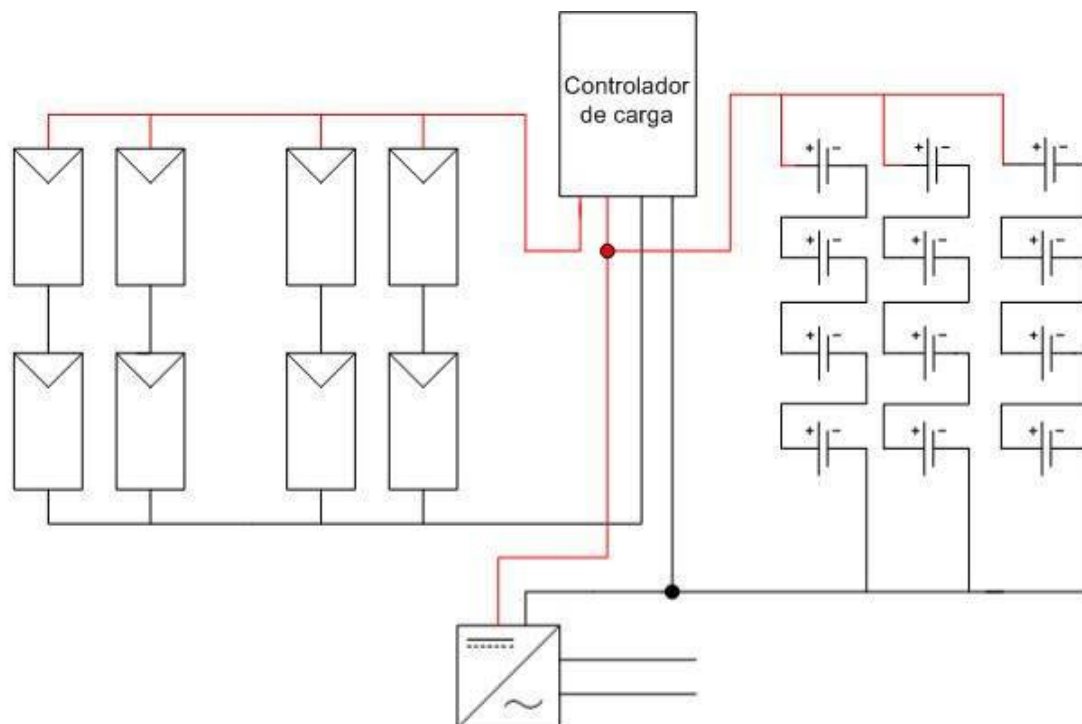


Figura 15 – Arranjo do sistema 9.

3.2.3. Sistema 7

a) Componentes:

- Módulo solar Solarex MSX70 (12 unidades);
- Inversor Statpower Prowatt 800/24 ;
- Controlador Morningstar Prostar-30 (12/24 V – 30A) (2 unidades);
- Baterias Vitalize VTL12100 (8 unidades).

b) Módulo fotovoltaico:

- $P_{MAXpainel} = 78 W_{pico}@STC$
- $V_{oc} = 21,2 V @STC$
- $V_p = 16,4 V @STC$
- $I_{sc} = 5,2 A @STC$

Configuração de cada arranjo: 3 fileiras compostas de 2 módulos cada.

Utilizando-se a equação (2) e equação (3) tem-se:

- Tensão do arranjo: $V_p \approx 36 V_{dc}$
- $W_{arranjo} = 4,54 kWh$
- Total de arranjos: 2

c) Inversor:

- Monofásico
- Onda senoidal modificada
- $P_{MAXinversor} = 1000W$
- $V_{nominal} = 20/30 V_{dc}$
- $f_{eficiencia} = 85 \sim 90\%$

d) Controlador de Cargas:

- $V_{nominal} = 12/24 V_{dc}$
- $I_{nominal} = 30 A_{dc}$

e) Banco de Baterias:

Cada bateria:

- $V_{nominal} = 12 V$
- $C_{nominal} = 100 Ah em 10h$

Configuração de cada banco: 2 série x 2 paralelo,

Através das equações (4) e (5) tem-se:

- $V_{banco} = 24 V$
- $C_{nominal} = 200 Ah$ em 10h

Para uma descarga em 10h $P_{banco} = 200 \times 24 = 4,8 kWh$

- Total de bancos: 2

O arranjo deste sistema pode ser observado na Figura 16.

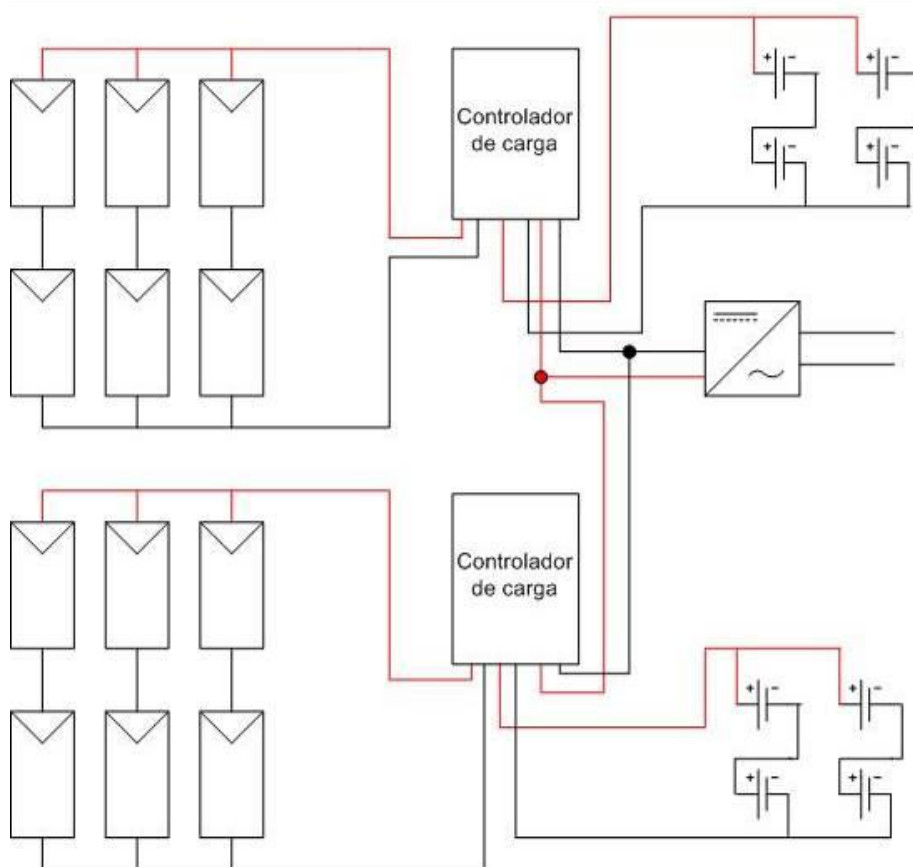


Figura 16 – Arranjo do sistema 7.

3.2.4. Sistema 5

a) Componentes:

- Módulo solar Solarex MSX56 (10 unidades);
- Inversor Statpower Prowatt 800/24;
- Controlador Morningstar Prostar-30 (12/24 V – 30A);
- Baterias (6 unidades).

b) Módulo fotovoltaico:

- $P_{MAXpainel} = 58,3 W_{pico}@STC$
- $V_{oc} = 21,4 V @STC$
- $V_p = 17,3 V @STC$
- $I_{sc} = 3,82 A @STC$

Configuração do arranjo: 5 fileiras compostas de 2 módulos cada.

Utilizando-se a equação (2) e equação (3) tem-se:

- Tensão do arranjo: $V_p \approx 36 V_{dc}$
- $W_{arranjo} = 2,83 kWh$

c) Inversor:

- Monofásico
- Onda senoidal modificada
- $P_{MAXinversor} = 1000W$
- $V_{nominal} = 20/30 V_{dc}$
- $f_{eficiencia} = 85 \sim 90\%$

d) Controlador de Cargas:

- $V_{nominal} = 12/24 V_{dc}$
- $I_{nominal} = 30 A_{dc}$

e) Banco de Baterias:

Cada bateria:

- $V_{nominal} = 12 V$
- $C_{nominal} = 100 Ah em 10h$

Configuração de cada banco: 2 série x 3 paralelo.

Através das equações (4) e (5) tem-se:

- $V_{banco} = 24 V$
- $C_{nominal} = 300 Ah em 10h$

Para uma descarga em 10h $P_{banco} = 300 \times 24 = 7,2 kWh$

O arranjo deste sistema pode ser observado na Figura 17.

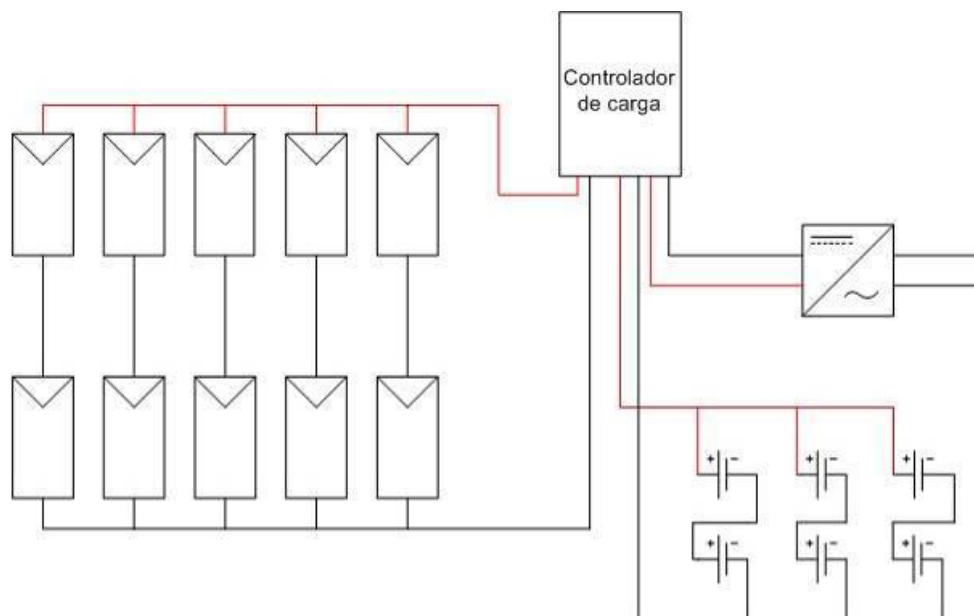


Figura 17 – Arranjo do sistema 5.

Através da incidência solar e das especificações dos painéis, foi possível calcular a geração de cada sistema. Estes valores estão resumidos na Tabela 2.

Tabela 2: Energia produzida por cada sistema ($H_{sp} = 4,85 h$).

Potência máxima do arranjo				
Sistema	Pmax @STC	n° painéis	Total (Wh)	Total (kWh)
A	205	25	24856,25	24,86
9	Vide tabela 3	8	7934,6	7,93
7	78	12	4539,6	4,54
5	58,3	10	2827,55	2,83

O sistema 9 é dividido em três subsistemas, conforme especificados na Tabela 3.

Tabela 3: Potência produzida por cada subsistema do arranjo 9.

Potência máxima do arranjo				
Sistema	Pmax	n° painéis	Total (Wh)	Total (kWh)
2 x 9a	198 + 217	2	2 x 2013	2 x 2,01
2 x 9b	186 + 217	2	2 x 1955	2 x 1,95

4. LEVANTAMENTO DE CARGAS

Após o levantamento da geração, fez-se o estudo da demanda para as áreas de aplicação do projeto. A seguir tem-se a aplicação de técnicas de iluminação para determinar os pontos luminosos e posteriormente o memorial descritivo da instalação elétrica necessária para os circuitos. A planta da instalação pode ser visualizada no Apêndice A.

4.1. Pontos de Iluminação (conforme a NBR 5413:1992)

4.1.1. Fator Determinante da Iluminância Adequada

Características da tarefa e do observador:

- Idade inferior a 40 anos: -1
- Velocidade e precisão importantes: 0
- Refletância do fundo da tarefa de 30 a 70%: 0

Como o somatório é -1 deve-se usar os valores médios de cada faixa de luminância.

