

ANTEPROJETO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO DE 12KWP CONECTADO À REDE

Hugo Albuquerque Barros

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

Orientador: Prof. Luís Guilherme Barbosa Rolim

Rio de Janeiro, RJ – Brasil

Outubro de 2011

ANTEPROJETO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO DE 12KWP CONECTADO À REDE

Hugo Albuquerque Barros

PROJETO 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.

Aprovada por:

Prof. Luís Guilherme Barbosa Rolim, Dr. Ing.
(Orientador)

Prof. Robson Francisco da Silva Dias, D. Sc.

Eng. Júlio César de Carvalho Ferreira, M. Sc.

Rio de Janeiro, RJ - Brasil

Outubro de 2011

Barros, Hugo Albuquerque

Anteprojeto de um sistema fotovoltaico de 12 KWp conectado à rede/ Hugo Albuquerque Barros. – Rio de Janeiro: UFRJ/ Escola Politécnica, 2011.

ix, 62 p.: il.; 29,7 cm

Orientador: Prof. Luís Guilherme Barbosa Rolim, Dr. Ing.

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

Referências Bibliográficas: p. 49,50.

1. Sistema Fotovoltaico 2. Sombreamento 3. Planejamento

I. Barros, Hugo Albuquerque. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro. III. Anteprojeto de um sistema fotovoltaico de 12KWp conectado à rede.

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

ANTEPROJETO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO DE 12KWP CONECTADO À REDE

Hugo Albuquerque Barros

Outubro de 2011

Orientador: Luís Guilherme Barbosa Rolim, Dr. Ing.

Curso: Engenharia Elétrica

Este projeto engloba o estudo completo da instalação do Sistema Fotovoltaico de 12 KWp conectado à rede no telhado do bloco H do Centro de tecnologia da UFRJ para o Laboratório de Eletrônica de Potência da COPPE.

O estudo começa pela avaliação do potencial energético solar, segue com o levantamento das características do local da instalação, depois com a análise de sombreamentos e o planejamento do Sistema Fotovoltaico.

Com a avaliação do potencial energético solar, tem-se a aquisição de uma média da radiação solar incidente no local e uma estimativa de energia que pode ser gerada anualmente.

Com o levantamento das características do local da instalação, faz-se uma otimização da posição e da direção dos painéis fotovoltaicos.

Pela análise de sombreamentos, é possível detectar sombras e evitá-las. Além disso, também é calculada a distância mínima entre os painéis.

Por fim será mostrado o planejamento do sistema fotovoltaico, através do dimensionamento e da especificação dos equipamentos e dos esquemas elétricos da instalação.

Palavras-chave: Sistema Fotovoltaico, Sombreamento, Planejamento

Abstract of the Undergraduate Project, presented to the School of Engineering of the Federal University of Rio de Janeiro – UFRJ, as part of the necessary requirements to obtain the degree of Electrical Engineer.

PREPROJECT OF A PHOTOVOLTAIC SYSTEM OF 12 KWP CONNECTED TO THE ELECTRICAL GRID

Hugo Albuquerque Barros

October, 2011

Tutor: Luís Guilherme Barbosa Rolim, Dr. Ing

Course: Electrical Engineering

This Project is a complete study of the installation of the Photovoltaic System of 12 KWp connected to the electrical grid, positioned at the top of the roof of the corridor H of the Technologic Centre of the Federal University of Rio de Janeiro, which supplies the Power Electronic's Laboratory of the Post-Graduate Programs in Engineering, - COPPE.

The study starts with an evaluation of the solar energy potential, followed by a prospection of the characteristics of the spot reserved for the installation, an analysis of the shaded areas, the so-called a shading analysis and the modeling of the Photovoltaic System.

From the evaluation of the solar energy potential, an average value of the solar radiation of the spot is obtained, and the yearly production of energy is estimated.

With the information from the prospection of the characteristics of the spot for the installation, one obtains the optimized position and direction of the photovoltaic modules.

From the shading analysis it is possible to detect the areas in the shade and thus avoid them. Additionally, the minimum distance between the modules is also calculated.

At last, the modeling of the photovoltaic system, by means of dimensioning and specification of the equipments and the electric schemes of the installation, will be shown.

Key-words: Photovoltaic system, Shading, Modeling.

DEDICATÓRIA

*DEDICO ESTE PROJETO A MEUS QUERIDOS PAIS LUIZ PHELIPPE E HELOISA
ACACIA, E AOS MEUS QUERIDOS IRMÃOS DIOGO E NATALIA.*

AGRADECIMENTO

Agradeço aos meus pais pelo suporte e confiança que sempre depositaram em mim.

Agradeço aos meus irmãos pela união que sempre tivemos.

Agradeço ao Professor Luís Guilherme Barbosa Rolim pela paciência e a orientação neste projeto de fim de curso.

Agradeço a todos que de alguma forma contribuíram para minha formação.

Índice

Capítulo 1: Introdução	1
1.1 – Objetivo	1
1.2 – Estrutura do Texto	3
Capítulo 2: Conhecimentos Elementares	4
2.1 – Radiação Solar	4
2.1.1 – O Sol como fonte de energia	4
2.1.2 – Distribuição da radiação solar	4
2.1.3 – Radiação direta e radiação difusa	5
2.1.4 – Ângulos	6
2.2 – Efeito fotovoltaico	8
2.3 – Células fotovoltaicas	10
2.4 – Configurações básicas	11
Capítulo 3: Componentes do sistema fotovoltaico	14
3.1 – Módulos Fotovoltaicos	14
3.2 – Inversor	17
3.3 – Seguidor do Ponto de Máxima Potência (MPPT)	18
3.4 – Diodos de bloqueio da fileira	19
3.5 – Dissipador de calor	20
3.6 – Fusíveis de fileira (Corrente contínua)	20
3.7 – Disjuntores	20
3.8 – Medidor de energia	21
Capítulo 4: Regulamentações da Aneel	22
4.1 – Esquema de Proteção anti-ilhamento:	24
4.2 – Medidor de 4 quadrantes:	24
4.3 – Ensaio:	25
Capítulo 5: O Projeto	28
5.1 – Avaliação do potencial energético solar	28
5.2 – Avaliação do espaço físico da instalação	29
5.3 – Módulo fotovoltaico	33
5.4 – Sombreamento	33
5.5 – Inversor Grid-Tie	37
5.6 – Sistema fotovoltaico	40
5.7 – Cabos CC das fileiras	40
5.8 – Diodos de bloqueio	41
5.9 – Dissipador de calor	42
5.10 – Fusíveis de fileira	43
5.11 – Cabo CC principal	43
5.12 – Interruptor principal no cabo CC	44
5.13 – Cabo no lado CA	45
5.14 – Eletroduto	45
5.15 – Queda de potencial	45
5.16 – Fusível de terra	46
5.17 – Disjuntor lado CA	46
5.18 – Porta fusível	47
5.19 – Barramentos	47
5.20 – Barramento neutro/PE	48
5.21 – Conectores	48
5.22 – Acessórios para conectores	49

5.23 – Medidor	49
5.24 – Quadro de distribuição CC	49
5.25 – Quadro de distribuição CA	50
5.26 – Quadro de distribuição de cargas.....	51
Capítulo 6: Conclusão	52
Bibliografia.....	54
Anexo I – Folha de dados do módulo solar KD205GX-LP	56
Anexo II – Diagrama elétrico do Sistema Fotovoltaico	57
Anexo III – Tabela de seções de cabos da referência [12].	58
Anexo V – Diagrama elétrico do Quadro de distribuição CA.....	60
Anexo VI – Quadro de distribuição CC utilizando conectores.	61
Anexo VII – Quadro de distribuição CA utilizando conectores.....	62

Capítulo 1: Introdução

Sabe-se que a geração de energia elétrica mundial é feita predominantemente através de combustíveis fósseis e frente à preocupação de buscar fontes de energia “limpas”, ou seja, que não emitam CO₂ e gases poluentes, a energia solar é atualmente vista como uma importante fonte alternativa de energia.

A operação de um Sistema Fotovoltaico (SF) se baseia no efeito fotovoltaico que converte a radiação solar diretamente em energia elétrica, sem emissão de CO₂.

Ademais, a disseminação de pequenas instalações para a geração de eletricidade baseada em SF trouxe benefício para muitas pessoas. Por exemplo, é uma ótima solução para geração de energia elétrica em comunidades remotas em que antes não havia eletricidade.

O SF possui muitas outras aplicações como fonte de geração para pequenas cargas: sensores, postes de luz, semáforos até sistemas de bombeamento de água, carros, barcos, etc.

Contudo o SF pode ser utilizado como uma fonte complementar para um local em que já possua conexão com a rede elétrica, o que diminuirá o preço pago à fornecedora de energia elétrica, ou então como forma de comercialização de energia elétrica.

Não obstante ainda há altos custos associados ao SF, tanto em relação aos módulos quanto aos equipamentos de controle de potência e de armazenamento de energia. Porém espera-se que, com as inúmeras aplicações e com o desenvolvimento de novas tecnologias, haja um estímulo a maior aproveitamento deste tipo de energia e conseqüentemente uma redução de custo.

1.1 – Objetivo

Este projeto consiste na preparação de etapas de concepção (anteprojeto) e engenharia básica [1] para a instalação de um Sistema Fotovoltaico (SF) no telhado do bloco H do Centro de tecnologia (CT) da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) e será desenvolvido pelo Laboratório de Fontes Alternativas de Energia (LAF AE).

É previsto que este SF produza 12 KWp de energia para o Laboratório de Eletrônica de Potência (ELEPOT), situado na sala H-305 do CT/UFRJ. Na Figura 1, obtida do Google

Maps, é mostrada uma vista superior do telhado do bloco H e envolvido em vermelho o local onde serão instalados os módulos fotovoltaicos. Este SF será conectado ao quadro de distribuição do laboratório ELEPOT, em paralelo com a alimentação proveniente da rede pública de corrente alternada. Desta forma, a energia gerada pelo SF será consumida por cargas locais que estejam em operação, sendo eventuais excedentes exportados para a rede do CT.

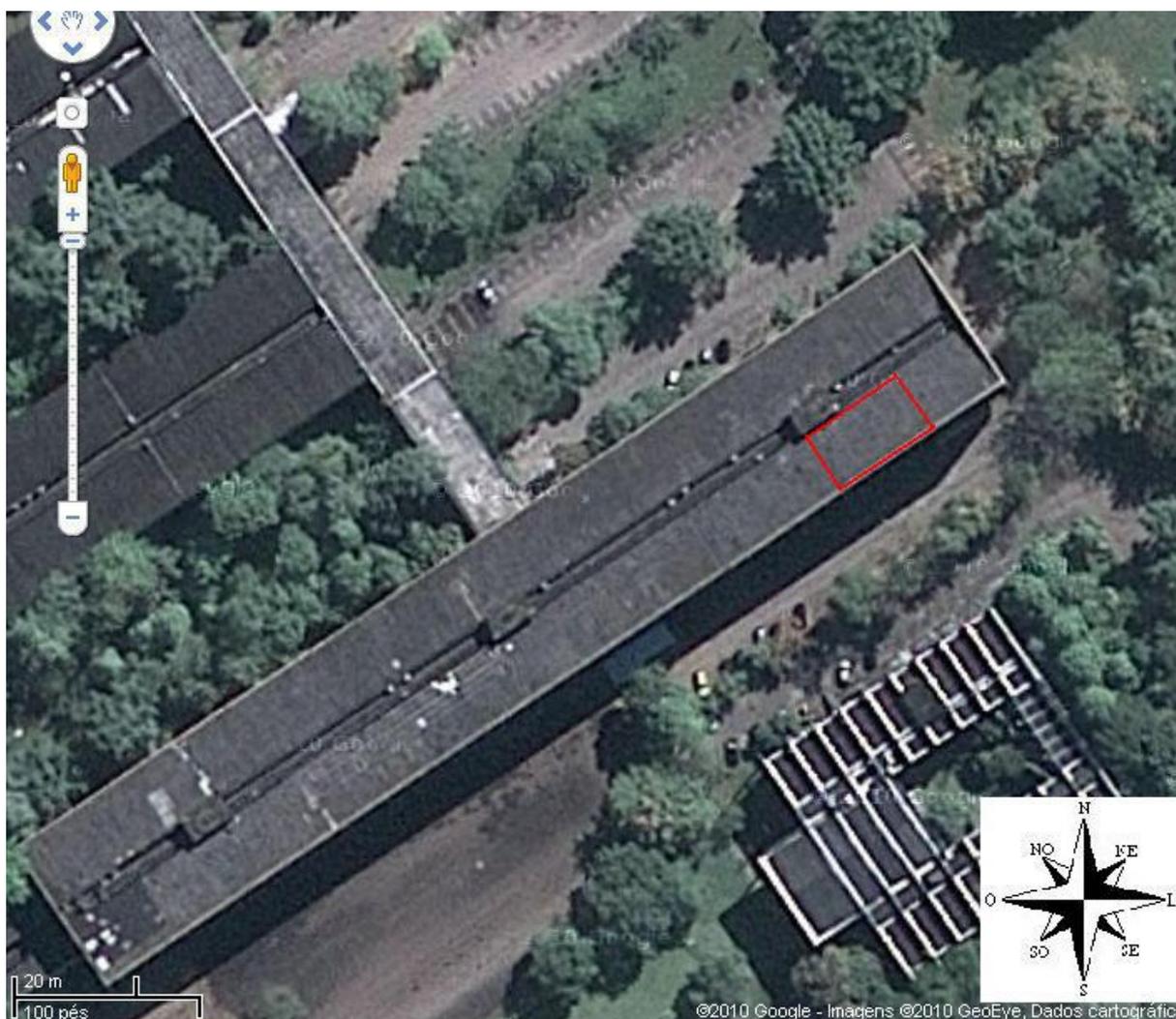


Figura 1: Telhado do bloco H do CT

1.2 – Estrutura do Texto

O texto está dividido em 6 capítulos, que são descritos a seguir:

O capítulo 2 apresenta os conhecimentos elementares sobre radiação solar, efeito fotovoltaico, células solares e tipos das configurações dos sistemas fotovoltaicos.