4.1.2. Classe de Tarefa Visual

(a) LAF AE

- Laboratório de uso específico que não requer muito esforço visual.
- Iluminância: 300 lux.

(b) LAB CL

- Laboratório específico que requer inspeção.
- Iluminância: 500 lux.

(c) Mezanino

- Sala de leitura, sala de desenho, sala de reuniões.
- Iluminância: 400 lux.

4.1.3. Cálculo do Índice do Local (K)

O cálculo é dado pela equação (7).

$$K = \frac{C_o \times L}{(C + L) \times A} \quad (7)$$

Onde:

C_o – comprimento do local [m];

L – largura do local [m];

A – altura entre a luminária e o plano de trabalho [m].

De acordo com a equação (7) tem-se:

(a) LAF AE

$$K_{FE} = \frac{5,44 \times 3,86}{(5,44 + 3,86) \times 3} = 0,75$$

(b) LAB CL

$$K_{CC} = \frac{5,58 \times 3,86}{(5,58 + 3,86) \times 2,1} = 1,09$$

(c) Mezanino

$$K_M = \frac{6,51 \times 3,86}{(6,51 + 3,86) \times 2,1} = 1,15$$

4.1.4. Cálculo dos Índices de Reflexões do Teto, Parede e Piso

- Teto branco: 80%
- Parede clara: 50%
- Piso escuro: 10%

4.1.5. Fator de Utilização

O fator de utilização é fornecido pelo fabricante conforme Tabela 4.

Tabela 4: Fator de Utilização – luminária Philips TBS050 – 2x TLDRS (1242 x 310mm).

Índice do Local (K)	Índices de reflexões do teto, parede e piso										
	80		70				50		30		0
	50	50	50	50	50	30	30	10	30	10	0
	30	10	30	20	10	10	10	10	10	10	0
0,60	0,31	0,29	0,30	0,30	0,30	0,29	0,24	0,20	0,23	0,20	0,19
0,80	0,39	0,37	0,38	0,37	0,36	0,31	0,31	0,27	0,30	0,27	0,26
1,00	0,46	0,42	0,45	0,43	0,42	0,37	0,36	0,33	0,36	0,33	0,31
1,25	0,52	0,47	0,51	0,49	0,47	0,42	0,42	0,38	0,41	0,38	0,37

Através de interpolações na Tabela 4 tem-se:

(a) LAFAE

$$(K_{FE} = 0,75) \rightarrow FU_{FA} = 0,35$$

(b) LAB CL

$$(K_{CC} = 1,09) \rightarrow FU_{CC} = 0,44$$

(c) Mezanino

$$(K_M = 1,15) \rightarrow FU_M = 0,45$$

4.1.6. Fator de Depreciação

Ambiente normal com manutenção a cada 7.500h: $FD = 0,80$

4.1.7. Fluxo Luminoso

Inicialmente foi considerada a aplicação do mesmo modelo de lâmpada e de luminária em todos os ambientes. De acordo com as especificações do fabricante, tem-se o fluxo luminoso da lâmpada modelo TLDRS32W-S85-25:

- Potência: 32 W
- Temperatura de cor: 5000 K
- Fluxo Luminoso: 2600 lm
- IRC: 85%
- Comprimento: 1213,6mm

4.1.8. Quantidade de Lâmpadas

O cálculo é feito usando a equação (8):

$$N = \frac{E \times S}{\varphi \times FU \times FD} \quad (8)$$

Onde:

N – quantidade de lâmpadas;

E – iluminância desejada [lux];

S – área do local [m^2];

φ – fluxo luminoso [$lúmen$];

FU – fator de utilização;

FD – fator de depreciação.

Foram previstas luminárias do tipo TBS050, deste modo:

(a) LAFAE

$$N_{FA} = \frac{300 \times 21}{2600 \times 0,35 \times 0,8} = 8,65$$

São necessárias 4 luminárias TBS050 compostas por 2 lâmpadas TLDRS32W.

(b) LAB CL

$$N_{CC} = \frac{500 \times 21,5}{2600 \times 0,44 \times 0,8} = 11,75$$

São necessárias 12 lâmpadas e 6 luminárias.

(c) Mezanino

$$N_M = \frac{400 \times 25}{2600 \times 0,45 \times 0,8} = 10,68$$

São necessárias 10 lâmpadas e 5 luminárias.

No total serão necessárias 30 lâmpadas de 32W.

4.2. Pontos de Tomadas (conforme a NBR 5410:2004)

4.2.1. Pontos de Tomada de Uso Geral (PTUG)

O número de pontos de tomada é determinado de acordo com a atividade desenvolvida no local, sendo estabelecido pela norma NBR5410 pelo menos um ponto de tomada de 100VA para cada 5m ou fração de perímetro.

Pela utilização de cada recinto tem-se:

(a) LAFAE

- 5 pontos de 127 V
- 5 pontos de 220 V

(b) LAB CL

- 12 pontos de 127 V
- 12 pontos de 220 V

(c) Mezanino

- 17 pontos de 127 V

4.2.2. Pontos de Tomada de Uso Específico (PTUE)

A potência das tomadas de uso específico deve ser igual à potência nominal do equipamento a ser alimentado que ultrapasse os 100 VA. Para o local foram previstos inicialmente três pontos para instalação dos aparelhos de refrigeração.

(a) LAFAE

- 18.000 Btus/h.

(b) LAB CL

- 18.000 Btus/h.

(c) Mezanino

- 22.000 Btus/h.

4.3. Carga Total Instalada

A carga total instalada é determinada através do somatório das potências nominais das lâmpadas, tomadas e demais equipamentos elétricos instalados. As cargas utilizadas são consideradas resistivas com fator de potência unitário exceto para as lâmpadas fluorescentes que apresentam fator de potência igual a 0,8 por causa do reator. As cargas estão especificadas na Tabela 5.

“Para efeito de atendimento das condições definidas na Resolução nº 456 da ANEEL, demais resoluções e legislação atinentes, a carga instalada em kVA (CI kVA,) deve ser expressa em kW (CI kW), considerando a expressão $(CI\ kW) = CI\ kVA \times 0,92$, onde 0,92 é o fator de potência médio que o Consumidor pode admitir em suas instalações sem estar sujeito a multas, conforme Resolução nº 456 da ANEEL.”

Tabela 5: Demanda dos cômodos e suas respectivas potências.

Local	Dimensão		Iluminação			PTUG's 100 VA			PTUE's			
	Cômodo	Área (m ²)	Perímetro (m)	32 W	W	VA	Tomadas	127 V	220 V	Potência (Btu/h)	Potência (W)	Potência (VA)
LAFEA	21	18,6	8	256	320	10	5	5	18000	1752	2700	Split
LAB CL	21,5	18,88	12	384	480	24	12	12	18000	1752	2700	Split
Mezanino	25,1	20,74	10	320	400	17	17	0	22000	2142	3300	Split
TOTAL	67,6	58,22	30	960	1200	51	34	17	58000	5646	8700	

Carga	Iluminação (VA)	PTUG (VA)	PTUE's (VA)	Carga Total (VA)	Fornecimento Trifásico
	1200	5100	8700	15000	

$$\text{Potência total} = 1200 + (34 + 17) \times 100 + 8700 = 15.000 \text{ VA}$$

Potência total = 15 kVA.

Potência total = 13,8 kW.

4.4. Demanda

Primeiro foram analisadas as cargas mínimas de acordo com as tabelas do RECON e em seguida, fez-se a comparação destas cargas com a previsão do projeto e utilizou-se o maior valor. O cálculo da demanda é dado pela equação (9):

$$D_{total}(kVA) = D_1 + D_2 \quad (9)$$

Onde:

D_1 – demanda de iluminação e tomadas [VA];

D_2 – demanda de aparelhos de ar condicionado do tipo Split para uso não residencial [VA].

4.4.1. Avaliação de Demanda Individual

De acordo com o RECON-LIGHT, deve ser prevista carga mínima de 0,03 kVA para cada m², deste modo:

- Área do laboratório: 21+21,5+25,1 = 67,6m².
- Previsão: 0,03 x 67,6 = 2,03 kVA.
- Projetado: 15,02 kVA.

O valor previsto para tomadas e iluminação foi maior que o mínimo exigido pela norma, então a demanda projetada foi adotada.

4.4.2. Demanda de Iluminação e Tomadas de Uso Geral

Nesta etapa inicial, para os laboratórios e o mezanino foi considerado fator de demanda de 100% para que as cargas pudessem ser ligadas simultaneamente.

$$D_1 = 6,32 \text{ kVA}$$

4.4.3. Fator de Demanda por Total de Ar Condicionado:

Foram previstos 3 aparelhos Splits, conforme Tabela 6.

Tabela 6: Carga instalada de aparelhos Split por cômodo.

Cômodo	Capacidade Nominal	Carga instalada (VA)
LAF AE	18.000BTU/h	2.700
LAB CL	18.000BTU/h	2.700
Mezanino	22.000BTU/h	3.300

O fator de demanda para 3 aparelhos de refrigeração é de 100%, logo:

$$D_2 = (2700 + 2700 + 3300) \times 1$$

$$D_2 = 8,7 \text{ kVA}$$

A demanda total dos laboratórios será a soma das demandas de cada ponto específico calculado anteriormente:

$$D_{total} = D_1 + D_2 = 6,32 + 8,7 = 15,02 \text{ kVA}$$

Carga Instalada (kVA): 15 kVA.

Carga Instalada (kW): 13,8 kW.

4.5. Divisão de Circuitos CA

4.5.1. Tipo de Fornecimento de Tensão

Para unidade consumidora em entrada coletiva, de acordo com a demanda calculada tem-se que a tensão fornecida será trifásica T3, com tensão de 220 V.

4.5.2. Tipo de Tensão

- Os circuitos de iluminação e pontos de tomada de uso geral (PTUG's) foram ligados na tensão de 127 V.
- Os circuitos de pontos de tomadas de uso específico (PTUE's) com corrente superior a 10A foram ligados na tensão de 220V.
- Algumas tomadas de uso geral também foram ligadas na tensão de 220 V para suprir as necessidades de equipamentos dos laboratórios.

4.5.3. Dimensionamento dos Circuitos

O dimensionamento foi realizado seguindo os critérios estabelecidos pela norma NBR-5410:2004, descritos abaixo:

Circuitos de iluminação devem ser separados dos circuitos de tomada de uso geral (TUG's); Todo ponto previsto para alimentar um equipamento com corrente nominal superior a 10 A deve ser um circuito independente.

4.5.4. Dimensionamento das Fases

A distribuição nas fases A, B e C é realizada buscando-se um equilíbrio no fornecimento da potência total em cada fase, ou seja, minimizando o desbalanço entre elas. Estas primeiras etapas estão na Tabela 7.

Tabela 7: Quadro geral de cargas.

Quadro de Cargas										
Circuito			Pontos de luz (VA)	PTUG's (VA)		PTUE's (VA)	Carga (VA)	Tensão (V)	I (A)	FASES
	Tipo	Local		40	127 V					
1	Iluminação	LAF AE	8	0	0	0	320	127	2,52	C
2	Iluminação	LAB CL	12	0	0	0	480	127	3,78	B
3	Iluminação	Mezanino	10	0	0	0	400	127	3,15	A
4	PTUG's	LAF AE	0	5	0	0	500	127	3,94	C
5	PTUG's	LAB CL	0	6	0	0	600	127	4,72	C
6	PTUG's	LAB CL	0	6	0	0	600	127	4,72	A
7	PTUG's	Mezanino	0	8	0	0	800	127	6,30	B
8	PTUG's	Mezanino	0	9	0	0	900	127	7,09	B
9	PTUG's	LAF AE	0	0	5	0	500	220	2,27	AB
10	PTUG's	LAB CL	0	0	6	0	600	220	2,73	AC
11	PTUG's	LAB CL	0	0	6	0	600	220	2,73	AC
12	PTUE's	LAF AE	0	0	0	2700	2700	220	12,27	AB
13	PTUE's	LAB CL	0	0	0	2700	2700	220	12,27	BC
14	PTUE's	Mezanino	0	0	0	3300	3300	220	15,00	AC

CARGA TOTAL 15000

A	4850
B	5130
C	5020

4.6. Condutores Ramal CA

4.6.1. Dimensionamento dos Condutores

Os condutores devem satisfazer simultaneamente duas condições: limite de condução de corrente e limite de queda de tensão.

4.6.1.1. Limite de Condução de Corrente

A área da seção reta dos condutores com isolamento tipo PVC com temperatura de referência de 30°C é dada pela Tabela 8 para 2 ou 3 condutores carregados. No projeto, a corrente calculada deve ser corrigida de acordo com a equação (10), levando em conta o fator de agrupamento e o fator de temperatura.

Tabela 8: Capacidade de condução de corrente para o método de referência B1(NBR 5410).

Seção (mm²)	0,5	0,75	1	1,5	2,5	4	6	10	16
2 condutores	9 A	11 A	14 A	17,5 A	24 A	32 A	41 A	57 A	76 A
3 condutores	8 A	10 A	12 A	15,5 A	21 A	28 A	36 A	50 A	68 A

$$\text{Capacidade de corrente corrigida (A)} = C \times Fa \times Ft \quad (10)$$

Onde:

Ft – fator de temperatura;

Fa – fator de agrupamento;

C – capacidade de corrente dada pela Tabela 8 de acordo com a seção do condutor [A].

Considerando-se que a temperatura média do Rio de Janeiro é de 30°C, não é necessário aplicar o fator de correção de temperatura, logo $Ft = 1$. O fator de agrupamento é dado pela Tabela 9.

Tabela 9: Fator de agrupamento para método B1 (NBR 5410).

Nº Circuitos por eletroduto	1	2	3	4	5	6	7	8
Fator de agrupamento	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54	0,52

4.6.1.2. Limite de Queda de Tensão

Foi estipulado o limite de 2% de queda calculada a partir da equação (11):

$$e(\%) = \frac{I \times L \times k}{\rho \times S} \quad (11)$$

Onde:

I – corrente do circuito [A];

L – distancia do circuito [m];

k – constante ($k = 2$ para monofásico e $k = 1,73$ para trifásico);

S – área do condutor [m^2];

ρ – resistividade do condutor [Ωm].

4.6.2. Seções Mínimas dos Condutores

As seções mínimas dos condutores de cobre para a fase, o neutro e para o condutor de proteção (PE), definas pela Norma NBR 5410:2004 são:

Condutor Fase

- Circuito de Iluminação: 1,5 mm²
- Circuito de Força (Tomadas de Uso Geral ou Específico): 2,5 mm².

Condutor Neutro

- Em circuitos trifásicos, deve possuir a mesma seção (mm²) que o condutor fase se este tiver seção inferior a 25 mm²;

Condutor de Proteção (PE)

- Este condutor deverá ser dimensionado de acordo com a Tabela 10.

Tabela 10: Seções Mínimas dos Condutores de Proteção.

Seção dos Condutores	
Seção dos Condutores da Fase S (mm²)	Seção Mínima dos Condutores de Proteção Sp (mm²)
S menor ou igual a 16 mm ²	Igual ao condutor fase
S maior do que 16 e menor que 35 mm ²	Igual ao condutor 16mm ²
S maior do que 35mm ²	Igual a metade da S do condutor fase

4.6.3. Identificação dos Condutores

A identificação dos condutores Fase, Neutro e Proteção são feitas através de cores padronizadas. A Norma determina que os condutores isolados devem ser identificados pela cor da Isolação, conforme a sua função:

- Condutor Neutro: a isolação deve ser sempre na cor azul claro;
- Condutor de Proteção (PE): a isolação deve ser na cor dupla verde amarela. Na falta da dupla coloração, admite-se o uso da cor verde;
- Condutor Fase: a isolação deverá ser de cores diferentes dos condutores Neutro e o de Proteção (PE). Por exemplo: usar isolação de cores vermelha e/ou preta.

O dimensionamento dos condutores está apresentado na Tabela 11 e Tabela 12.

Tabela 11: Dimensionamento dos condutores.

Dimensionamento dos Condutores											
Parâmetros do Circuito				Limite de Condução de Corrente					Limite de Queda de Tensão (menor que 2%)		
Circuito	Carga (W)	Tensão (V)	I(A)	N° Circuitos por eletroduto	Fa	Ft	I Corrigida (A)	Condutor Mínimo (mm²)	Comprimento (m)	Queda de Tensão (%)	Condutor (mm²)
1	256	127	2,52	1	1,00	1	2,52	1,5	9	0,52	1,5
2	384	127	3,78	1	1,00	1	3,78	1,5	7	0,60	1,5
3	320	127	3,15	2	0,80	1	3,94	1,5	12	0,86	1,5
4	460	127	3,94	2	0,80	1	4,92	2,5	7	0,41	2,5
5	552	127	4,72	4	0,65	1	7,27	2,5	3	0,18	2,5
6	552	127	4,72	4	0,65	1	7,27	2,5	6	0,43	2,5
7	736	127	6,30	2	0,80	1	7,87	2,5	6	0,50	2,5
8	828	127	7,09	2	0,80	1	8,86	2,5	10	0,98	2,5
9	460	220	2,27	2	0,80	1	2,84	2,5	7	0,24	2,5
10	552	220	2,73	4	0,65	1	4,20	2,5	3	0,10	2,5
11	552	220	2,73	4	0,65	1	4,20	2,5	6	0,25	2,5
12	1752	220	12,27	1	1,00	1	12,27	2,5	7	1,12	2,5
13	1752	220	12,27	1	1,00	1	12,27	2,5	3	0,59	2,5
14	2142	220	15,00	1	1,00	1	15,00	2,5	9	1,98	2,5

Tabela 12: Dimensionamento dos condutores fase, neutro e terra.

Circuito	Comprimento (m)	Condutores (mm ²)		
		Fase	Neutro	Terra
1	9	1,5	1,5	1,5
2	7	1,5	1,5	1,5
3	12	1,5	1,5	1,5
4	7	2,5	2,5	2,5
5	3	2,5	2,5	2,5
6	6	2,5	2,5	2,5
7	6	2,5	2,5	2,5
8	10	2,5	2,5	2,5
9	7	2,5	2,5	2,5
10	3	2,5	2,5	2,5
11	6	2,5	2,5	2,5
12	7	2,5	2,5	2,5
13	3	2,5	2,5	2,5
14	9	2,5	2,5	2,5

4.7. Disjuntores Ramal CA

Foram escolhidos para proteção contra curtos-circuitos e sobrecargas por serem dispositivos de maior durabilidade e segurança. Pela norma, devem seguir a condição dada pela equação (12):

$$I_p \leq I_d \leq I_c \quad (12)$$

Onde:

I_p – corrente de projeto do circuito [A];

I_d – corrente nominal do dispositivo de proteção [A];

I_c – capacidade de condução de corrente dos condutores vivos do circuito [A].

O dimensionamento dos disjuntores com base no catálogo da Siemens [6] é dado pela Tabela 13.

Tabela 13: Dimensionamento dos Disjuntores.

Dimensionamento dos Disjuntores							
Circuito	N° Circuitos por eletroduto	Condutor (mm ²)	I _p (A)	I _p Corrigida (A)	I _c (A)	Tensão (V)	Disjuntor
1	1	1,50	2,66	2,66	15	127	10 - 1P
2	1	1,50	3,78	3,78	15	127	10 - 1P
3	2	1,50	3,15	3,94	10	127	6 - 1P
4	2	2,50	3,94	4,92	15	127	10 - 1P
5	4	2,50	4,72	7,27	15	127	10 - 1P
6	4	2,50	4,72	7,27	15	127	10 - 1P
7	2	2,50	6,30	7,87	15	127	10 - 1P
8	2	2,50	7,09	8,86	15	127	10 - 1P
9	2	2,50	2,27	2,84	15	220	10 - 2P
10	4	2,50	2,73	4,20	15	220	10 - 2P
11	4	2,50	2,73	4,20	15	220	10 - 2P
12	1	2,50	12,27	12,27	15	220	16 - 2P
13	1	2,50	12,27	12,27	20	220	16 - 2P
14	1	2,50	15,00	15,00	20	220	16 - 2P

O disjuntor geral e os condutores foram dimensionados da seguinte maneira:

Demanda total: 15,02 kVA.

Categoria T3: disjuntor de 100A-3P

4#16mm² + 1#16mm² (3 fases + 1 neutro + 1 proteção)

5. COMPATIBILIZAÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO COM A CARGA INSTALADA

O projeto de um sistema fotovoltaico baseia-se na capacidade de gerar a quantidade de energia necessária para atender a demanda. No dimensionamento do circuito, destacam-se como critérios, o custo da energia gerada, confiabilidade e a eficiência do sistema. Cabe ressaltar que este projeto consiste em um sistema híbrido, no qual as cargas podem e devem ser alimentadas pela distribuição pública de energia caso o sistema alternativo não consiga atender a demanda requisitada.

5.1. Estimativa da Curva de Carga

Esta etapa estima o período em que cada carga é utilizada ao longo do dia. Inicialmente para a estimativa da potência ativa foi adotado o fator de potência $fp = 0,8$, para as perdas no circuito o fator $f_{perdas} = 1,2$ e considerando que todas as tomadas do LABCL, LAFAE e do mezanino não estarão em operação simultaneamente, foi considerado um fator de demanda dado pelo RECON-LIGHT conforme Tabela 14.

Tabela 14: Fator de demanda para cargas de iluminação e tomadas.

Fator de Demanda para as Cargas de Iluminação e Tomadas		
Descrição	Carga Mínima (kVA/m ²)	Fator de Demanda (%)
Escolas e semelhantes	0,030	80 para os primeiros 12 kVA
		50 para o que exceder de 12kVA

Partindo do pré-suposto que a UFRJ tem horário normal de funcionamento compreendido entre 8 h e 17 h, e que o mezanino, por ser utilizado para desenvolvimento de atividades acadêmicas, possui utilização diária de 10 horas, foi realizado a estimativa da curva. Esta estimativa é dada pela Tabela 15.

Tabela 15: Estimativa da curva de carga em função do tempo de consumo.

Descrição das cargas LAFEA	Quantidade	Potência (W)	Tempo (h)	kWh/dia	Total kWh/dia
Iluminação	8	32	9	2,304	2,30
Uso geral	10	80	9	7,200	5,76
Refrigeração	1	1752	9	15,768	15,77
TOTAL					23,83

Descrição das cargas LAB CL	Quantidade	Potência (W)	Tempo (h)	kWh/dia	Total kWh/dia
Iluminação	12	32	9	3,456	3,46
Uso geral	24	80	9	17,280	12,24
Refrigeração	1	1752	9	15,768	15,77
TOTAL					31,47

Descrição das cargas Mezanino	Quantidade	Potência (W)	Tempo (h)	kWh/dia	Total kWh/dia
Iluminação	10	32	10	3,20	3,20
Uso geral	17	80	10	13,60	10,40
Refrigeração	1	2142	10	21,42	21,42
TOTAL					35,02

5.2. Distribuição e Configuração dos Sistemas

Ao analisar a demanda e a geração, respectivamente dadas pela Tabela 15 e Tabela 2, observa-se que somente o sistema fotovoltaico não é suficiente para atender as cargas, em especial, a de refrigeração, que possui um alto consumo de potência. Como o sistema será conectado à rede, os painéis solares irão alimentar somente as cargas referentes à iluminação e tomadas de uso geral.

5.3. Instalação

5.3.1. Baterias

O banco deve ser acomodado em local fresco, com temperatura entre 20 e 25°C, evitando reduzir a capacidade e a vida útil das baterias. Ainda, para evitar perdas, deverá estar próximo do arranjo fotovoltaico e as ligações devem ser realizadas com fios de comprimentos iguais. A umidade do piso pode aumentar a auto descarga, não sendo aconselhável acomodar as baterias diretamente sobre o piso. Para garantir o isolamento com o solo, materiais não condutores e resistentes ao ácido são indicados para o armazenamento dos bancos. Estes são limitados a uma quantidade máxima de 24 unidades, onde as baterias devem ser do mesmo modelo.