O capítulo 3 apresenta os principais equipamentos utilizados no Sistema Fotovoltaico.

O capítulo 4 refere-se aos novos requisitos exigidos pela a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) para a geração de energia elétrica.

O capítulo 5 apresenta as principais contribuições do trabalho descrevendo minuciosamente as etapas do projeto, primeiro fazendo as avaliações do potencial energético solar, das características do local da instalação e de sombreamento. E assim segue com o dimensionamento e especificação dos equipamentos.

O capítulo 6 apresenta as conclusões deste trabalho e expõe as observações finais, apontando a importância deste trabalho para futuros estudos e validando prévios estudos teóricos.

Capítulo 2: Conhecimentos Elementares

2.1 – Radiação Solar

2.1.1 – O Sol como fonte de energia

O Sol fornece energia na forma de radiação e de calor. Ambas podem ser convertidas em energia elétrica, a primeira através do Sistema Fotovoltaico e a segunda através do Sistema Solar-Térmico.

A radiação solar que a Terra recebe equivale a uma quantidade de energia de 1×10^{18} KWh/ano. O que seria equivalente a aproximadamente centenas de milhões vezes a geração de energia elétrica da usina de Itaipu, que é a atual maior usina hidrelétrica do mundo em geração de energia elétrica e que gera em média 9×10^{10} KWh/ano.

A quantidade de energia solar que atinge a superfície da Terra corresponde, aproximadamente, a dez mil vezes a demanda global de energia. Logo teríamos de utilizar apenas 0,01 % desta energia para satisfazer a demanda total da humanidade.

2.1.2 – Distribuição da radiação solar

A intensidade da radiação solar fora da atmosfera, depende da distância entre o Sol e a Terra. Durante o decorrer do ano, essa distância pode variar entre $1,47 \times 10^8$ km e $1,52 \times 10^8$ km. Devido a este fato, a intensidade de radiação varia entre 1325 W/m^2 e 1412 W/m^2 o valor médio estabelecido da intensidade de radiação (E_0) é de 1367 W/m^2 .

A energia incidente acumulada em um ano, por unidade de área em algumas regiões situadas perto do Equador, excede 2300 KWh/m^2 por ano, enquanto que no sul da Europa não excede os 1900 KWh/m^2 . Na figura 2 são mostrados os valores típicos para o Brasil.

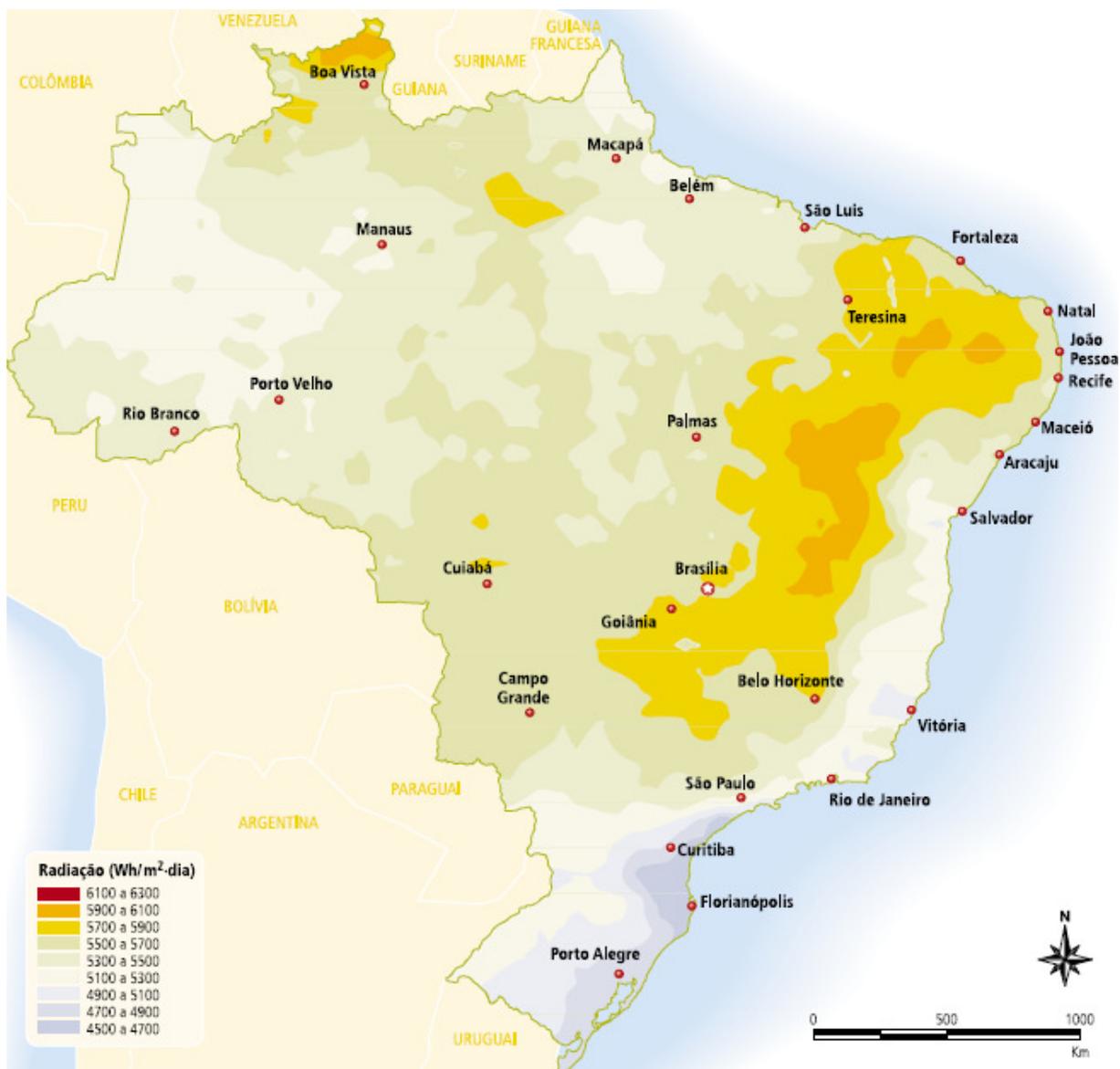


Figura 2: Radiação solar diária no Brasil – Média anual típica. Fonte: [2]

2.1.3 – Radiação direta e radiação difusa

A luz solar que atinge a superfície terrestre é composta por uma parte direta e uma outra parte difusa. A radiação direta vem segundo a direção do Sol, produzindo sombras bem definidas em qualquer objeto. Já a radiação difusa corresponde à parte da radiação que sofreu, durante seu percurso, diversos processos de difusão e reflexão por moléculas suspensas na atmosfera. Esta radiação prevalece em tempos nublados.

2.1.4 – Ângulos

O nosso planeta, em seu movimento anual em torno do Sol, descreve em trajetória elíptica um plano que é inclinado de aproximadamente $23,5^\circ$ com relação ao plano equatorial.

A posição angular do Sol, ao meio dia solar, em relação ao plano do Equador (Norte positivo) é chamada de declinação solar (δ) que varia de acordo com o ano com os seguintes limites: $-23,5^\circ \leq \delta \leq 23,5^\circ$.

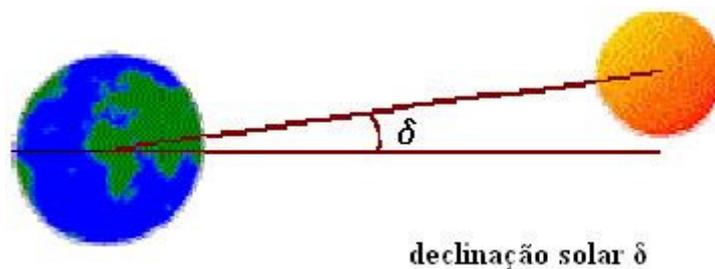


Figura 3: Representação da declinação solar. Fonte: [3]

As relações geométricas entre os raios solares, que variam de acordo com o movimento aparente do Sol e a superfície terrestre são descritas através de vários ângulos:

Ângulo de Incidência (γ): ângulo formado entre os raios do sol e a normal de superfície de captação.

Ângulo Azimutal da Superfície (a_w): ângulo entre a projeção da normal à superfície no plano horizontal e a direção Norte-Sul. O deslocamento angular tomado a partir do Norte (projeção a direita do Norte) $-180^\circ \leq a_w \leq 180^\circ$ (projeção a esquerda do Norte).

Ângulo Azimutal do Sol (a_s): ângulo entre a projeção do raio solar no plano horizontal e a direção Norte-Sul. (mesma convenção acima).

Altura Solar (α): ângulo compreendido entre o raio solar e a projeção do mesmo sobre um plano horizontal.

Inclinação (β): ângulo entre o plano da superfície em questão e a horizontal.

Ângulo Horário do Sol ou Hora Angular (ω): deslocamento angular leste-oeste do Sol, a partir do meridiano local, e devido ao movimento de rotação da Terra. Assim, cada hora corresponde a um deslocamento de 15° . Adota-se como convenção valores negativos na parte da manhã, ao meio dia $\omega = 0$, e valores negativos a tarde.

Ângulo Zenital (θ_z): ângulo formado entre os raios solares e a vertical.

A figura 4 apresenta em vista superior, um módulo fotovoltaico na horizontal e sem inclinação e a representação de alguns ângulos tendo a rosa dos ventos como referência.

A figura 5 representa em corte, um módulo fotovoltaico inclinado em uma superfície horizontal e a representação de alguns ângulos.

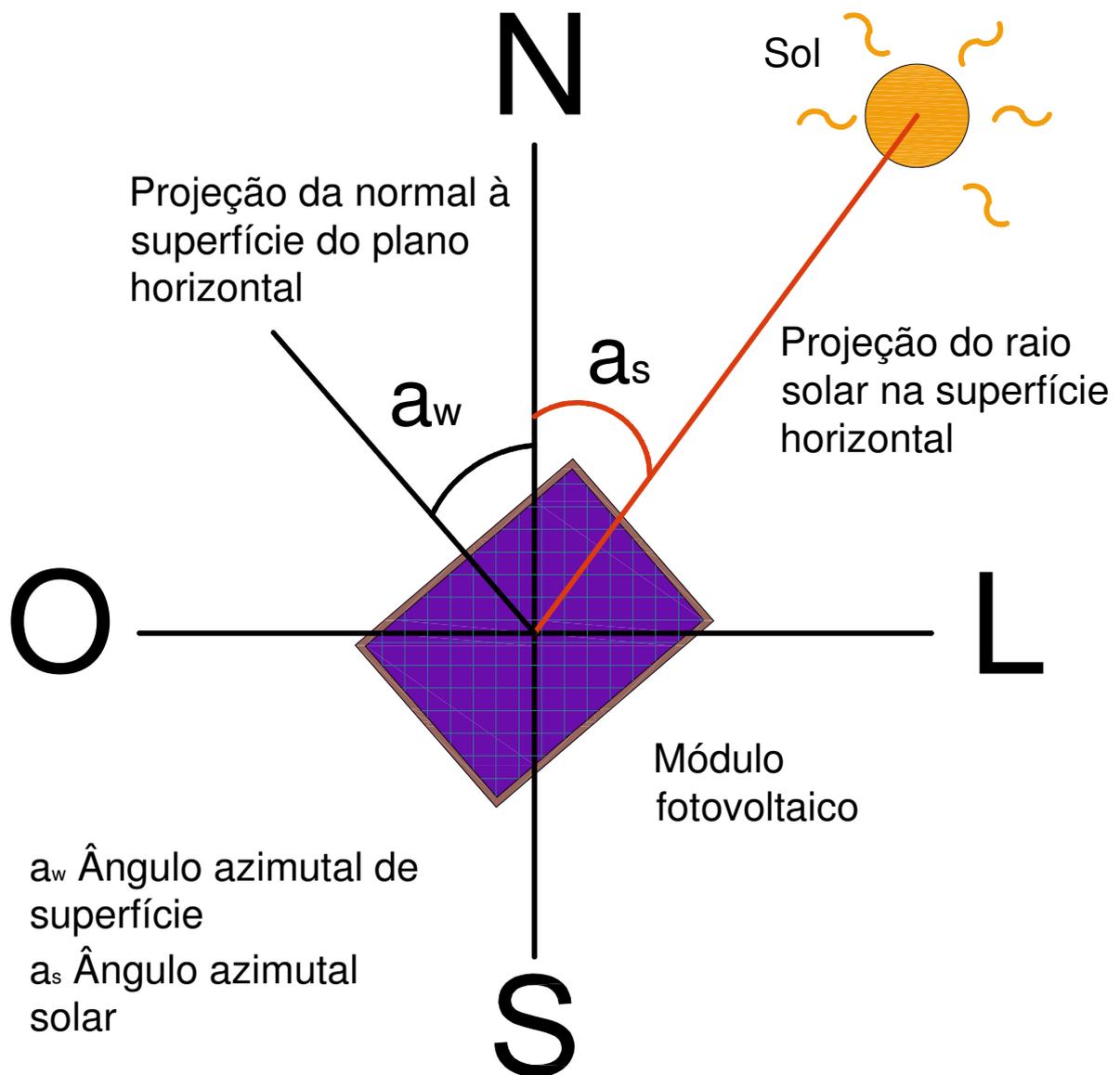


Figura 4: Representação dos ângulos segundo as técnicas solares.