5.3.2. Cabos

Em sistemas fotovoltaicos, recomenda-se a utilização de fios de cobre no qual a seção do condutor tenha uma queda máxima limitada em [4]:

- 5% para tensão entre módulo e a carga;
- 3% para tensão em circuitos derivados;
- 1% para tensão entre controlador e baterias.

Na conexão entre o módulo e o controlador de carga, o condutor precisa suportar uma corrente de 125% da corrente nominal de curto-circuito do sistema fotovoltaico. Devem ser respeitados e bem identificados a polaridade de cada condutor, positivo e negativo, normalmente representados pelas cores vermelha e preto, respectivamente.

A seguir é apresentada a Tabela 16 com o dimensionamento dos cabos dos sistemas fotovoltaicos considerando que os módulos estão no telhado e os arranjos na parte superior do mezanino, com distância de 1 metro nos circuitos. Para este dimensionamento foram considerados os valores máximos de corrente que os dispositivos são capazes de suportar. Tabela 16 tem como base as tabelas apresentadas no Anexo B.

Tabela 16: Dimensionamento dos cabos condutores CC.

Sistema	Circuitos Derivados Queda de 3%			Controlador de Carga Queda de 1%		
	Módulos Solares		Secção (mm ²)	Banco de Baterias		Secção (mm ²)
	Tensão (V)	Corrente (A)		Tensão (V)	Corrente (A)	
A	130	60,00	16	60	114	35
9	42	40,00	10	48	30	6
7	36	30,00	6	24	20	4
5	36	30,00	6	24	30	6

6. ALTERAÇÕES DURANTE IMPLEMENTAÇÃO (“AS BUILT”)

Durante as obras, algumas alterações foram feitas. Modificou-se a disposição dos móveis, aparelhos de ar condicionado e localização do quadro geral, sendo necessário realizar uma nova previsão de cargas e, por conseguinte, alterar as instalações elétricas previstas. Ainda, optou-se por instalar os módulos do novo sistema solar na posição horizontal, ou seja, 0° . A seguir, será descrita a nova configuração do sistema, de forma sucinta, restringindo-se apenas aos valores, uma vez que as explicações dos cálculos foram abordadas no terceiro, quarto e quinto capítulos.

6.1. Configuração Sistema A

Os painéis do sistema A foram alocados na posição horizontal para servir de telhado para acomodar as instalações fotovoltaicas. A nova incidência solar será dada por $H_{sp} = 4,64 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{dia}$. A nova disposição é caracterizada por:

- $P_{MAXpainel} = 205 \text{ W}_{pico}@STC$
- $V_{oc} = 33,2 \text{ V}@STC$
- $V_p = 26,6 \text{ V}@STC$
- $I_{sc} = 8,36 \text{ A}@STC$

Configuração do arranjo: 5 fileiras compostas de 5 módulos cada.

Utilizando-se a equação (2) e equação (3) tem-se:

- Tensão do arranjo: $V_p \approx 130 \text{ V}_{dc}$
- $W_{arranjo} = 23,78 \text{ kWh}$

6.2. Alterações na Planta

As alterações da planta podem ser observadas no Apêndice B onde foi modificada a quantidade e tipo de luminárias. Não será realizado um novo cálculo de iluminação uma vez que a luminosidade disponível nas salas foi medida com auxílio de um luxímetro e atende ao valor estipulado anteriormente. Ainda, optou-se por instalar as tomadas de 220V somente no mezanino, considerando a previsão anterior, sendo que estas não serão alimentadas pelo sistema fotovoltaico.

O sistema de refrigeração foi substituído por dois aparelhos de ar-condicionado, um de 18.000 Btus localizado no LABCL e outro de 60.000 Btus instalado no LAFAE, atendendo o LAFAE e o mezanino. Conforme mencionado, os aparelhos de refrigeração não serão alimentados. A demanda e estimativa de carga após as alterações do projeto são dadas, respectivamente, pela Tabela 17 e Tabela 18.

Tabela 17: Demanda após alterações na planta.

Local	Dimensão		Iluminação		PTUG's 100 VA	
	Área	Perímetro	32 W	23 W	Nº Tomadas	127 V
LAF AE	21	18,6	8	0	12	12
LAB CL	21,5	18,88	8	0	24	24
Mezanino	25,1	20,74	0	12	20	20
TOTAL	67,6	58,22	512	276	56	5600
Antigo*			960	0	51	5100

*Valores extraídos da Tabela 15.

Tabela 18: Estimativa da curva de carga após modificações.

Descrição das cargas	LAF AE				Total kWh/dia
	Quantidade	Potência (W)	Tempo (h)	kWh/dia	
Iluminação	8	32	9	2,304	2,304
Uso geral	10	80	9	7,2	5,76

Descrição das cargas	LAB CL				Total kWh/dia
	Quantidade	Potência (W)	Tempo (h)	kWh/dia	
Iluminação	8	32	9	2,304	2,304
Uso geral	24	80	9	17,28	12,24

Descrição das cargas	Mezanino				Total kWh/dia
	Quantidade	Potência (W)	Tempo (h)	kWh/dia	
Iluminação	12	23	10	2,76	2,76
Uso geral	17	80	10	13,6	10,4

O novo projeto reduziu para 788 W a carga inicial de 960 W referente à iluminação. Contudo, o projeto antigo tinha cálculo de 5.100 VA para as 21 tomadas de uso geral e com a nova alteração foram acrescentados novos pontos de tomadas, 56 PTUG's de 127 V, totalizando 5600 VA, aumentando a demanda. Ainda, a nova alteração prevê também os 6 PTUG's de 220 V, que não foram acrescentadas na tabela uma vez que não serão alimentadas por nenhum sistema fotovoltaico, devendo ser considerada a distribuição anteriormente estimada para o laboratório de circuitos lógicos.

A redistribuição dos circuitos e o quadro correspondente ao projeto modificado estão na Tabela 19. O dimensionamento dos condutores CA foi novamente calculado, sendo seus novos valores mostrados na Tabela 20 e na Tabela 21.

Tabela 19: Quadro de cargas para o novo dimensionamento.

Quadro de Cargas									
Circuito			Pontos de luz (VA)		PTUG's (VA)	Carga (VA)	Tensão (V)	I(A)	FASES
	Tipo	Local	40	28,8	127 V				
1	Iluminação	LAF AE	8	0	0	320	127	2,52	A
2	Iluminação	LAB CL	8	0	0	320	127	2,52	A
3	Iluminação	Mezanino	0	12	0	345,6	127	2,72	A
4	PTUG's	LAF AE	0	0	6	600	127	4,72	A
5	PTUG's	LAF AE	0	0	6	600	127	4,72	A
6	PTUG's	LAB CL	0	0	8	800	127	6,30	B
7	PTUG's	LAB CL	0	0	8	800	127	6,30	B
8	PTUG's	LAB CL	0	0	8	800	127	6,30	B
9	PTUG's	Mezanino	0	0	10	1000	127	7,87	C
10	PTUG's	Mezanino	0	0	10	1000	127	7,87	C

CARGA 6586

A	2185,6
B	2400
C	2000

Tabela 20: Dimensionamento dos condutores CA após alteração.

Dimensionamento dos Condutores											
Parâmetros do Circuito				Limite de Condução de Corrente					Limite de Queda de Tensão (menor que 2%)		
Circuito	Carga (W)	Tensão (V)	I (A)	N° Circuitos por eletroduto	Fa	Ft	I Corrigida (A)	Condutor Mínimo (mm²)	Comprimento (m)	Queda de Tensão (%)	Condutor (mm²)
1	256	127	2,52	1	1,00	1	2,52	1,5	20	1,18	1,5
2	256	127	2,52	1	1,00	1	2,52	1,5	10	0,59	1,5
3	322	127	2,72	1	1,00	1	2,72	1,5	10	0,66	1,5
4	552	127	4,72	5	0,60	1	7,87	2,5	13	0,89	2,5
5	552	127	4,72	5	0,60	1	7,87	2,5	11	0,73	2,5
6	736	127	6,30	5	0,60	1	10,50	2,5	9	0,83	2,5
7	736	127	6,30	5	0,60	1	10,50	2,5	9	0,80	2,5
8	736	127	6,30	5	0,60	1	10,50	2,5	6	0,53	2,5
9	920	127	7,87	2	0,80	1	9,84	2,5	10	1,15	2,5
10	920	127	7,87	2	0,80	1	9,84	2,5	7	0,72	2,5

Tabela 21: Dimensionamento dos condutores fase, neutro e terra.

Dimensionamento dos Condutores				
Circuito	Comprimento (m)	Condutores (mm²)		
		Fase	Neutro	Terra
1	20	1,5	1,5	1,5
2	10	1,5	1,5	1,5
3	10	1,5	1,5	1,5
4	13	2,5	2,5	2,5
5	11	2,5	2,5	2,5
6	9	2,5	2,5	2,5
7	9	2,5	2,5	2,5
8	6	2,5	2,5	2,5
9	10	2,5	2,5	2,5
10	7	2,5	2,5	2,5

Calcularam-se novamente os valores dos disjuntores, conforme explicitados na Tabela 22.

Tabela 22: Dimensionamento dos disjuntores.

Dimensionamento dos Disjuntores							
Circuito	Nº Circuitos por eletroduto	Condutor (mm²)	I_p (A)	I_p Corrigida (A)	I_c (A)	Tensão (V)	Disjuntor
1	1	1,50	2,52	2,52	15	127	10 - 1P
2	1	1,50	2,52	2,52	15	127	10 - 1P
3	1	1,50	2,72	2,72	15	127	10 - 1P
4	5	2,50	4,72	7,87	15	127	10 - 1P
5	5	2,50	4,72	7,87	15	127	10 - 1P
6	5	2,50	6,30	10,50	15	127	10 - 1P
7	5	2,50	6,30	10,50	15	127	10 - 1P
8	5	2,50	6,30	10,50	15	127	10 - 1P
9	2	2,50	7,87	9,84	15	127	10 - 1P
10	2	2,50	7,87	9,84	15	127	10 - 1P

6.3. Redistribuição dos Sistemas Fotovoltaicos

A nova divisão dos sistemas é dada pela Tabela 23.

Tabela 23: Divisão dos sistemas após alterações na planta

Sistema	Carga		Bancos de Baterias		
	Local	E_c (VAh)	V_b (V)	C_b (Ah em 10 h)	t (h)
A	PTUG's LAB CL e Mezanino	2950	60	1140	4:38
9	Todo LAFAE	1120	48	7,93	2:34
7	Illum Mez.	480	24	4,54	2:00
5	Illum LAB CL	320	24	2,83	4:30

A estimativa da autonomia dos bancos é dada pela equação (13). Para o cálculo foi adotado um percentual de descarga de 20%.

$$t(h) = \frac{C_b}{E_c \times V_b} \times n\% \quad (13)$$

Onde:

E_c – Energia consumida pela carga [VAh];

V_b – Tensão do banco de baterias [V];

C_b – Capacidade do banco de baterias [VAh];

$n\%$ – Percentual de descarga;

t – Tempo de autonomia do banco de baterias [h].

Conforme já mencionado, a carga será alimentada pelos geradores fotovoltaicos e diante a incapacidade destes, a rede suprirá a demanda. Para que isto seja possível, faz-se necessária a instalação de uma chave reversora ou comutadora de fonte, ilustrada na Figura 18, que consiste em um dispositivo de manobra que impossibilita que ambas as fontes estejam ligadas simultaneamente, evitando [7]:

- Queima de equipamentos, caso o grupo gerador e a rede forneçam energia simultaneamente;
- Como consequência do item anterior, as descargas elétricas sobre material combustível podem trazer riscos às pessoas e provocar incêndios;
- Que a rede pode ser indevidamente energizada, o que pode ocasionar acidente em operadores que estejam trabalhando na rede ou no quadro de medições;



Figura 18 – Símbolo da chave comutadora.

Um circuito dos quatro sistemas operando isoladamente, com uso da chave comutadora, pode ser visto no diagrama unifilar da Figura 19.

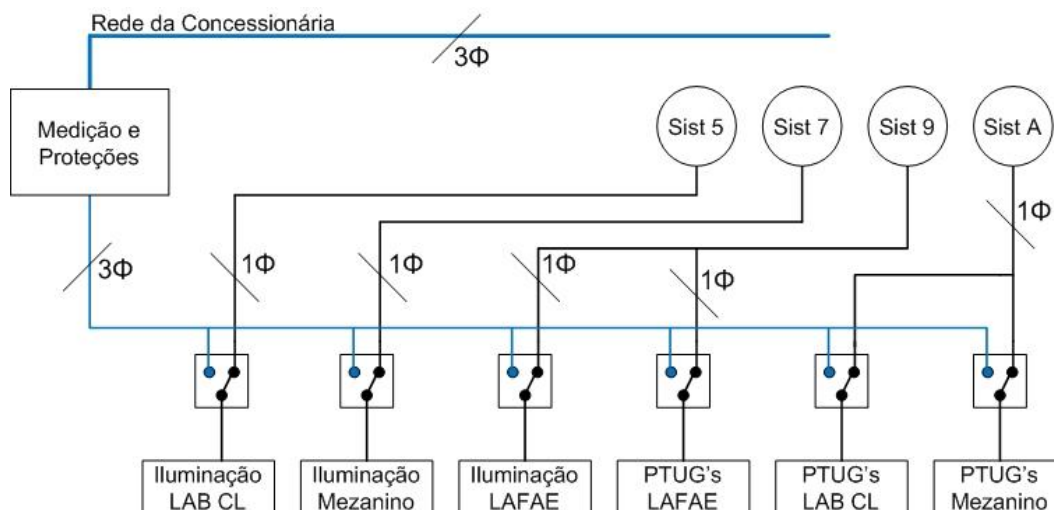


Figura 19 – Esquema simplificado de transferência entre os sistemas fotovoltaicos.

O sistema A também pode ser conectado diretamente à rede. Este tipo de arranjo precisa atender a condições específicas estabelecida nos contratos de fornecimento e de uso e conexão, firmados entre as concessionárias e as unidades consumidoras [6]. Um esquemático da ligação unifilar dos sistemas considerando o sistema A conectado à rede é ilustrado na Figura 20.

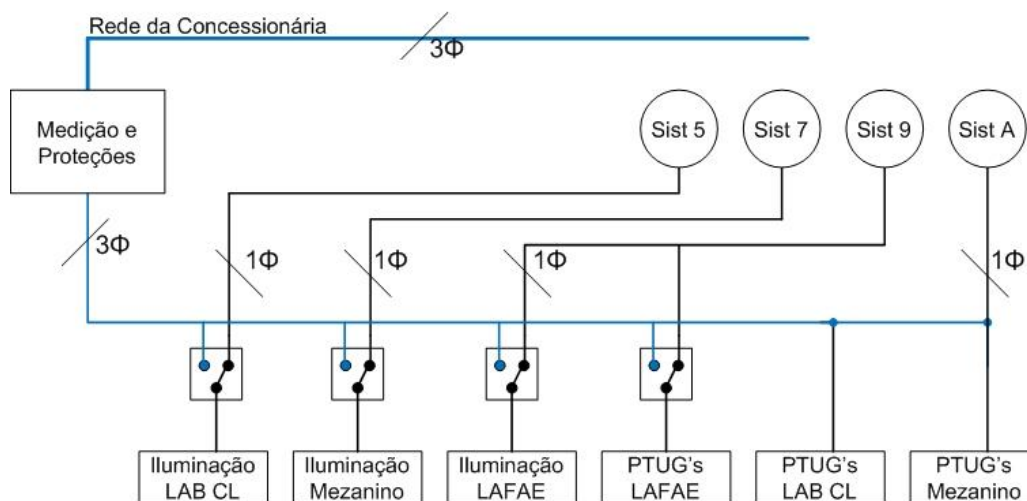


Figura 20 – Esquema de ligação com sistema A conectado à rede.

A chave reversora escolhida para este projeto tem como base o par de contatores montados lado a lado, com uma trava mecânica entre eles. A trava impede que os contatores fechem simultaneamente e as bobinas $k1$ e $k2$, intertravadas eletricamente, impossibilitem a alimentação de uma bobina caso a outra esteja energizada.

Caso seja desejável o controle manual da comutação, poderá optar-se por uma chave reversora manual. Na qual não há presença dos relés. A Figura 21 mostra uma chave reversora manual de três posições.



Figura 21 – Chave reversora manual de três posições [6].

Dispositivos capazes de identificar falhas também são adicionados ao circuito para automatizar o sistema. Normalmente os relés de proteção são ajustados para variações de 20% de tensão e 5% de frequência, conforme ANSI tem-se:

- Relé 27: Subtensão. O relé atua quando a tensão de entrada é inferior a um valor predeterminado.
- Relé 59: Sobretensão. O relé atua quando a tensão de entrada é superior a um valor predeterminado;
- Relé 81: Relé de frequência. Opera quando a frequência ou taxa de variação da frequência está fora dos limites determinados.

Para indicar o estado da chave de transferência foram acrescentadas lâmpadas de sinalização. Cabe ressaltar que todos os inversores são monofásicos, sendo que o inversor do sistema A é de fase dividida. Na Figura 22 é possível visualizar o esquema do circuito da chave de comutação monopolar e na Figura 23, o esquema da chave tripolar.

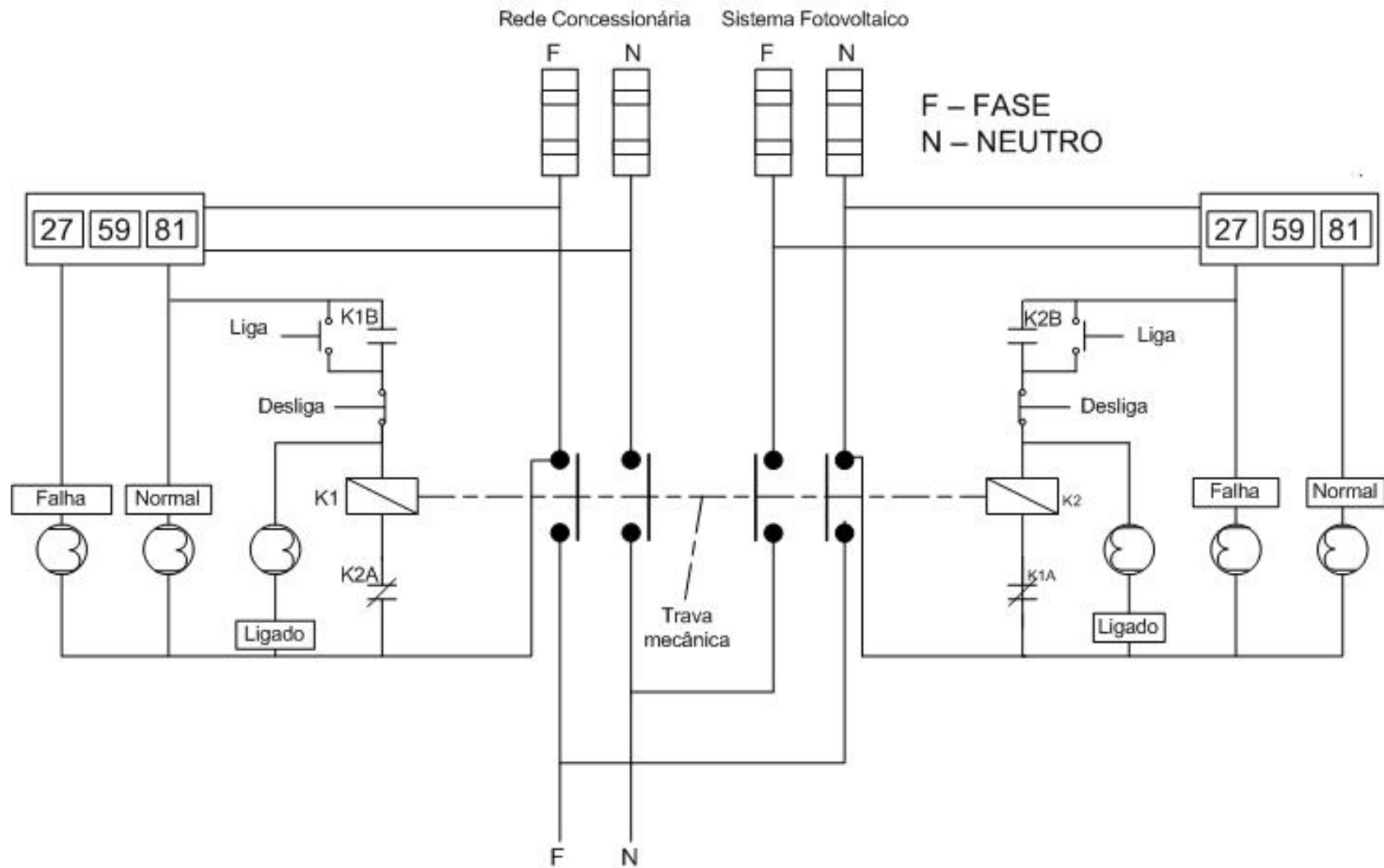


Figura 22 – Circuito da chave comutadora monopolar com par de contatores.

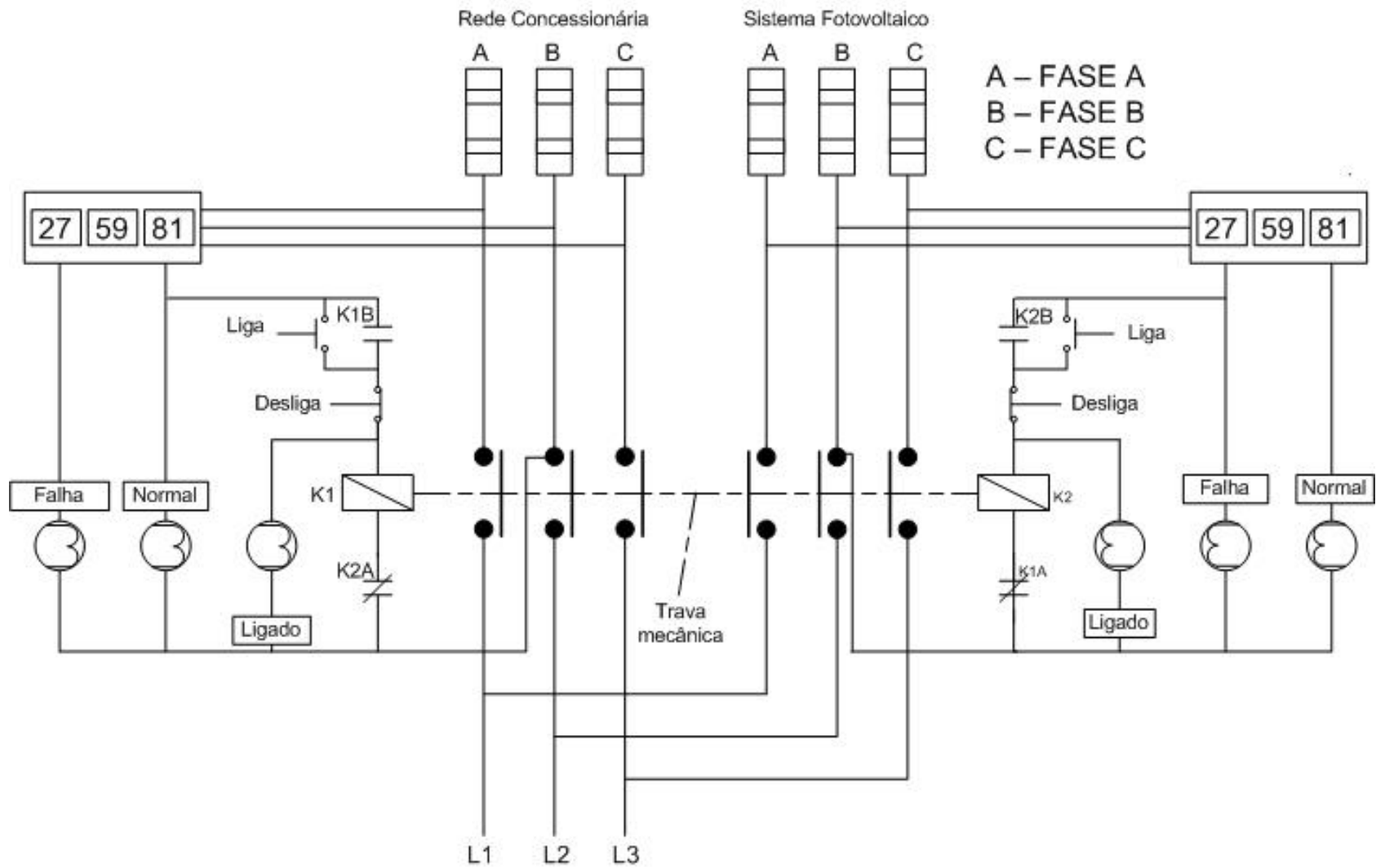


Figura 23 – Circuito da chave comutadora tripolar com par de contadores.