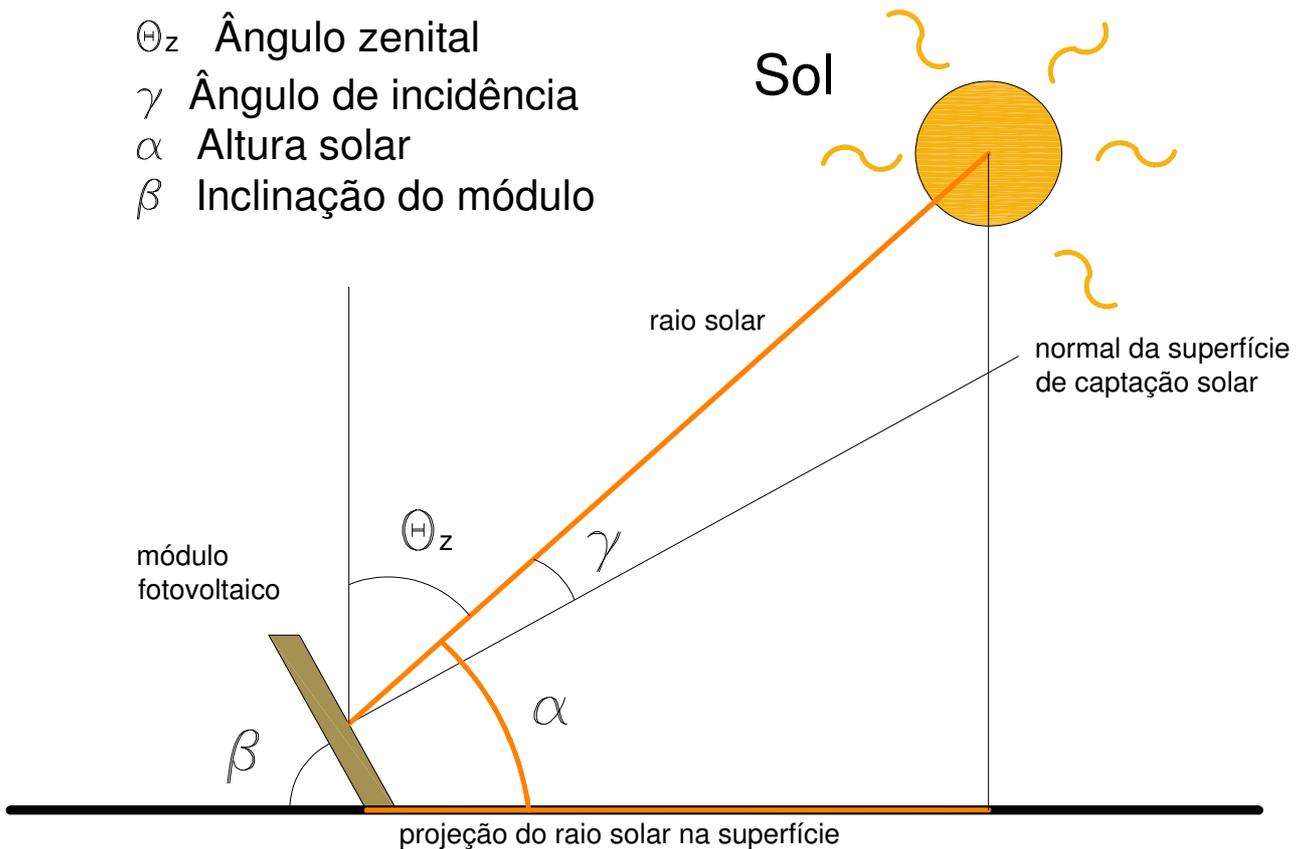


Figura 5: Representação dos ângulos segundo as técnicas solares.

2.2 – Efeito fotovoltaico

Existem na natureza materiais classificados como semicondutores, que se caracterizam por possuírem uma banda de valência totalmente preenchida por elétrons e uma banda de condução totalmente “vazia” em baixas temperaturas.

O semicondutor mais usado é o silício. Seus átomos formam uma rede cristalina, pois possuem quatro elétrons de ligação que se ligam aos vizinhos. Ao se adicionar átomo de fósforo (dopante n), que é um átomo com cinco elétrons de ligação, haverá um elétron em

excesso e então este fica “sobrando” e sua ligação com o átomo de origem, se torna fraca. Com pouca energia térmica este elétron se torna livre, indo para banda de condução.

Quando o semiconductor é dopado com boro (dopante p), que é um átomo com três elétrons de ligação, haverá uma falta de um elétron para satisfazer as ligações com os átomos de silício. Esta falta de elétron é denominada buraco ou lacuna e ocorre, que com pouca energia térmica, um elétron de um sitio vizinho pode passar a esta posição fazendo com que o buraco se desloque.

Se a partir de um silício puro, forem introduzidos em uma metade, átomos de boro e em outra, átomos de fósforo, será formada a chamada junção pn onde os elétrons livres passam a preencher os buracos. Estas cargas aprisionadas formam um campo elétrico permanente que dificulta a passagem de mais elétrons de n para o lado p até que nenhum elétron remanescente consiga mais passar para o lado p (figura 6).

Se uma junção pn for exposta a fótons com energia maior que o gap, ocorrerá a geração de pares elétron – lacunas; se isto acontecer na região onde o campo elétrico é diferente de zero, as cargas serão aceleradas, gerando assim, uma corrente através da junção; este deslocamento de cargas dá origem a uma diferença de potencial ao qual chama-se Efeito Fotovoltaico. Se as duas extremidades do silício forem conectadas a um fio, haverá circulação de corrente.

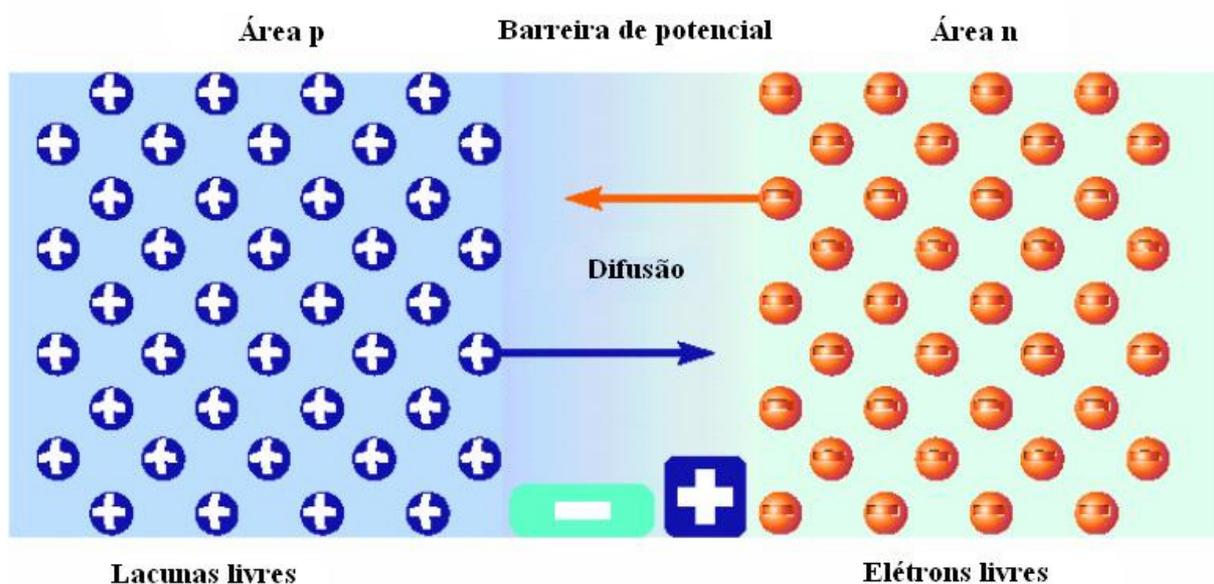


Figura 6: Criação da barreira de potencial numa região de transição pn, através da difusão dos elétrons e das lacunas. Adaptado de [4]

2.3 – Células fotovoltaicas

Existem vários tipos de células fotovoltaicas como:

- Células de silício cristalino.

O material mais importante para as células solares cristalina é o silício, normalmente, encontrado na forma de dióxido de silício (SiO_2).

Em relação à manufatura as células podem ser de silício monocristalino (um único cristal), de silício policristalino, e de silício laminado ou silício cristalino de película fina.

- Células de película fina

O material utilizado nessas células podem ser o silício amorfo, o diselenieto de cobre e índio (CIS) e o telurieto de cádmio (CdTe).

O custo da produção desse tipo de células é bem menor que as de silício cristalino.

- Células de nova tecnologia

Novas tecnologias em relação a células fotovoltaicas surgiram nesses últimos anos, como as células nanocristalinas sensibilizadas com corantes (célula de Grätzel), células solares microcristalinas e micromorfas.

Existem várias tecnologias de manufatura do material da célula solar, logo sua eficiência varia com o tipo de tecnologia empregada em sua fabricação, como pode ser visto na tabela 1.

Tabela 1: máxima eficiência fotovoltaica.

<i>Material da célula solar</i>	<i>Eficiência da célula (em %)</i>
Silício monocristalino	14
Silício policristalino	13
Silício amorfo	7,5
Silício micromorfo	9,1
Silício cristalino de película fina	7,9
CIS	15,2
CdTe	9
célula de Grätzel	5

As células fotovoltaicas são interligadas em série através de contatos metálicos e são cobertas por um material transparente maleável para assegurar o isolamento elétrico entre as células e para a proteção contra agentes atmosféricos e tensões mecânicas. Com isso forma-se

um módulo fotovoltaico que por sua vez pode ser conectado com outros módulos em série e ou paralelo formando um arranjo ou Sistema Fotovoltaico.

2.4 – Configurações básicas

Os Sistemas Fotovoltaicos (SF) podem ser classificados em sistemas ligados à rede ou sistemas autônomos ou híbridos.

Nos sistemas ligados à rede toda a energia produzida é injetada na rede instantaneamente, logo, normalmente não há armazenamento de energia (figura 7).

Estes sistemas são aqueles em que o arranjo fotovoltaico representa uma fonte complementar ao sistema elétrico de grande porte ao qual está conectado.

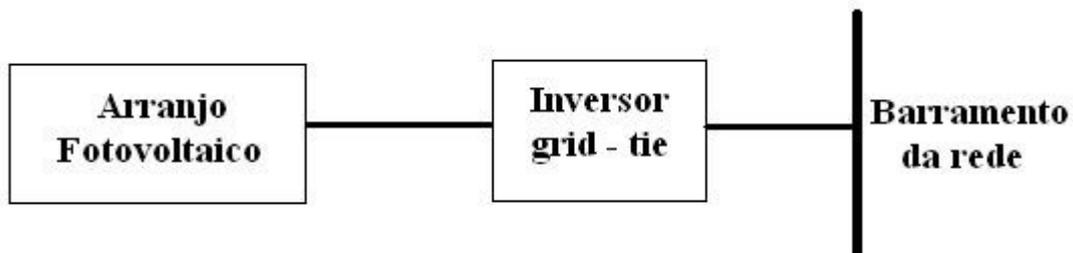


Figura 7: Configuração típica de um sistema conectado à rede.

Nos sistemas isolados ou autônomos (figura 8) há varias configurações possíveis como:

- Carga CC sem armazenamento – onde a energia elétrica é usada no momento da geração por equipamentos que operam em corrente contínua (ex. sistemas de bombeamento de água).
- Carga CC com armazenamento – neste caso deseja-se usar equipamentos elétricos, em corrente contínua independente de haver ou não geração fotovoltaica simultânea. Para isto utiliza-se bateria(s) para o armazenamento da energia elétrica e um controlador de carga de forma a proteger a(s) bateria(s) de danos por sobrecarga ou descarga profunda.

- Carga CA sem armazenamento de energia – o sistema é o mesmo do CC sem armazenamento basta que se introduza um inversor para a conversão CC/CA entre o arranjo fotovoltaico e os equipamentos.
- Carga CA com armazenamento de energia – é o mesmo sistema que o da carga CC com armazenamento de energia, adiciona-se ao sistema um inversor para a conversão CC/CA.



Figura 8: configuração típica de um sistema autônomo.

Os sistemas híbridos (figura 9) são aqueles em que, estando desconectados da rede elétrica, existe mais de uma forma de geração de energia, como um gerador a diesel, turbinas eólicas e módulos fotovoltaicos. Estes sistemas são complexos e necessitam de algum tipo de controle capaz de integrar os vários geradores.

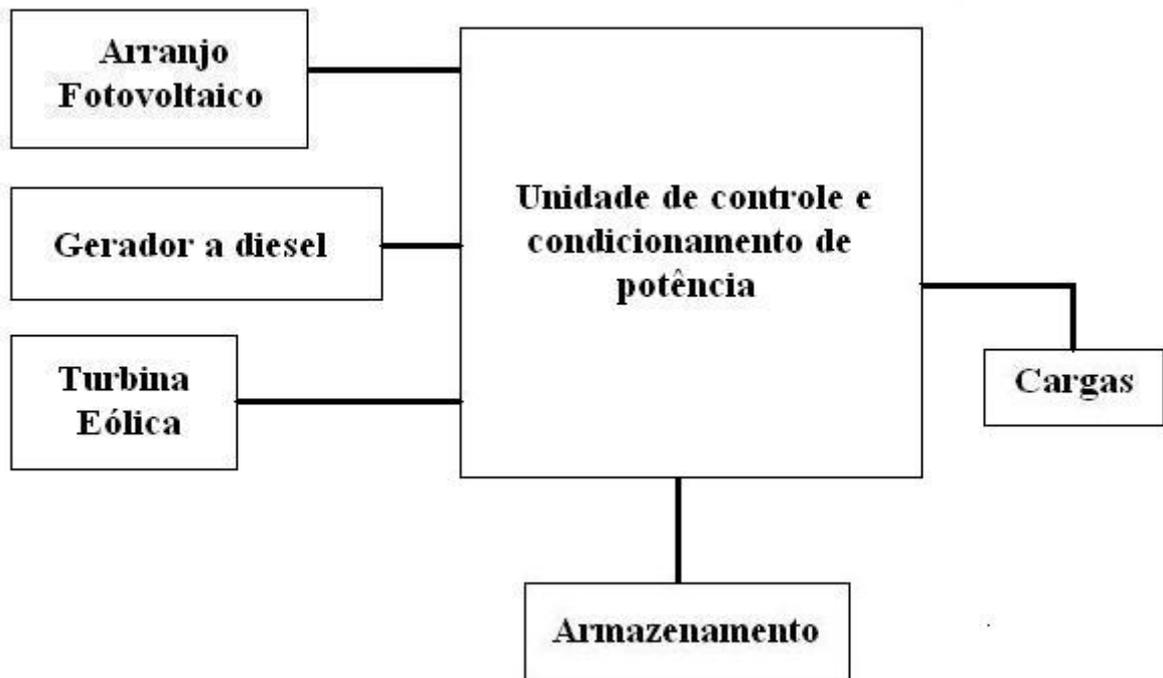


Figura 9: exemplo de sistema híbrido.

Capítulo 3: Componentes do sistema fotovoltaico

3.1 – Módulos Fotovoltaicos

Os módulos são compostos por um conjunto de células solares, que estarão ligadas entre si transformando energia solar em energia elétrica.

As células são de espessuras finas, da ordem de 0,1 a 3,0 mm, sendo necessária a proteção contra esforços mecânicos, agentes atmosféricos e umidade. Na maioria dos casos, é utilizado para esta finalidade o vidro, que também assegura o isolamento elétrico entre as células.

As características físicas e tecnológicas como o tipo de encadeamento, o formato das células, o encapsulamento das células e o tipo de células, variam de acordo com o fabricante e influenciam diretamente em suas características elétricas.

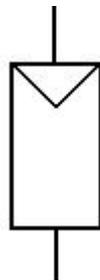


Figura 10: símbolo elétrico.

A figura 10 mostra o símbolo elétrico que pode ser usado para representar:

- Uma célula solar
- Uma série de células solares
- Um módulo fotovoltaico
- Uma fileira de módulos fotovoltaicos
- Um arranjo fotovoltaico

Os módulos fotovoltaicos são interligados entre si através de ligações em série e em paralelo atendendo a necessidade da instalação. Em série há um aumento na tensão e esta não

poderá ultrapassar a tensão de entrada do inversor. Já em paralelo, há um aumento na corrente.

Geralmente, a potência dos módulos é especificada pela sua potência de pico expressa em unidades de watt-pico (Wp).

Porém, a potência realmente produzida pelo módulo é dada por sua curva característica IxV que é obtida através da aquisição de valores de tensão e corrente para diversas condições de carga.

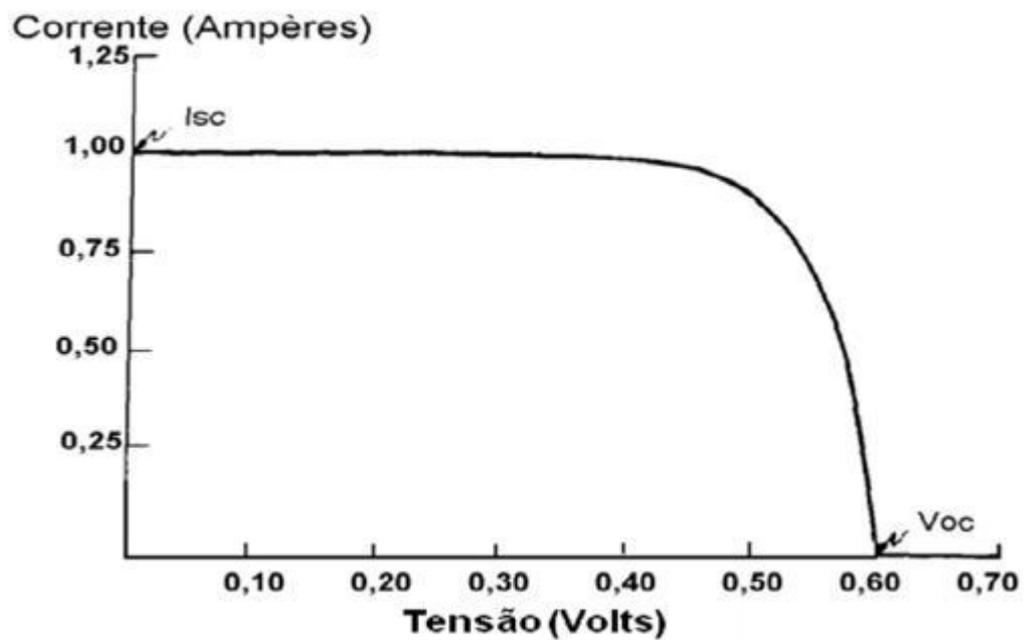


Figura 11: exemplo de uma curva característica IxV. Adaptado de [5]

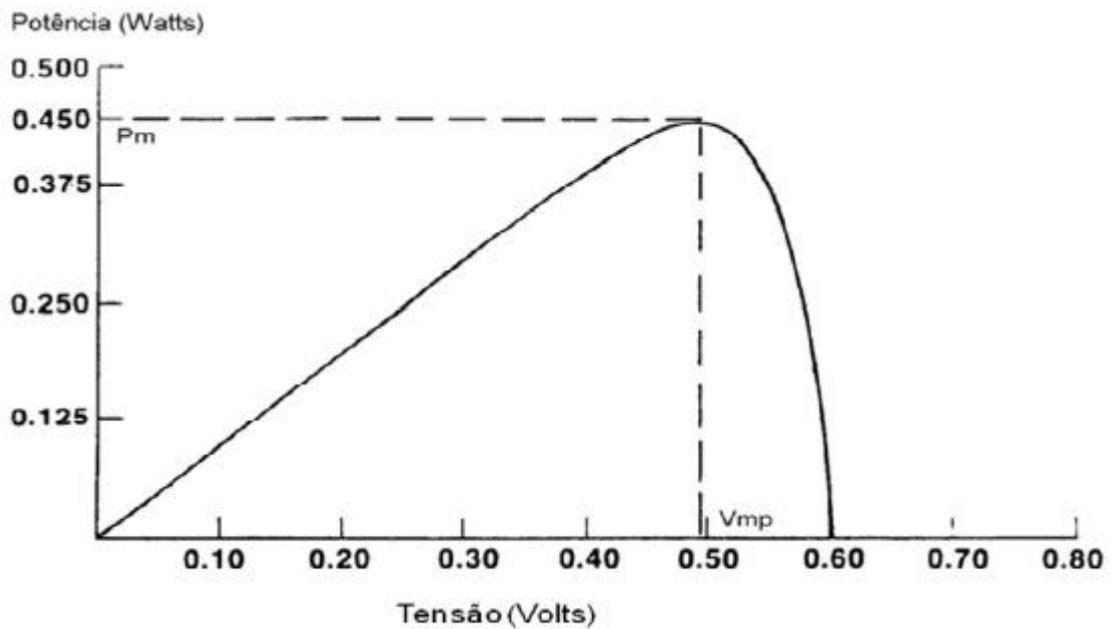


Figura 12: exemplo de curva característica P x V. Adaptado de [5]

Mas há diversas curvas para um mesmo módulo fotovoltaico, sendo que cada curva está associada às condições em que foi obtida, tais como a intensidade de radiação solar e temperatura de operação. Dessa maneira, dentre os diversos pontos que formam essas curvas, existe um o qual é denominado ponto de potência máxima (MPP).

Nesse ponto, determinamos dois parâmetros, são eles: a tensão no ponto de potência máxima (V_{MPP}) e a corrente no ponto de potência máxima (I_{MPP}). Outros dois parâmetros para especificação são a tensão de circuito aberto (V_{OC}) e a corrente de curto-circuito (I_{SC}) do módulo fotovoltaico. A partir dessas quatro informações, é possível calcular o fator de forma (FF).

Na figura 11 está uma curva característica I x V onde se tem explícito os pontos V_{OC} e I_{SC} .

Na figura 12 está uma curva característica P x V onde se tem explícito os pontos V_{MPP} e P_M , com esses pontos é possível encontrar o I_{MPP} .

O fator de forma é uma grandeza que expressa quanto a curva característica se aproxima de um retângulo no diagrama I x V.

$$FF = \frac{(I_{mpp} \times V_{mpp})}{(I_{sc} \times V_{oc})}$$

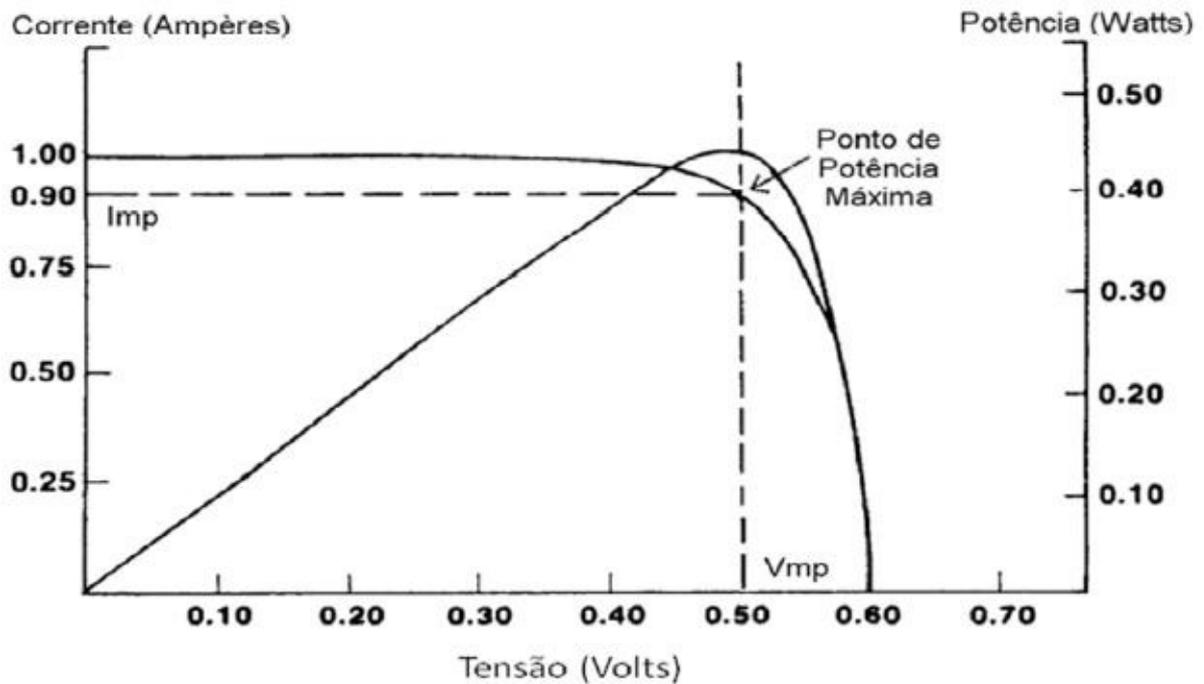


Figura 13: Curva I x V, e P x V. Adaptado de [5].

3.2 – Inversor

O inversor estabelece a ligação entre o gerador fotovoltaico e a rede ou carga. A sua principal tarefa consiste em converter a corrente contínua do gerador fotovoltaico em corrente alternada (conversor CC/CA). E, ajustá-lo para a frequência e o nível tensão da rede em que está ligado.

Existem, basicamente, dois tipos de inversores: os inversores de rede e os inversores autônomos, cada um utilizado em um tipo de configuração do sistema, o primeiro se o sistema estiver conectado à rede e o segundo se o sistema é autônomo, respectivamente.

Os inversores de rede são também chamados de inversores grid – tie.

Um inversor grid-tie transfere a energia produzida diretamente ao quadro de distribuição de força do local. Esta energia é então utilizada por toda a carga. Enquanto houver luz solar, a energia produzida estará sendo injetada e utilizada. Se a energia produzida pelos painéis não for suficiente para alimentar tudo que está ligado em um determinado

momento, a carga então busca a diferença na rede pública. Caso a energia produzida não seja toda utilizada pela carga, a energia excedente é então injetada na rede.

Durante a noite os painéis não produzem energia, com isso, é a rede elétrica pública que suprirá toda energia requerida. Todo o processo é gerenciado pelo inversor e é totalmente automático, sem nenhuma intervenção do usuário.

Pode-se enumerar importantes funções do inversor grid-tie tais como:

- Conversão CC/CA.
- MPPT (maximum power point tracker).
- Desconexão automática e manual da rede.
- Registro de dados operacionais.
- Dispositivo de proteção CA e CC (exemplo: Anti – ilhamento, proteção contra sobrecarga e sobretensão...).

Os inversores autônomos são utilizados em sistemas autônomos, normalmente, esses sistemas possuem um banco de baterias que armazenam a energia produzida pelos módulos fotovoltaicos. Por isso, esses inversores, além da conversão CA/CC, precisam tolerar flutuações de tensão das baterias e proteger contra uma profunda descarga da bateria.

A eficiência do inversor depende do método de conversão e filtragem utilizados para suavizá-la e eliminar os harmônicos indesejáveis que resultam do processo de conversão. Ela é a relação entre a potência de saída e a potência de entrada do inversor. Portanto, está caracterizada pelas perdas ocasionadas pelos comutadores eletrônicos, controlador e pelos dispositivos de registro de dados operacionais.

$$\eta = \frac{\text{Potência de saída efetiva } P_{AC} \text{ (da componente fundamental)}}{\text{Potência de entrada efetiva } P_{DC}}$$

3.3 – Seguidor do Ponto de Máxima Potência (MPPT)

A potência de saída de um módulo pode ser estimada analisando-se uma família de curvas IxV como mostram os gráficos contidos no anexo I. Um dos pontos de maior interesse nessa curva é o ponto de máxima potência situado na região do “joelho” da curva IxV.

A corrente produzida pelas células solares é diretamente proporcional a radiação solar e é muito pouco afeta pela temperatura. Entretanto, a tensão e a potência decrescem significativamente com o aumento de temperatura.

Ao longo do dia, o arranjo fotovoltaico está submetido a diferentes níveis de radiação. Sendo assim, o ponto de máxima potência “oscila” dentro de uma faixa, conseqüentemente é necessário que se haja um dispositivo capaz de otimizar o ponto de operação, que aumentará no rendimento de geração.

Esses dispositivos seguidores do ponto de máxima potência são chamados de MPPT (Maximum Power Point Tracker), que operam de modo a regular a tensão e corrente de operação do arranjo fotovoltaico, a fim de obter o máximo produto $I \times V$.