7. CONCLUSÕES

Com o aumento da tecnologia, da população e, por conseguinte do consumo de energia, faz-se necessário expandir as atuais matrizes energéticas, pois as fontes convencionais geram problemas de cunho socioambiental. O novo cenário mundial exige um consumo sustentável, no qual fontes alternativas menos poluidoras ganham destaque.

As novas energias, consideradas como energias limpas, estão sendo amplamente empregadas. Países desenvolvidos como Alemanha, China e Estados Unidos investem em pesquisas para aumentar a eficiência e reduzir os custos.

Embora o principal obstáculo ainda se concentre no elevado custo inicial, através de incentivos é possível desenvolver e utilizar estas tecnologias em benefício da sociedade, especialmente para comunidades isoladas, que não são abastecidas pelo fornecimento padrão de energia, sendo as fontes alternativas a única solução para suprir as necessidades locais.

Neste contexto, este trabalho mostra de forma otimista que é possível suprir a demanda de carga com geração fotovoltaica. Através de quatro sistemas de geração solar os laboratórios e o mezanino terão suas demandas atendidas de forma econômica e menos degradante da natureza.

Além disso, os sistemas fotovoltaicos podem operar hibridamente com outros tipos de geração. No presente projeto a rede elétrica oriunda da concessionária pode ser acionada pelo sistema a qualquer momento para evitar o corte de carga. Ainda, o sistema A permite a permutação automática da ligação da rede elétrica com a carga ou da geração fotovoltaica com a carga.

8. TRABALHOS FUTUROS

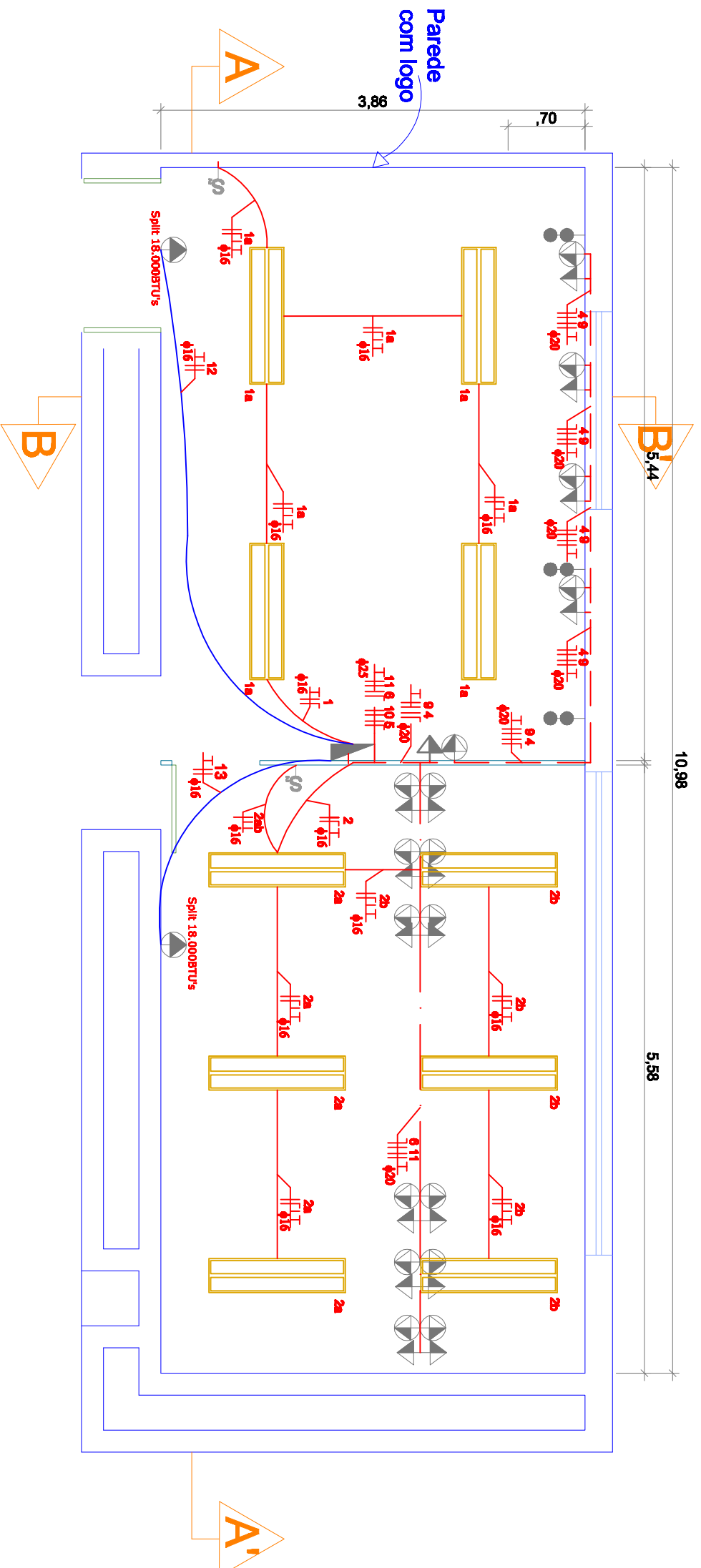
Como recomendação para trabalhos futuros, se faz necessária a adequação do circuito de conexão paralela com a rede (sistema A) aos novos requisitos previstos no PRODIST/ANEEL, que ora se encontram em processo de audiência pública. Ainda, seguindo a tendência tecnológica das redes inteligentes, são aconselháveis adaptações nos sistemas 9, 7 e 5 para que operem no novo modelo.

Para atividades de ensino e pesquisa, propõe-se um projeto de circuitos utilizando os sistemas fotovoltaicos disponíveis, como por exemplo: medição de características dos arranjos fotovoltaicos; testes de conversores e métodos MPPT desenvolvidos no LAFAE.

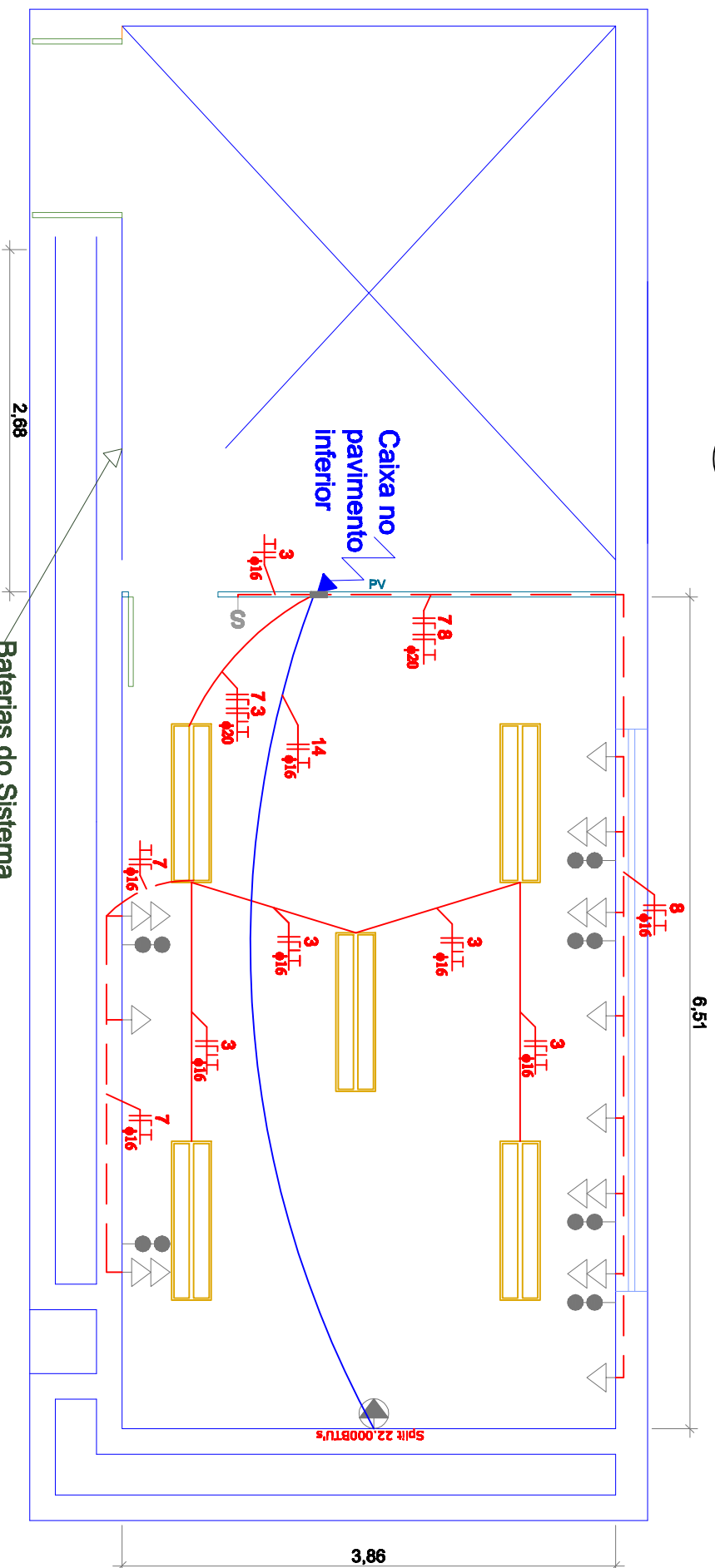
Sugere-se também a implementação de um sistema para medição individualizada de energia gerada pelos sistemas fotovoltaicos e do consumo de cargas (iluminação, tomadas e outros), com possibilidade de acesso remoto pela internet. Outro ponto a ser levantado é a questão da degradação de cada componente do sistema para então realizar uma estimativa do tempo de vida médio e do custo de manutenção para a instalação projetada.