O inversor pode ou não conter este dispositivo integrado em seu sistema interno, quando o inversor não possui o MPPT, é possível adquiri-lo separadamente do inversor.

3.4 – Diodos de bloqueio da fileira

O diodo de bloqueio promove o desacoplamento entre as fileiras dos módulos individuais, em caso de ocorrer um curto-circuito ou o sombreamento de uma fileira, as restantes poderão continuar a funcionar sem serem perturbadas. Sem os diodos de bloqueios nas fileiras uma corrente inversa fluiria no sentido inverso da fileira afetada a ponto de danificar o sistema fotovoltaico.

A tensão do diodo de bloqueio da fileira deve ser, obrigatoriamente, maior ou igual ao dobro da tensão de circuito aberto da fileira fotovoltaica sob as condições STC [4].

Durante a operação do sistema fotovoltaico, os diodos de bloqueio das fileiras estão diretamente polarizados. Isto permite que a corrente de fileira flua através deles (normalmente são necessários dissipadores de calor). A corrente circulante provoca quedas de tensão de aproximadamente 0,5-1,0 V.

3.5 – Dissipador de calor

Os dissipadores de calor são acoplados nos diodos de fileira, para que estes não sejam danificados pelo aumento de temperatura causado pela corrente de operação do SF.

3.6 – Fusíveis de fileira (Corrente contínua)

Os fusíveis de fileira protegem os cabos contra sobrecargas. Devem ser concebidos para funcionar em corrente contínua.

3.7 – Disjuntores

O disjuntor é um dispositivo de manobra capaz de conduzir, estabelecer, e interromper correntes normais e anormais especificadas pelo sistema.

O disjuntor é capaz de:

- Interromper rápida e sucessivamente a corrente de curto circuito (I_{CC});
- Suportar a tensão do circuito em que está instalado com os contatos abertos;
- Suportar os efeitos do arco elétrico, bem como os efeitos eletromagnéticos, mecânicos do primeiro meio-ciclo da corrente de curto e os efeitos térmicos da corrente estabelecida.

3.8 – Medidor de energia

Os medidores de energia são importantes para que se tenha conhecimento da energia produzida pelo SF, bem como quanto o laboratório está demandando e o quanto de energia está fluindo para a rede. Utiliza-se um medidor de quatro quadrantes para facilitar os cálculos de tarifa.

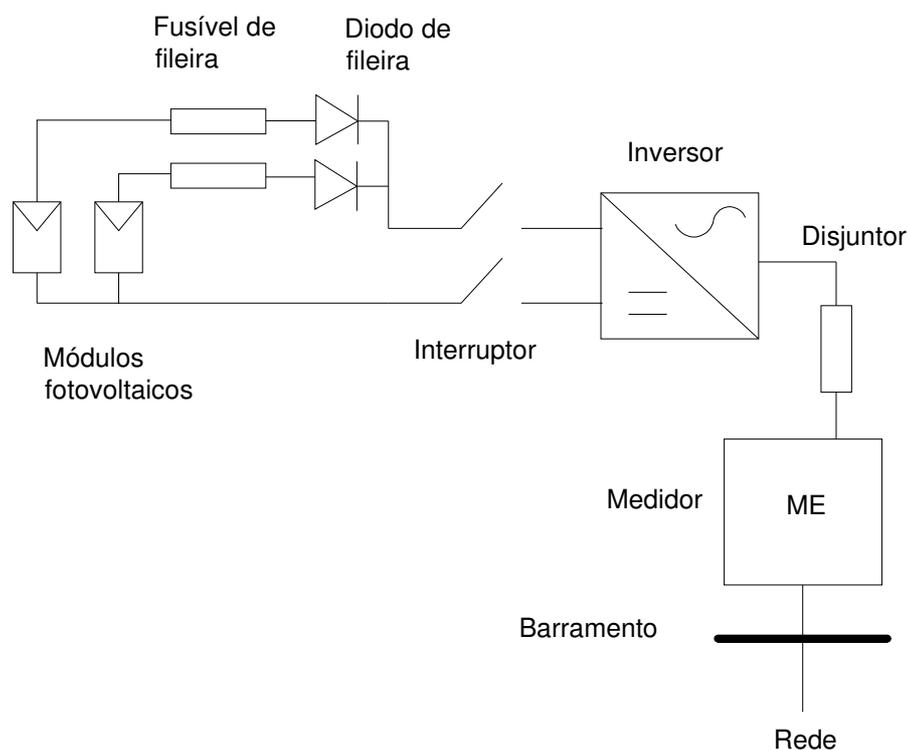


Figura 14: Diagrama unifilar de um sistema fotovoltaico conectado à rede.

Capítulo 4: Regulamentações da Aneel

Qualquer projeto de geração de energia elétrica deve atender os requisitos impostos pela a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), para que seja garantida a segurança e a qualidade da energia elétrica.

Os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), são as normas que tratam do intercambio de informação entre a Agência e as distribuidoras. Também padronizam e normatizam as atividades técnicas relacionadas ao sistema de distribuição de energia elétrica.

Este projeto é classificado, segundo a Aneel, como Microgeração Distribuída Incentivada. A definição deste tipo de geração é transcrita a seguir, a partir da referência [6].

“Microgeração Distribuída Incentivada: Central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 100 kW e que utilize fonte incentivada de energia, nos termos de regulamentação específica, conectada na rede de baixa tensão da distribuidora através de instalações de unidades consumidoras, podendo operar em paralelo ou de forma isolada, não despachada pelo ONS”.

Conforme as modificações dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, recentemente propostas nesse mesmo documento, o projeto deve atender aos requisitos impostos pela Aneel, dispostos na tabela 2 em função da potência instalada.

Tabela 2: Requisitos mínimos em função da potência instalada de acordo com [6].

Equipamentos	Potência instalada até 100 kW	Potência instalada De 100 kW até 500 kW	Potência instalada de 500 kW a 1MW
Elemento de desconexão	Sim	Sim	Sim
Elemento de interrupção	Sim	Sim	Sim
Transformador de acoplamento	Não	Sim	Sim
Proteção de sub e sobretensão	Sim	Sim	Sim
Proteção de sub e sobrefrequência	Sim	Sim	Sim
Proteção contra desequilíbrio de corrente	Não	Não	Sim
Proteção contra desbalanço de tensão	Não	Não	Sim
Sobrecorrente direcional	Não	Não	Sim
Sobrecorrente com restrição de tensão	Não	Não	Sim
Relé de sincronismo	Sim	Sim	Sim
Anti-ilhamento	Sim	Sim	Sim
Estudo de curto circuito	Não	Sim	Sim
Medidor de 4 quadrantes	Sim	Sim	Sim
Ensaio	Sim	Sim	Sim

4.1 – Esquema de Proteção anti-ilhamento:

Consiste na detecção de uma ausência da tensão da rede, que pode ser: intencional, para trabalhos de manutenção pelos técnicos da operadora, ou não-intencional, pela atuação de algum equipamento de proteção de linha contra alguma anomalia. Nessas situações ocorre a abertura automática de um dispositivo de interligação, que corta a ligação entre a instalação de geração e a rede.

Segundo a referencia [7] os métodos de detecção de ilhamento podem ser divididos em 3 grupos:

1. Métodos do tipo passivo residente no inversor consistem na detecção de uma anormalidade na tensão do ponto de acoplamento comum entre o inversor e a rede
2. Métodos do tipo ativo residente no inversor utilizam diversas técnicas a fim de causar uma condição anormal da tensão no ponto de acoplamento comum, e através da resposta do sistema distribuição a essa anormalidade o ilhamento pode ser detectado.
3. Métodos do tipo não residente no inversor são baseado na transmissão de dados do sistema pelo inversor ou por algum sistema de monitoramento da rede, que é enviada para concessionária e com esses dados se determina a abertura ou não do sistema fotovoltaico.

4.2 – Medidor de 4 quadrantes:

É o medidor que faz a medição da energia ativa e reativa de forma bidirecional e através da memória de massa armazena dados.

Este medidor é obrigatório quando se quer fazer ou um estudo de qualidade de energia ou um levantamento de curva de carga e haja a possibilidade de se ter fluxo de energia nos dois sentidos no ponto de medição, conforme especificado no módulo 5 da referência [8].

Para medição do grupo B (unidades consumidoras com fornecimento de tensão menor que 2,3 kV) é necessária apenas a medição de energia ativa, sendo opcional a medição de energia reativa.

4.3 – Ensaios:

A central geradora deverá submeter os equipamentos, sistemas e instalações a testes e ensaios quando recomendados pelo fabricante, antes da sua entrada em operação.

Há alguns critérios em relação à qualidade de energia elétrica que devem ser atendidos:

- Tensão em regime permanente – a tensão a ser contratada no ponto de conexão com a tensão de operação inferior a 230 kV da distribuidora deverá situar-se entre 95 a 105 % da tensão nominal de operação do sistema no ponto de conexão. E a tensão a ser contratada no ponto de conexão da carga em tensão inferior a 1kV deve ser a tensão nominal do sistema
- Fator de Potência – o fator de potência deve estar entre 0,92 a 1 indutivo ou 0,92 a 1 capacitivo.
- Harmônico – para valores de tensão nominal do barramento até 1 kV deve ser considerado uma distorção harmônica total de tensão (DTT) de 10 % da tensão fundamental. A distorção harmônica individual também deve ser considerada como pode ser vista na tabela 3 [9].
- Desequilíbrio de tensão – o valor de referência nos barramentos do sistema de distribuição, com exceção da BT, de ser igual ou inferior a 2%.
- Flutuação de tensão – sendo a tensão nominal do barramento menor que 69 kV, considera-se o Fator de transferência (FT) igual a 1. A referência do valor diário da severidade de curta duração que foi superado em apenas 5 % dos registros obtidos no período de 24 h ($P_{ST}D95\%$) e do valor semanal da severidade de longa duração que foi superado em apenas 5 % dos registros obtidos no período de sete dias completos e consecutivos ($P_{LT}S95\%$) são visualizadas na tabela 4.

- Variação de frequência – O sistema de distribuição e as instalações de geração conectadas ao mesmo devem, em condições normais de operação e em regime permanente, operar dentro dos limites de frequência situados entre 59,9 Hz e 60,1 Hz.

Tabela 3: níveis de referência para distorções harmônicas individuais de tensão (em percentagem da tensão fundamental).

Ordem harmônica		Distorção harmônica individual de Tensão em % (para tensão do barramento de até 1 kV)
Ímpares não múltiplas de 3	5	7,5
	7	6,5
	11	4,5
	13	4
	17	2,5
	19	2
	23	2
	25	2
	>25	1,5
Ímpares múltiplas de 3	3	6,5
	9	2
	15	1
	21	1
	>21	1
Pares	2	2,5
	4	1,5
	6	1
	8	1
	10	1
	12	1
	>12	1

Tabela 4: Valores de referência.

Valor de Referência	PstD95%	PltS95%
Adequado	< 1 p.u. / FT	< 0,8 p.u. / FT
Precário	1 p.u. – 2 p.u. / FT	0.8 – 1.6 p.u. / FT
Crítico	> 2 p.u. / FT	1,6 p.u. / FT

Capítulo 5: O Projeto

5.1– Avaliação do potencial energético solar

É necessário fazer uma avaliação do potencial energético solar, que constitui em buscar a quantidade de radiação solar global incidente sobre o painel fotovoltaico de forma que se possa calcular a energia gerada.

Nem sempre os dados estarão disponíveis da forma que se precisa para utilizá-los no dimensionamento do sistema. Às vezes é necessário ir ao local e fazer a medição para a coleta dos dados.

Uma forma bastante conveniente de se expressar o valor acumulado de energia solar ao longo de um dia, é através do número de horas de Sol Pleno (SP). Esta grandeza reflete o número de horas por dia em que a radiação solar deveria permanecer hipoteticamente constante e igual a 1 kw/m^2 , de forma que a energia resultante seja equivalente à energia acumulada para o dia e local em questão. Por análise dimensional, verifica-se que o valor de SP pode ser expresso em $\frac{\text{kwh} / \text{m}^2}{\text{kw} / \text{m}^2} = [\text{horas/dia}]$.

Os métodos de tratamento de dados para a radiação solar utilizam modelos que possuem os seguintes objetivos [5]:

- Traduzir valores medidos no plano horizontal para superfícies inclinadas;
- Estimar componentes direta e difusa a partir dos dados sobre a radiação global;
- Obter valores de potência ou energia a partir do número de horas de insolação;
- Estimar valores horários a partir de valores diários, ou diários a partir de mensais, e assim por diante.

Para o projeto foi escolhido $SP = 4,85 \text{ h/dia}$ (dado obtido da referência [10]). Este valor corresponde à radiação diária média anual (igual a $4,85 \text{ kWh/m}^2\text{dia}$), incidente no local da instalação, em superfícies voltadas para o norte geográfico, com inclinação de 23° em relação a superfície horizontal. Este ângulo é igual ao ângulo de latitude do Rio de Janeiro (23°S).

De posse deste dado, a energia produzida durante um ano pode ser estimada simplesmente multiplicando o valor de SP pelo número de dias do ano e pela potência de pico do arranjo fotovoltaico, para as condições de radiação STC ($1\text{kW}/\text{m}^2$).

5.2 – Avaliação do espaço físico da instalação

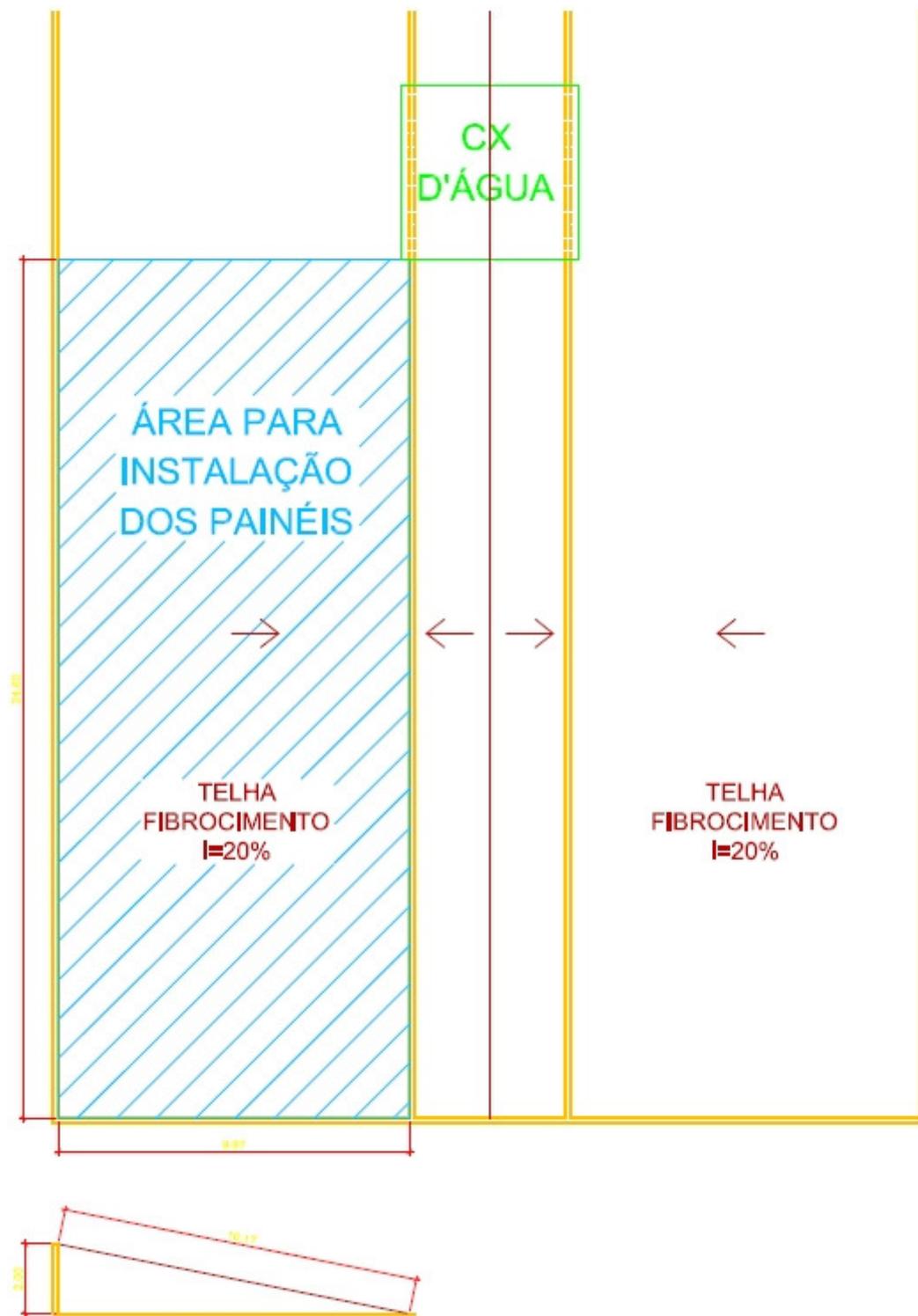
O dimensionamento de um SF deve levar em conta a robustez e a facilidade de instalação e manutenção.

O local de instalação do projeto será no telhado do bloco H do Centro de Tecnologia da UFRJ, acima da sala H-305 como pode ser visto na figura 15. Mas deseja-se que o arranjo fotovoltaico esteja apenas em cima do laboratório ELEPOT, sem cobrir os laboratórios adjacentes. Isto restringe a área de instalação do painel para $147,65\text{ m}^2$.

Além disso, há próximo ao local uma caixa d'água, que poderá ser um problema para a obtenção de energia solar, uma vez que pode projetar sombra em parte da área de instalação do painel fotovoltaico. Com isso, o espaço será ainda mais reduzido de forma que evite a sombra direta nos painéis. A princípio a área estimada reduziria para $96,21\text{m}^2$ (figura 16).

Outro dado que deve ser observado é o ângulo azimutal de superfície, que no caso do telhado está a 45° do N, ou seja, está orientado para o noroeste em vez do norte, e assim temos uma perda de radiação solar. E também devemos nos atentar para o seguinte fato: o ângulo de inclinação do telhado em relação à superfície horizontal é de, aproximadamente, 11° (figura 16) sendo que o ângulo de inclinação ótimo está na faixa de 20° a 23° conforme visto.

Logo, podemos concluir que os painéis não poderão ser postos diretamente no telhado e para isso, será criada uma estrutura acima do telhado onde se possa colocar os painéis fotovoltaicos, eliminando o problema da sombra da caixa d'água e da orientação do telhado.



CORTE
 Figura 15: Área disponível para instalação dos painéis fotovoltaicos.

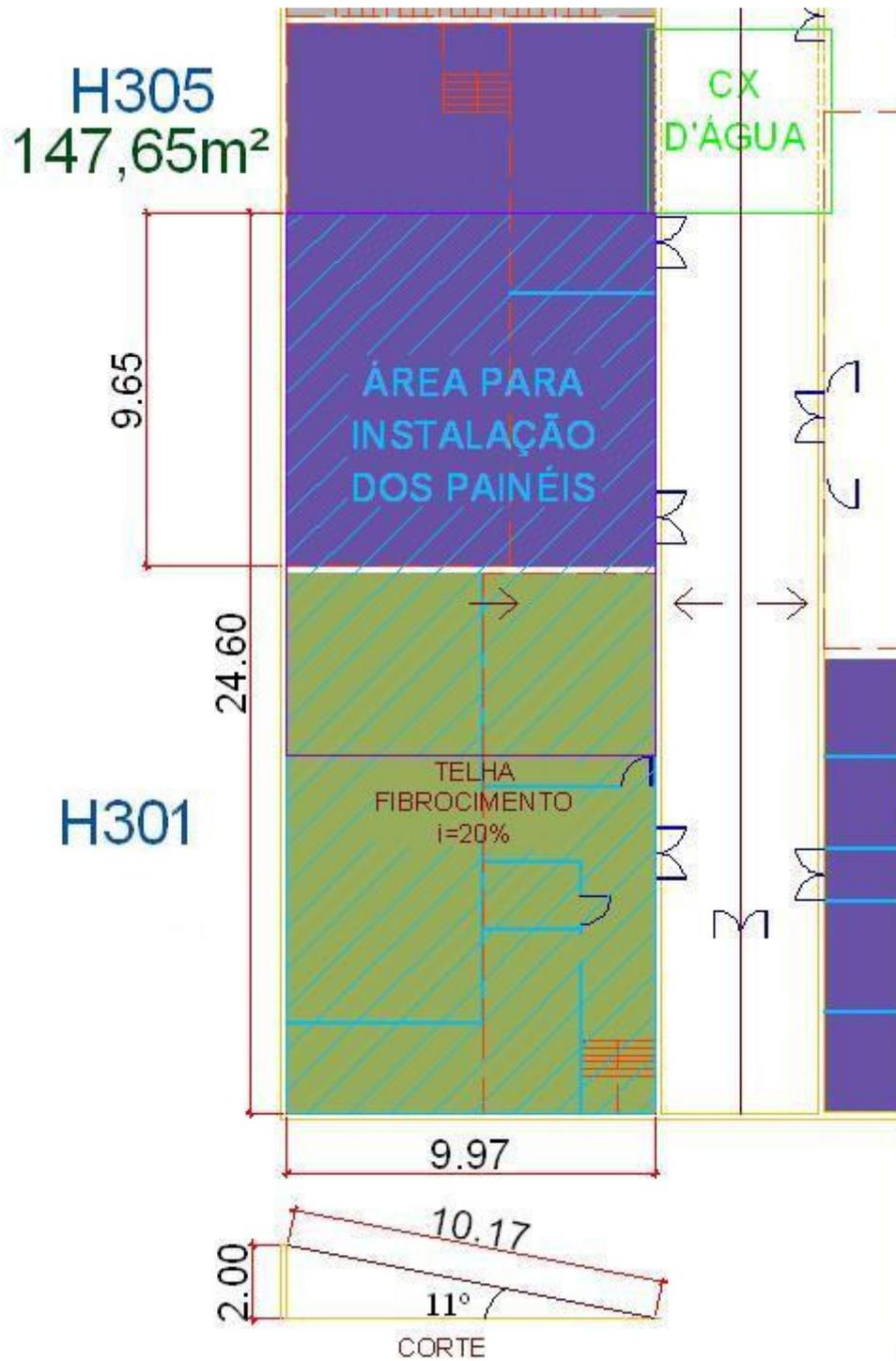


Figura 16 Área disponível para instalação dos painéis fotovoltaicos.

Um exemplo possível da disposição dos painéis na estrutura está na figura 17. A estrutura montada (em cinza) deverá avançar em 1m em direção ao telhado acima da sala H 301 e avançar sob o corredor em torno de 4,42m. Com isso, será possível por 60 painéis fotovoltaicos previstos. Em amarelo são mostrados os painéis fotovoltaicos. Será feita uma abertura de acesso que vai permitir a passagem direta do laboratório (ELEPOT) à estrutura.

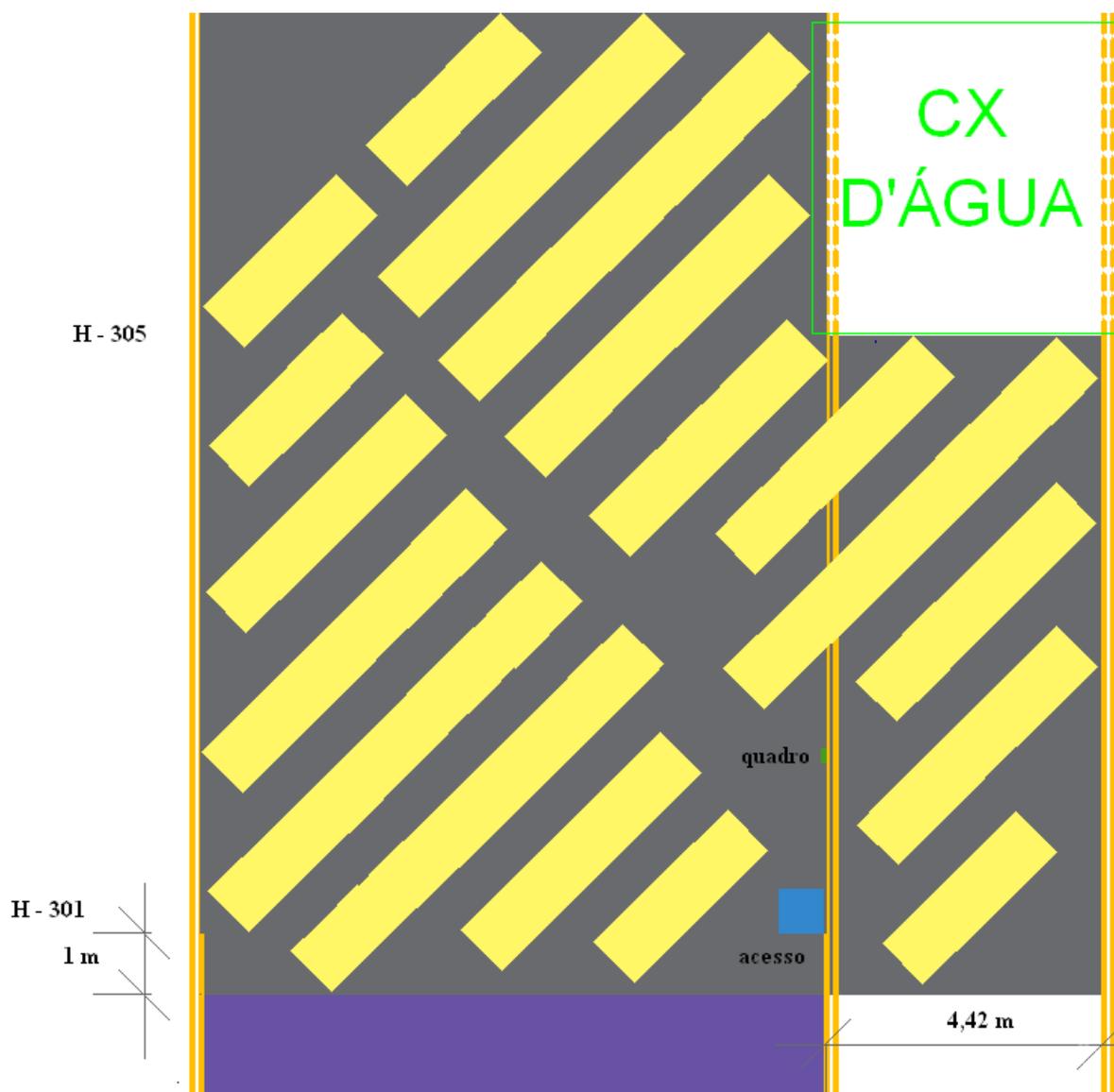


Figura 17: Exemplo de disposição dos painéis fotovoltaicos na nova estrutura (em cinza).

5.3 – Módulo fotovoltaico

O módulo fotovoltaico previsto para ser utilizado neste projeto é o modelo KD205GX-LP da Kyocera Solar, cuja folha de dados encontra-se no Anexo I. Segundo as especificações elétricas em STC, esse módulo tem as seguintes características: sua máxima potência é de 205 w, a tensão de máxima potência é de 26,6 V e a corrente de máxima potência é de 7,71 A.

Cada módulo é composto por 54 células, e sua respectiva área é de 1,485 m². Então para 12kWp serão necessários aproximadamente 60 módulos (12,3 kWp). Isso significa que a área de captação solar será de 81,9 m² e, obrigatoriamente, será necessário dispor de uma área maior para evitar sombreamento entre painéis e para possibilitar a circulação de pessoas.

A potência instalada deste SF é dada então por: $P_{SF} = 12,3 \text{ kWp}$.

Sua produção de energia anual pode ser estimada por:

$$W_{SF} = 365 \times SP \times P_{SF} = 21,8 \text{ MWh}$$

5.4 – Sombreamento

A projeção de sombras sobre um sistema fotovoltaico, possui um efeito significativo em relação à redução de sua eficiência, por isso, é feito o estudo de sombreamento no sistema fotovoltaico.