BIBLIOGRAFIA

1. POMILIO, A. J. **Eletrônica de Potência** - Cap2
2. GREENPRO. **Energia Fotovoltaica manual sobre tecnologias, projecto e instalação**. [S.l.]. 2004.
3. ABNT. **ABNT NBR 5410:2004 - Instalações elétricas de baixa tensão**. ABNT. Rio de Janeiro. 2004. (209).
4. GRUPO DE TRABALHO DE ENERGIA SOLAR - GTES. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: Ediouro Gráfica e Editora S.A., 2004.
5. CRESESB. **Potencial Energético Solar**.
6. SIEMENS. **Catálogo de Disjuntores Siemens - Proteção de Instalações Elétricas de Baixa Tensão**. Siemens. São Paulo, p. 9. Dez/2006.
7. PEREIRA, J. C. **Motores e Geradores**.
8. ABNT. **ABNT NBR 5361:1998 - Disjuntores de baixa tensão**. ABNT. Rio de Janeiro. 1998. (20).
9. SANTOS, M. D. O. **Revitalização do Sistema Fotovoltaico do CEFETSE/UNED LAGARTO**. Universidade Federal de Lavras. Lavras - MG. 2008.
10. MOREIRA, V. D. A. **Iluminação Elétrica**. 1. ed. São Paulo - SP: Blücher, 1999.
11. LEMOS, I. **Fontes alternativas de energia na geração de eletricidade Aplicações e perspectivas da células fotovoltaicas e outras fontes de energia**. Monografia. Minas Gerais. 2005.
12. JARDIM, C. D. S. et al. **O Potencial dos Sistemas Fotovoltaicos Irterligados à Rede Elétrica em Áreas Urbanas: dois Estudos de Caso**. LabEEE-Laboratório de Eficiência Energética em Edificações; CEMIG - Companhia Energética de Minas Gerais. Florianópolis - SC; Belo Horizonte - MG.
13. CREDER, H. **Instalações Elétricas**. 14. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2002.
14. COSTA, G. J. C. **Iluminação Econômica - Cálculo e Avaliação**. Porto Alegre: EDIPUCRS, 2005.
15. PHILIPS. **Guia de Iluminação**. PHILIPS. [S.l.]. 2005.
16. SENAI/CST (COMPANHIA SIDERÚRGICA DE TUBARÃO). **Desenho Elétrico - Elétrica**. SENAI - Serviço Nacional de Aprendizagem Industrial. Vitória - ES. 1996.
17. PHILIPS. **Catálogo Geral Luminárias**. PHILIPS. [S.l.]. 2008.
18. ABNT. **ABNT NBR 5413:1992 - Iluminância de interiores**. ABNT. Rio de Janeiro. 1992. (13).
19. POMILIO, A. J. **Eletrônica de Potência** - Cap3
20. KYOCERA. **Solar KD205GX-LPU**.
21. XANTREX. **XW Series Hybrid Inverter / Charger - XW 4024-120/240-60**. 2007.
22. DELPHI. **Baterias Freedom**. São Paulo : s.n., 2002.
23. SCHOTT SOLAR. **ASE-300-DGG/50**. Schott Solar, Inc.
24. TRACE ENGINEERING. **DC Controllers C Series – C35, C40 & C60**.
25. STATPOWER. **Prowatt 800 – DC to AC Power Inverter 12/24 V versions**.
26. MORNINGSTAR CO. **ProStar Solar Controller**.
27. XANTREX . **Solar Charge Controller XW-MPPT60 - 150**. Schneider Electric. 2009.