O sombreamento pode ser temporário, que é feito em consequência de acúmulos de sujeira, folhas, que pode ser limpo pela chuva (só é eficaz quando os painéis estão com uma inclinação maior ou igual a 12°). O sombreamento também pode ser causado por árvores, outros edifícios ou partes de edificações como, por exemplo, uma caixa d'água.

No projeto será instalada uma estrutura que ficará na mesma altura que o topo da caixa d'água existente no telhado do bloco H do CT. Com isso, fica excluído um fator de grande sombreamento para o sistema, porém não eliminaremos totalmente este problema, uma vez que, o bloco I fará sombra no painel fotovoltaico.

Para saber de quanto será esse sombreamento, foi necessário primeiro calcular a diferença de alturas entre o bloco H e o bloco I, o primeiro tendo 15 metros e o segundo 22 metros de altura. Também foi medida a distância entre o bloco I e o ponto central de onde

ficará o arranjo fotovoltaico, que resultou num valor de 255,46 metros. Tendo essas medidas pode-se calcular o ângulo de elevação α (ângulo da altura solar) por meio de (1):

$$\tan \alpha = \frac{h_2 - h_1}{d} \quad (1)$$

onde

h_2 : a altura do bloco I.

h_1 : a altura do bloco H.

d é a distancia entre o bloco I e o ponto central dos painéis.

O α encontrado é de $1,57^\circ$, ou seja, quando o sol estiver formando este ângulo com a superfície horizontal, o painel estará sendo sombreado pelo prédio. Isto é, o bloco I estará sombreado os módulos fotovoltaicos por volta das 17:00 horas no inverno e no verão as 18:30 horas, aproximadamente.

A figura 18 ilustra o exemplo deste calculo.

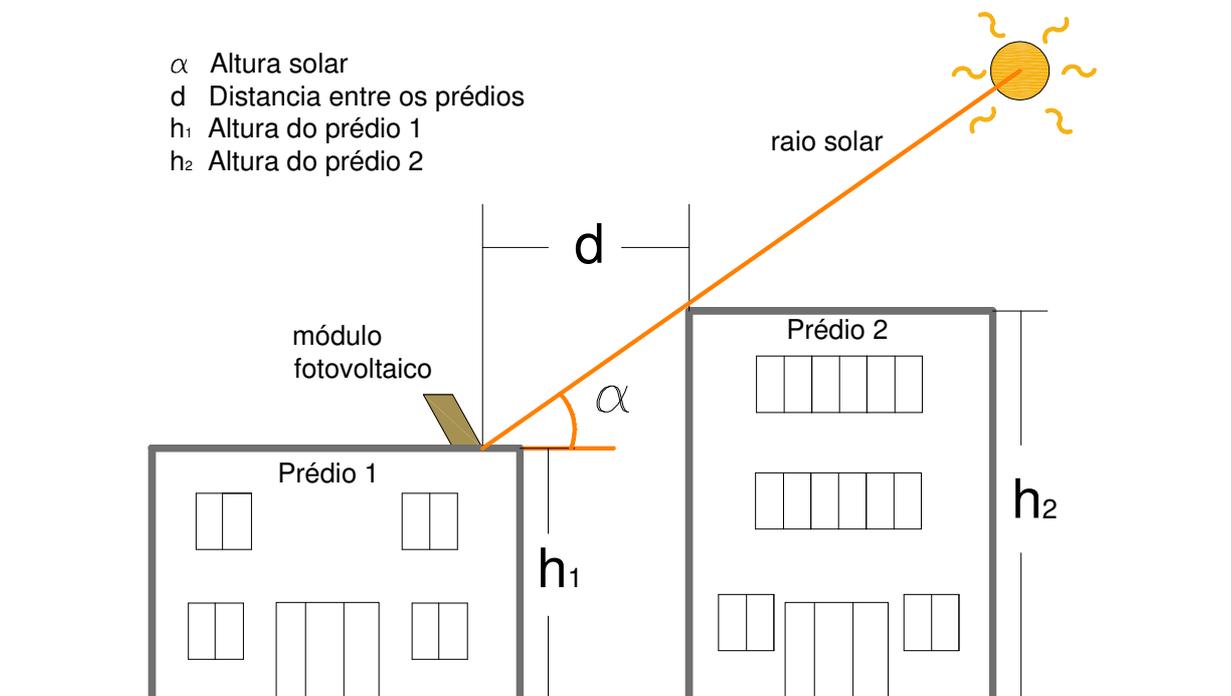


Figura 18: Sombreamento do módulo fotovoltaico por um prédio.

Devemos agora calcular o espaçamento entre os módulos para evitar a projeção das sombras entre eles (figura 19), conforme a modelagem apresentada em [4] e [11]. Para tanto, é necessário determinar inicialmente a declinação solar (figura 3) e a altura solar para condição de maior sombreamento, que corresponde a menor altura alcançada pelo sol sobre o horizonte ao longo do ano.

Declinação solar:

$$\delta = 23,45 \cdot \text{sen} \left[\frac{360}{365} \cdot (284 + N) \right] \quad (2)$$

Onde N é o número do dia do ano contado a partir do dia 1 de janeiro.

Ex: 31 de março: N = 90.

Para o projeto foi utilizado o dia 21 de junho, pois corresponde ao solstício de inverno no hemisfério sul, onde o Sol apresenta a menor altura solar e o período de sol mais curto, N= 172 logo o $\delta = 23,43^\circ$.

Altura solar:

$$\text{sen}(\alpha) = \cos(L) \cdot \cos(\delta) \cdot \cos(\omega) + \text{sen}(L) \cdot \text{sen}(\delta) \quad (3)$$

Onde:

L é a latitude (negativo no hemisfério sul).

δ é a declinação solar.

ω é o ângulo horário (exprime o ângulo do sol em relação ao meio dia. Ex: 13 h = 15° e é negativo antes do meio dia).

Os valores utilizados para esse projeto foram: para Latitude -23° , para $\delta = 23,43^\circ$, para $\omega = 0$ (meio dia); logo obtêm-se $\alpha = 43,57^\circ$.

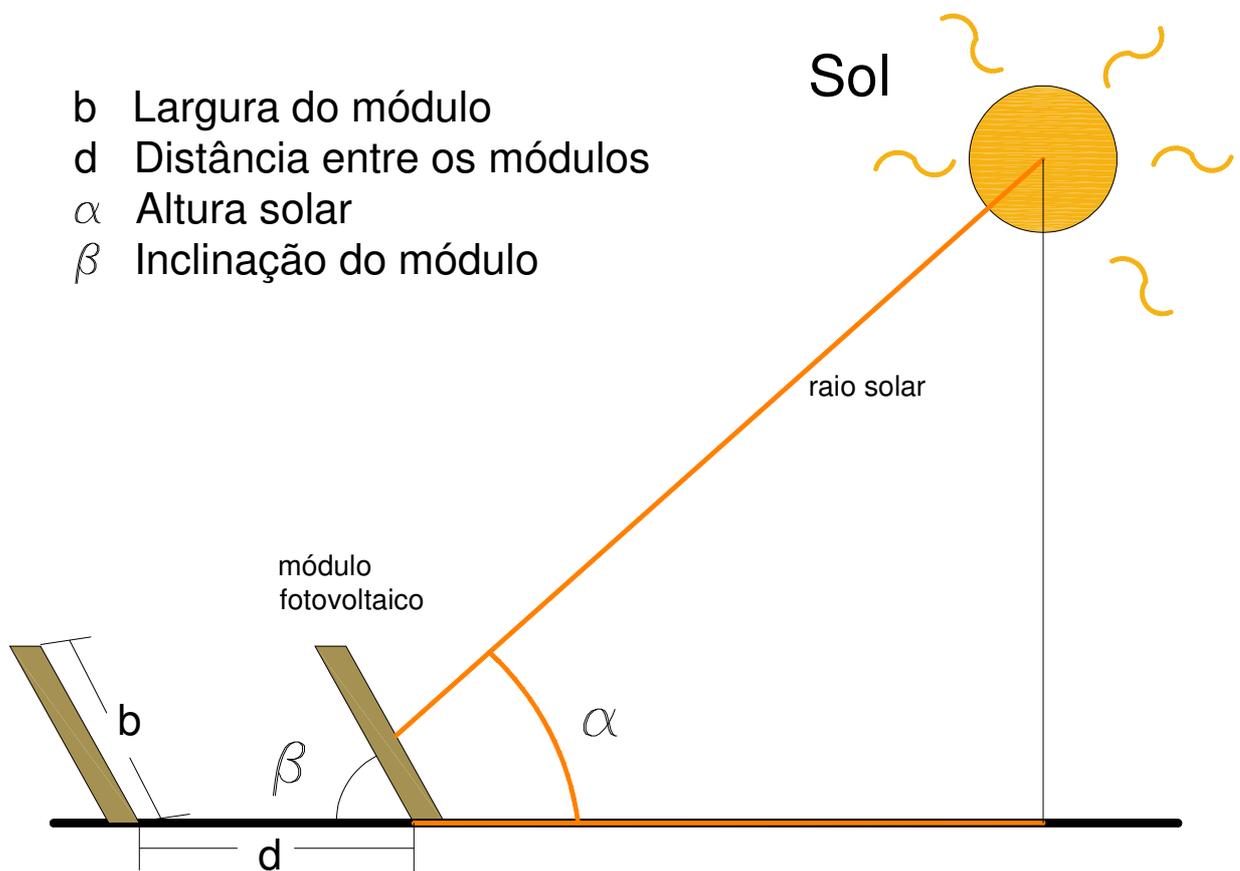


Figura 19: projeção de sombra entre painéis.

Distância entre os módulos:

$$d = \frac{b \cdot \text{sen}(180^\circ - \beta - \alpha)}{\text{sen}(\alpha)} \quad (4)$$

Onde:

b é a largura do módulo.

β é a inclinação do módulo.

α é a altura solar.

Para o projeto $b=0,99$ m, $\beta=23^\circ$ e $\alpha=43,57^\circ$ logo $d=1,31$ m

Descontando-se a projeção perpendicular do próprio módulo sobre o plano horizontal, que neste caso mede 0,91m resulta que a menor distância necessária entre os módulos com o ($\beta=23^\circ$) é de 0,4m. Porém, com esta distância o espaço fica muito apertado para a circulação de pessoas, tendo sido adotado um aumento deste espaçamento em torno de 0,7m entre fileiras.

5.5 – Inversor Grid-Tie

O dimensionamento do inversor é baseado principalmente na potência nominal do SF, ou seja, 12 KW de pico. Conforme a referencia [4] é admissível que o intervalo de potência do inversor para determinado SF seja de $0,7 \times P_{SF} < P_{INV\ DC} < 1,2 \times P_{SF}$ sendo P_{SF} a potência do arranjo fotovoltaico e $P_{INV\ DC}$ a potência do inversor.

Nos casos onde o inversor esteja sujeito a elevadas cargas térmicas devido sua localização, por exemplo, em cima do telhado, a potência do inversor deve ser ligeiramente superior ao do SF ($P_{INV\ DC} < 1,2 \times P_{SF}$).

No caso onde o SF é composto por módulos amorfos, deve se ter em conta a curva característica da degradação deste material nos primeiros meses de funcionamento, assim escolhe-se um inversor com potência ligeiramente inferior ao SF ($0,7 \times P_{SF} < P_{INV\ DC}$)

Porém, se a potência do inversor fosse menor que no intervalo, seria necessário mais de um inversor e com isso o custo seria maior. Outros pontos foram considerados para a especificação e seleção de um inversor:

- A possibilidade de assistência técnica no Brasil, pois há muitos fabricantes que não possuem este tipo de serviço em nosso país;
- A tensão de entrada do inversor deve ser superior à tensão de circuito aberto do arranjo fotovoltaico;
- A temperatura de operação;
- Possuir o MPPT;

O inversor dimensionado foi de 12 KW, com tensão de entrada máxima 600V, a temperatura de operação na faixa de -25°C a 50°C, possui MPPT com tensão de operação no intervalo 230V a 500V.

O inversor sincroniza o SF com a rede. Além disso, faz o monitoramento da tensão, frequência da rede, possui o esquema de proteção “anti-islanding”, quando detecta condição de ilhamento (islanding) e possui proteção galvânica através de um transformador interno que separa a parte de corrente contínua da parte de corrente alternada.

Por isso não será necessária a instalação um relé de proteção para falhas de tensão, frequência e ilhamento, nem um relé de sincronismo.

A tabela 5 mostra as características de diferentes inversores avaliados para aplicação neste projeto. O inversor selecionado é o Fronius IG plus 150V.

Tabela 5: Escolha de Inversor.

Fabricante	Xantrex	Zhejiang Tress Electronic Technology	Fronius	Mastervolt	Siemens
Modelo	Inversor Grid-Tie Solar GT5.0	TLS-ZB 10kw	IG Plus 150 V	SunmasterIS10	SINVERT PVM10
Potência (KW)	5	10	12	[9 13]	10
Corrente de entrada max (A)	22	?	55,6	3x30	29
Tensão de entrada max (V)	600	620	600	550	1000
MPPT	sim	sim	Sim	Sim	sim
Tensão de operação do MPPT (V)	[235 550]	[200 660]	[230 500]	[180 480]	[380 850]
Temperatura de Operação (°C)	[-25 65]	[-10 50]	[-25 55]	[-20 60]	[-25 55]
Preço FOB	R\$ 21.147,00 s/frete	US \$1,940 - 2,500 / Piece	€ 3,144.00	€ 3 699,00	€ 4.153,00
Preço em Real	21.147,00 s/frete	3.208,37 - 4.134,50	7.325,71	8.618,30	9.634,14
Opera fora da rede	sim	sim	Não	Não	?
Assistência técnica	sim	não	Sim	Não	sim

5.6 – Sistema fotovoltaico

Para compatibilizar a tensão e a corrente do arranjo fotovoltaico com as especificações do inversor escolhido, os painéis serão dispostos da seguinte forma: 4 fileiras em paralelo de 15 painéis em série (ver Anexo II), a fim de garantir a melhor utilização do MPPT, segundo sua faixa de tensão de operação. Logo a tensão de circuito aberto V_{OC} do SF será de $15 \times 33,2 = 498 \text{ V}$ e a tensão de operação no ponto de máxima potência (MPP), nas condições STC é: $V_{MPP} = 15 \times 26,6 = 399 \text{ V}$.