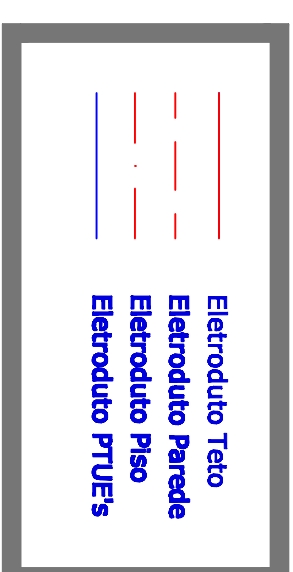


Pav. Inferior - LAFAE 1
ESCALA: 1:50



Mezanino - LAFAE 2
ESCALA: 1:50

LEGENDA



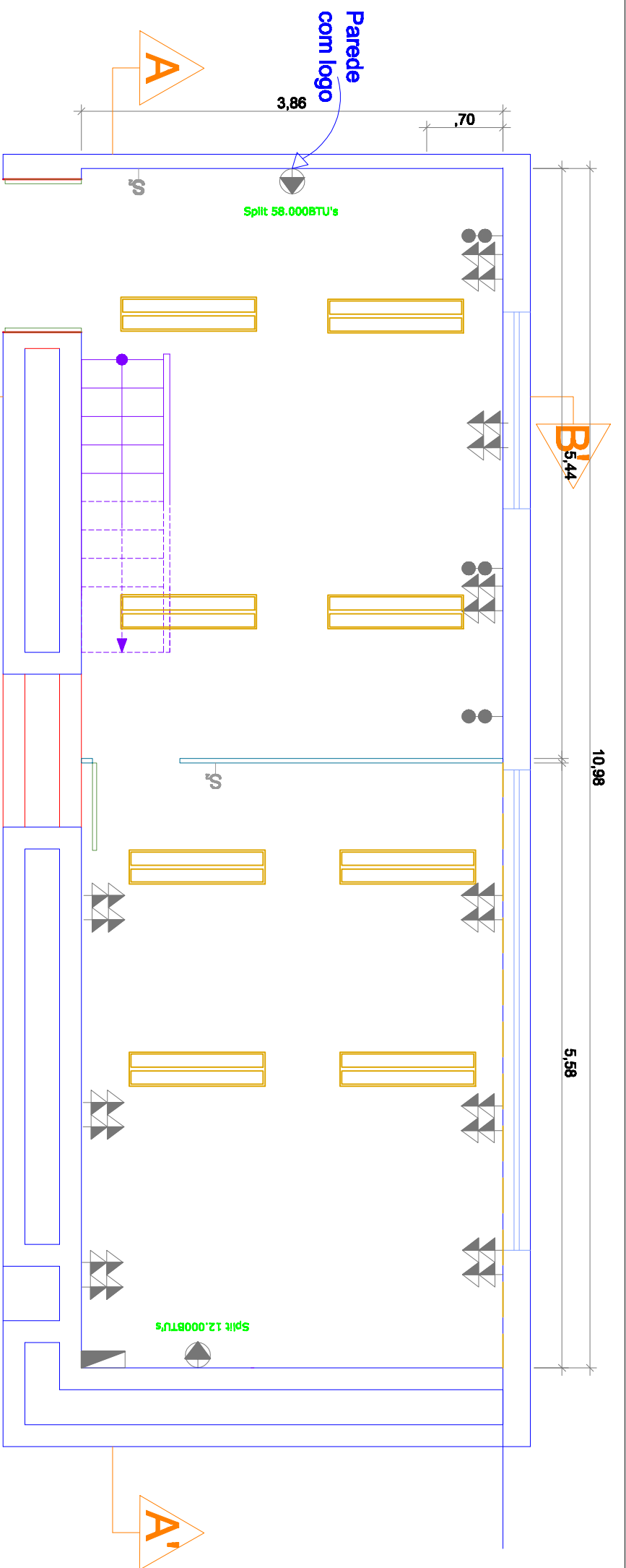
LEGENDA



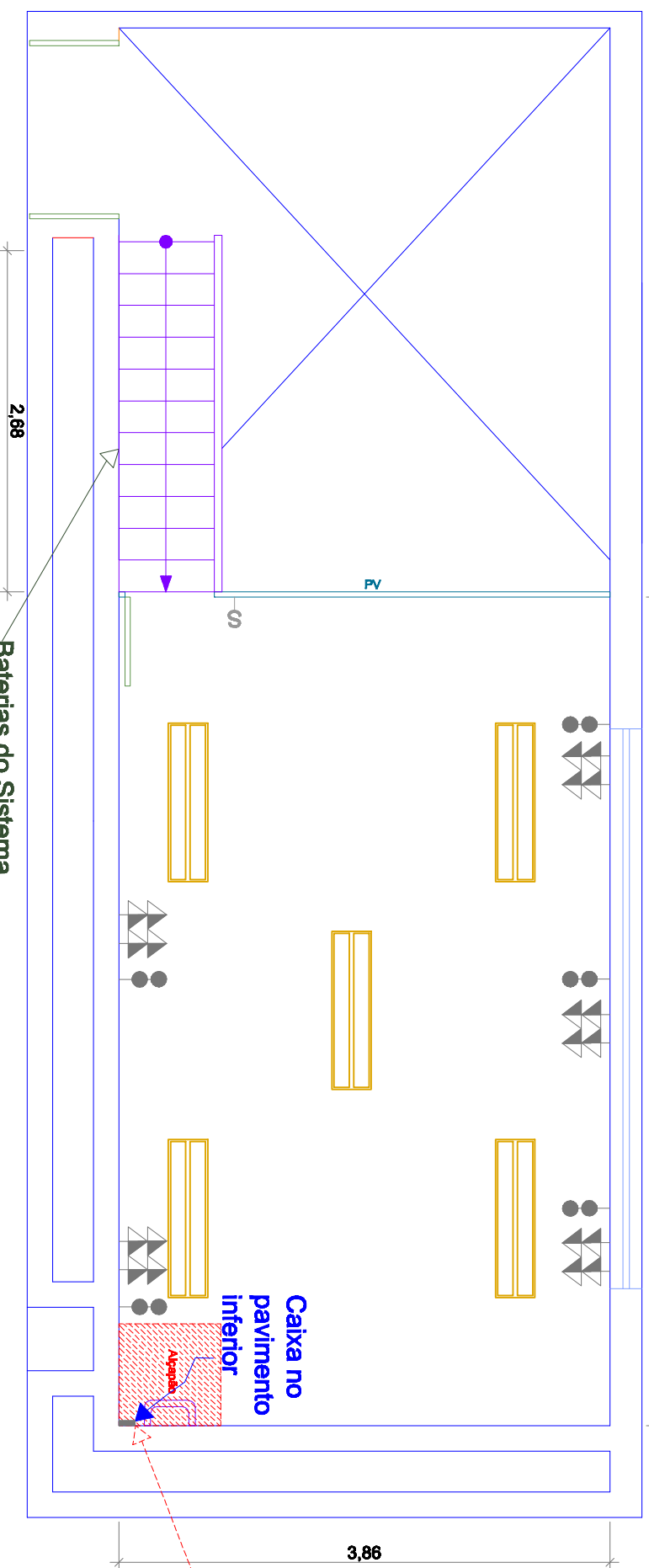
Projeto

Assunto

Escala	Data	Prancha
Des	Proj	



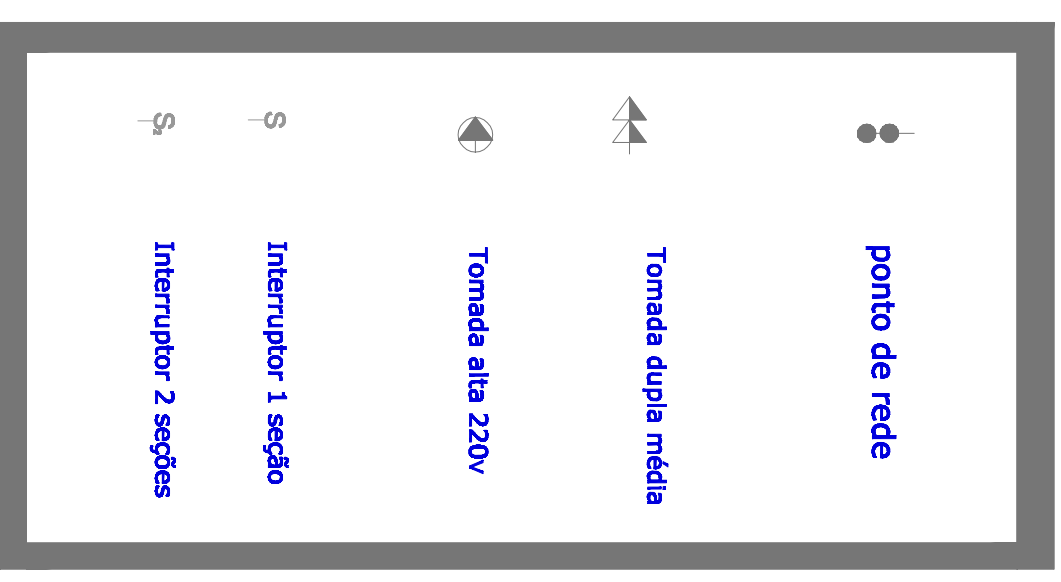
Pav. Inferior - LAFAE
 ESCALA: 1:50
1



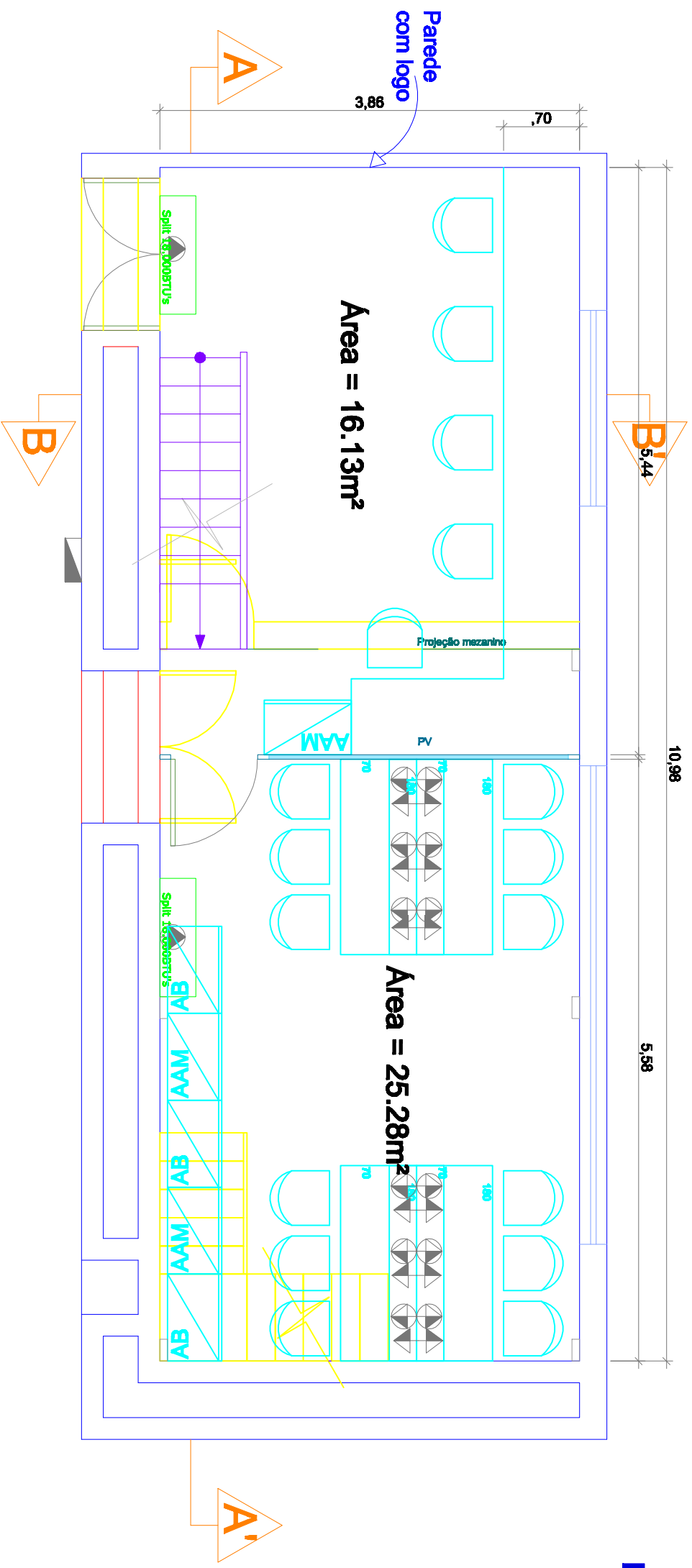
Mezanino - LAFAE
 ESCALA: 1:50
2

Baterias do Sistema Solar.

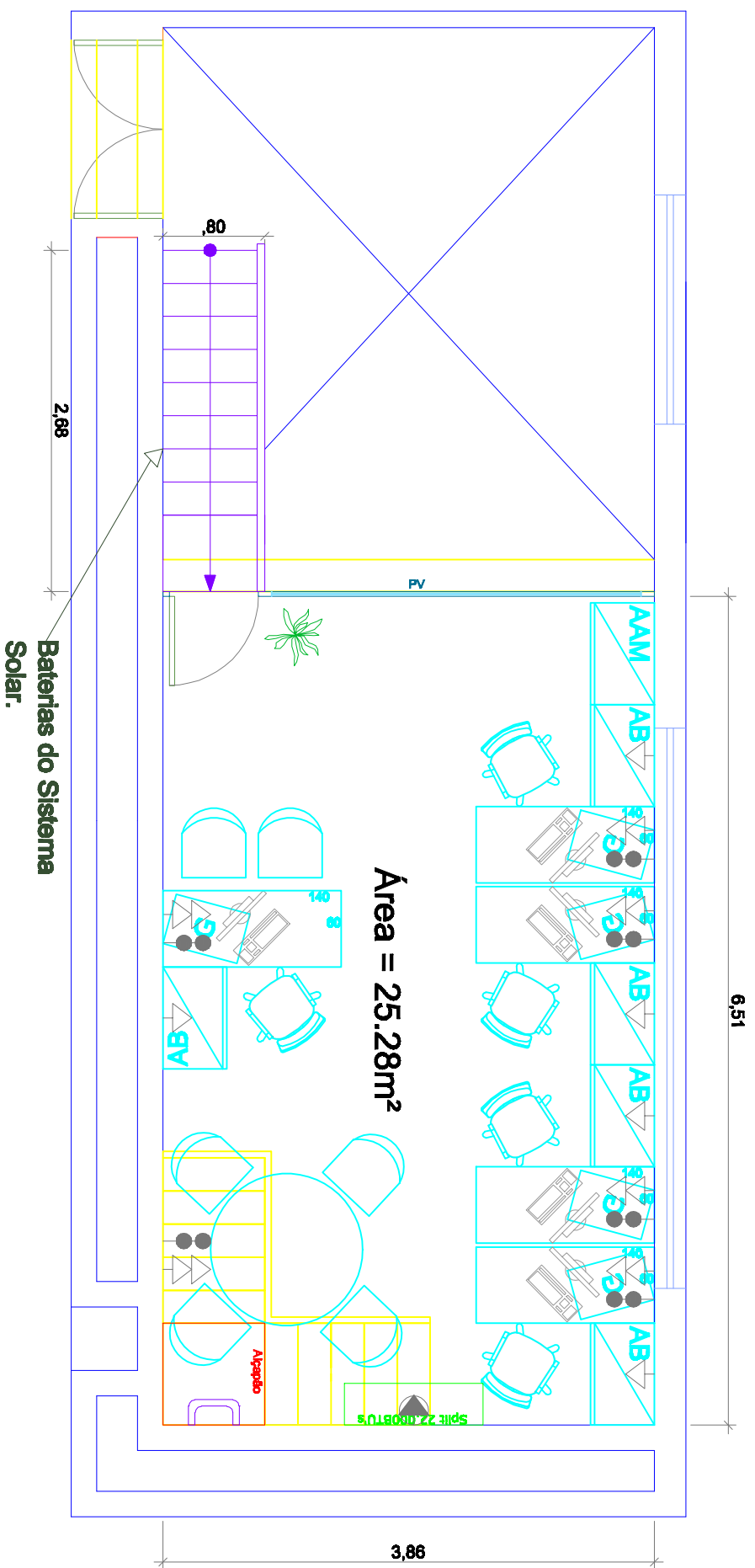
LEGENDA



Assunto			
Projeto			
Escala	Data	Prancha	
Des	Proj		



Pav. Inferior - LAFAE 1
ESCALA: 1:50



Mezanino - LAFAE 2
ESCALA: 1:50

Baterias do Sistema Solar.

ANEXO B – TABELAS PARA DIMENSIONAMENTO DE CABOS CC

A Tabela 24 e a Tabela 25, retiradas de [4] foram utilizadas para o dimensionamento dos cabos CC em função da corrente e da distância.

Tabela 24: Tabela para dimensionamento dos cabos para uma queda de 1% de tensão [4].

Comprimento Máximo do Fio (metros)									
Perda Percentual Máxima Permitida:					1%				
Tensão Nominal do Sistema (CC):					12 Volts				
Corrente [Amps]	Bitola do Cabo (Secão em mm ²)								
	1.5	2.5	4	6	10	16	25	35	50
0.5	8.1	13.5	21.5	32.3	53.8	86.1	134.5	188.3	269.1
1	4.0	6.7	10.8	16.1	26.9	43.0	67.3	94.2	134.5
2	2.0	3.4	5.4	8.1	13.5	21.5	33.6	47.1	67.3
3	1.3	2.2	3.6	5.4	9.0	14.3	22.4	31.4	44.8
4	1.0	1.7	2.7	4.0	6.7	10.8	16.8	23.5	33.6
5	0.8	1.3	2.2	3.2	5.4	8.6	13.5	18.8	26.9
6	0.7	1.1	1.8	2.7	4.5	7.2	11.2	15.7	22.4
8	0.5	0.8	1.3	2.0	3.4	5.4	8.4	11.8	16.8
10	0.4	0.7	1.1	1.6	2.7	4.3	6.7	9.4	13.5
12	0.3	0.6	0.9	1.3	2.2	3.6	5.6	7.8	11.2
14	0.3	0.5	0.8	1.2	1.9	3.1	4.8	6.7	9.6
16		0.4	0.7	1.0	1.7	2.7	4.2	5.9	8.4
18		0.4	0.6	0.9	1.5	2.4	3.7	5.2	7.5
20		0.3	0.5	0.8	1.3	2.2	3.4	4.7	6.7
25			0.4	0.6	1.1	1.7	2.7	3.8	5.4
30				0.5	0.9	1.4	2.2	3.1	4.5
35				0.5	0.8	1.2	1.9	2.7	3.8
40					0.7	1.1	1.7	2.4	3.4
45					0.6	1.0	1.5	2.1	3.0
50					0.5	0.9	1.3	1.9	2.7
55						0.8	1.2	1.7	2.4
60						0.7	1.1	1.6	2.2
65						0.7	1.0	1.4	2.1
70							1.0	1.3	1.9
75							0.9	1.3	1.8
80							0.8	1.2	1.7
85							0.8	1.1	1.6
90								1.0	1.5
95								1.0	1.4
100								0.9	1.3
110								0.9	1.2
120									1.1
130									1.0
140									
150									

Tabela 25: Tabela para dimensionamento dos cabos para uma queda de 3% de tensão [4].

Comprimento Máximo do Fio (metros)									
Perda Percentual Máxima Permitida:					3%				
Tensão Nominal do Sistema (CC):					12 Volts				
Corrente [Amps]	Bitola do Cabo (Secção em mm ²)								
	1.5	2.5	4	6	10	16	25	35	50
0.5	24.2	40.4	64.6	96.9	161.4	258.3	403.6	565.0	807.2
1	12.1	20.2	32.3	48.4	80.7	129.1	201.8	282.5	403.6
2	6.1	10.1	16.1	24.2	40.4	64.6	100.9	141.3	201.8
3	4.0	6.7	10.8	16.1	26.9	43.0	67.3	94.2	134.5
4	3.0	5.0	8.1	12.1	20.2	32.3	50.4	70.6	100.9
5	2.4	4.0	6.5	9.7	16.1	25.8	40.4	56.5	80.7
6	2.0	3.4	5.4	8.1	13.5	21.5	33.6	47.1	67.3
8	1.5	2.5	4.0	6.1	10.1	16.1	25.2	35.3	50.4
10	1.2	2.0	3.2	4.8	8.1	12.9	20.2	28.3	40.4
12	1.0	1.7	2.7	4.0	6.7	10.8	16.8	23.5	33.6
14	0.9	1.4	2.3	3.5	5.8	9.2	14.4	20.2	28.8
16		1.3	2.0	3.0	5.0	8.1	12.6	17.7	25.2
18		1.1	1.8	2.7	4.5	7.2	11.2	15.7	22.4
20		1.0	1.6	2.4	4.0	6.5	10.1	14.1	20.2
25			1.3	1.9	3.2	5.2	8.1	11.3	16.1
30				1.6	2.7	4.3	6.7	9.4	13.5
35				1.4	2.3	3.7	5.8	8.1	11.5
40					2.0	3.2	5.0	7.1	10.1
45					1.8	2.9	4.5	6.3	9.0
50					1.6	2.6	4.0	5.7	8.1
55						2.3	3.7	5.1	7.3
60						2.2	3.4	4.7	6.7
65						2.0	3.1	4.3	6.2
70							2.9	4.0	5.8
75							2.7	3.8	5.4
80							2.5	3.5	5.0
85							2.4	3.3	4.7
90								3.1	4.5
95								3.0	4.2
100								2.8	4.0
110								2.6	3.7
120									3.4
130									3.1
140									
150									