A corrente de curto-circuito é $I_{SC} = 8,36 \text{ A}$ em cada fileira e a corrente de operação no MPP é $I_{MPP} = 7,71 \text{ A}$. No cabo principal, tem-se $I_{SC} = 33,44 \text{ A}$ e $I_{MPP} = 30,8 \text{ A}$.

Há uma distinção entre os terminais deste módulo, o terminal positivo mede 760 mm e o terminal negativo mede 1840 mm, facilitando, assim, a correta conexão entre os módulos.

5.7 – Cabos CC das fileiras

A seção transversal do cabo deve ser dimensionada em função da corrente máxima de serviço que atravessa o cabo.

De acordo com a norma europeia IEC 60364-7-712 o cabo da fileira tem de ser capaz de transportar 1,25 vezes a corrente de curto-circuito do gerador, e estar protegido contra falhas de terra e curto circuito.

Neste projeto, os cabos deverão suportar, pelo menos, $I = 8,36 \times 1,25 = 10,45 \text{ A}$.

Outro ponto importante é a queda de tensão nos cabos, que deve ser reduzida com o aumento da bitola, evitando uma queda de tensão significativa.

Os cabos serão de cobre e possuirão a seção nominal de 6 mm^2 de espessura, segundo ABNT NBR-5410 tabela 33 [12] anexo III.

Deve-se destacar também, que somente esses cabos, não terão proteção de um eletroduto, então, deverão ser resistentes ao sol, temperatura, chuva (intempéries) e esforços mecânicos.

5.8 – Diodos de bloqueio

O diodo de bloqueio promove o desacoplamento entre as fileiras dos módulos individuais, em caso de ocorrer um curto-circuito ou o sombreamento de uma fileira, as restantes poderão continuar a funcionar sem serem perturbadas. Sem os diodos de bloqueio nas fileiras uma corrente inversa fluiria no sentido inverso da fileira afetada a ponto de danificar o sistema fotovoltaico.

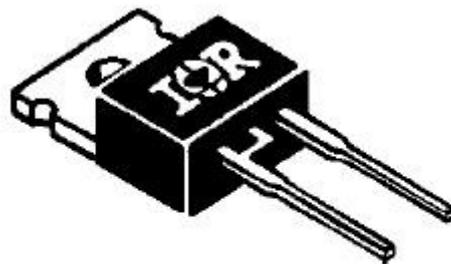
Cada fileira possuirá um diodo de bloqueio com a tensão igual ao dobro da tensão de circuito aberto da fileira fotovoltaica sob as condições STC.

A tensão de circuito aberto da fileira é de 498 V, logo os diodos de bloqueio deverão possuir uma tensão de 996 V.

O diodo ficará conectado em um circuito impresso e por isso foi considerado o formato de conexão do diodo em sua especificação.

Os diodos selecionados para esta finalidade são do tipo: 20ETS12 “case style”: TO-220AC. Que suportam até 1200 V de tensão reversa e suportam até 150 °C de temperatura. A queda de tensão deste tipo é de 1 V nas condições de 25 °C e até 10 A de condução de corrente.

A partir de 40 °C e 20 A, a queda de tensão é de 1,08 V.



TO-220AC

Figura 16: Diodo “case style”: TO-220AC.

5.9 – Dissipador de calor

Os diodos do tipo 20ETS12 podem apresentar uma alta variação de temperatura por unidade de potência dissipada devido ao elevado valor de sua impedância térmica, (62 °C/W), conforme informado em sua folha de dados para condição de operação sem dissipador. Para que o diodo não seja danificado pela alta temperatura, será instalado um dissipador de calor, buscando assim diminuir a temperatura do diodo. O diodo possui uma queda de tensão nominal $V_f = 1 \text{ V}$ e na condição de curto-circuito uma corrente de 8,36 A estará passando por ele, logo a potência dissipada no diodo será de 8,36 W. Isto significa que a temperatura chegaria a 518 °C (8,36 x 62), ultrapassando seu limite de 150 °C.

O dissipador foi especificado levando em consideração o seu formato e a capacidade de dissipação.

Os dissipadores de calor serão 4 do tipo 325AB1000B da ABL Heatsinks.

Este dissipador para 75 mm de profundidade possui uma capacidade de dissipação de 3,2 °C/W. Contudo deve-se levar, também, em consideração a resistência térmica entre o diodo e o dissipador e a resistência térmica entre a junção e o encapsulamento do diodo para o correto cálculo da elevação de temperatura. Então a elevação de temperatura no diodo pode chegar a 41,8 °C acima da temperatura ambiente não ultrapassando o limite de 150 °C para a junção. Conforme é visto na equação (5):

$$(8,36 \times 0,5) + (8,36 \times 1,3) + (8,36 \times 3,2) = 41,8 \text{ °C} \quad (5)$$

Onde o termo (8,36 x 0,5) corresponde à resistência térmica entre o diodo e o dissipador, o termo (8,36 x 1,3) corresponde à resistência térmica entre a junção e o encapsulamento do diodo e o termo (8,36 x 3,2) corresponde à resistência térmica entre dissipador e o ambiente.



Figura 17: Dissipador de calor.

5.10 – Fusíveis de fileira

Segundo o manual do inversor, é necessário que o dispositivo de proteção atue em $I > I_{SC} \times 1,5$ e $I < I_{SC} \times 2$. Com base nos valores de corrente I_{SC} do módulo especificado, o fusível deverá operar entre as faixas de valores de: $8,36 \times 1,5 = 12,54 \text{ A} < I < 16,72 \text{ A} = I_{SC} \times 2$.

Este tipo de fusível é fabricado para atuar, obrigatoriamente, em corrente contínua e deve suportar no mínimo 600 V_{DC} .

São pouquíssimos os fabricantes de fusíveis CC, como o KLK D da Littelfuse e o Solar PV Fuse da Cooper Bussmann.

Para estes fusíveis foi especificado o tipo KLK D 15 da Littelfuse, que atua para uma corrente de 15 A e suas dimensões são 10x38 mm.



Figura 19: Fusível CC (KLK D 5)

5.11 – Cabo CC principal

O inversor possui duas conexões de entrada diferentes no lado CC, a primeira entrada é para cabos de até 16 mm^2 e a segunda para cabos maiores que 16 mm^2 . O conector da primeira entrada suporta até 20 A, mas como a corrente de curto circuito I_{SC} no cabo principal é de 33,44 A será utilizado a segunda entrada e o cabo possuirá 25 mm^2 de espessura.

5.12 – Interruptor principal no cabo CC

O interruptor principal permite que o SF seja isolado do inversor, na ocorrência eventual de alguma falha ou durante os trabalhos de manutenção.

Segundo as normas ABNT-NBR 5410, os disjuntores, devem ser dimensionados da seguinte maneira:

$$I_N \leq I_d \leq I_{m\acute{a}x}$$

Onde:

I_N – corrente nominal do circuito;

I_d – corrente nominal do disjuntor;

$I_{m\acute{a}x}$ – corrente máxima permitida no condutor.

Além disso, a corrente nominal do Sistema Fotovoltaico é próxima da corrente de curto-circuito, então, segundo o manual do inversor, é necessário que o dispositivo de proteção atue em $I > I_{SC} \times 1,5$ e $I < I_{SC} \times 2$.

Logo, $33,44 \times 1,5 = 50,16 \text{ A}$. $< I < 66,88 \text{ A} = 33,44 \times 2$. O disjuntor especificado é o C60H-DC da Schneider Eletric para atuar em 63 A.



Figura 20: Disjuntor modular CC.

5.13 – Cabo no lado CA

O Cabo será de 25 mm², de acordo com a especificação imposta pelo manual do inversor.

5.14 – Eletroduto

O eletroduto deve possuir um diâmetro tal que os condutores possam ser facilmente instalados e retirados.

Por tanto os condutores não poderão ultrapassar em 40% da área útil do eletroduto, obrigatoriamente (ABNT-NBR 5410).

O eletroduto para o cabo CC principal possuirá 25 mm de diâmetro uma vez que serão 2 cabos eletricamente carregados. E para o cabo CA, o eletroduto possuirá 32 mm de diâmetro.

5.15 – Queda de potencial

Não será considerada a queda de potencial nos contatos de cada módulo, porém esta queda de potencial será compensada nos cálculos da resistência dos cabos.

São 4 fileiras de 15 módulos conectados a 2 cabos de cobre com 6 mm² de área, ou seja, 6 x 10⁻⁶ m², com aproximadamente 47,31 m, 49,51m, 43,1m e 43,66m de comprimento para cada fileira (exemplo pessimista) e a sua resistividade a 20 °C é 1,673 x 10⁻⁸.

Fazendo uma correção da resistividade [13] para t = 40 °C através da formula (6):

$$\rho = \rho_{20} \cdot [1 + \alpha \cdot (t - 20)] \quad (6)$$

onde $\alpha = 4,05 \times 10^{-3}$, encontraremos aproximadamente $\rho = 1,73 \times 10^{-8}$ para 40 °C.

E agora será possível calcular a resistência dos cabos de fileira através da seguinte equação:

$$R = \frac{\rho \cdot L}{A} \quad (7)$$

Como são 2 cabos o resultado acima será dobrado, então as respectivas resistências são: $R = 0,273 \Omega$, $R = 0,286 \Omega$, $R = 0,249 \Omega$ e $R = 0,252 \Omega$ aproximadamente.

Já que as fileiras estão em paralelo o R total será $= 0,07 \Omega$.

Logo a queda de tensão na fileira será $V = 0,07 \times 7,71 = 0,54 \text{ V}$.

Fazendo o mesmo calculo para o cabo CC principal que também é de cobre, mas com seu comprimento de 10 m, seção $25 \times 10^{-6} \text{ m}^2$ será obtido um $R = 0,014 \Omega$ aproximadamente.

A queda de tensão será de $V = 0,014 \times 38,5 = 0,54 \text{ V}$.

A queda de tensão nos diodos. $V = 1,08 \text{ V}$.

Os valores do comprimento são um exemplo para ilustrar a queda de potencial em uma visão pessimista, ou seja, os fios seguiriam o caminho até o quadro pelos corredores sem nenhuma passagem entre os painéis.

5.16 – Fusível de terra

Será instalado um fusível de 1 A no inversor, ligado a terra, conforme especificado no manual do inversor. Será um fusível KLK D 1.

5.17 – Disjuntor lado CA

Um disjuntor tripolar será instalado para a proteção da parte de corrente alternada do projeto. A corrente nominal do lado CA do inversor é 17,4 A. Logo, este disjuntor será dimensionado para suportar 25 A, segundo as especificações da ABNT-NBR 5410.

5.18 – Porta fusível

O porta-fusível deve ser específico para o tipo de fusível usado, para os fusíveis KLK D 15 será usado o 1000 V_{DC} LPHV fuseholder, que pode ser visto na figura 16.



Figura 21: Porta-fusível do tipo 1000 V_{DC} LPHV fuseholder.

5.19 – Barramentos

Os barramentos serão utilizados para conectar os cabos, tanto na parte de corrente contínua como na de corrente alternada. Na parte CC, ligará os cabos de fileira com o cabo principal. Na parte de corrente alternada, conectará os cabos de 25 mm² do inversor com os cabos de 185 mm² da rede e os cabos de 25 mm² que irão para a carga. No quadro de distribuição de cargas serão 2 barramentos, o primeiro interliga o cabo de 25 mm² com os circuitos de condicionamento de ar (ar condicionado) e o segundo interliga o cabo de 25 mm²

com os circuitos das tomadas e a iluminação. Diagramas esquemáticos mostrando as ligações desses barramentos estão nos anexos IV e V.

O seu dimensionamento é baseado na corrente de operação e corrente suportável de curto do disjuntor principal.

5.20 – Barramento neutro/PE

Este tipo de barramento será utilizado para conectar os cabos de proteção (PE) a terra.

5.21 – Conectores

Os conectores são uma alternativa para ligar os cabos e com isso haverá dois conectores ligando os cabos de fileiras com o cabo principal no lado CC e haverá outro conector ligando os cabos CA do sistema fotovoltaico e da rede e os cabos que seguem para a carga. Diagramas esquemáticos mostrando as ligações desses conectores estão nos anexos VI e VII.

A fim de ligar os cabos de fileira e o cabo principal CC, serão utilizados oito terminais de bloco WDU 35 da Conexel com o acessório para 4 pólos, tipo de conexão “single”, que suporta 112 A e a entrada de cabos com bitola de até 50 mm².

Já, na parte CA do sistema, será utilizado o bloco de terminal WDU 70/95 para conectar cabos de 25 mm² de bitola com os de 95 mm², estes serão conectados aos cabos de 185 mm² através do bloco de terminal WDU 240. Serão seis as quantidades do tipo WDU 70/95, mas com três acessórios para 2 pólos, e a conexão é “adjacent”. E para o neutro será utilizado o WDU 95N com um acessório para 2 pólos.

O bloco WDU 240 só é necessário porque o bloco WDU 70/95 não admite ligação direta de cabos de 25 mm² com os de 185 mm².

5.22 – Acessórios para conectores

São os parafusos de ligação dos cabos, serão utilizados dois WQV 35/4, três WQV 70/95/2 e um WQV 35N.

5.23 – Medidor

São previstos para o projeto, três medidores de energia, sendo que um será ligado junto ao sistema fotovoltaico depois do disjuntor CA e os outros dois serão ligados próximo à carga, conforme o Anexo II, para que se possa monitorar e registrar quanto o sistema fotovoltaico está fornecendo de energia e o quanto a rede está fornecendo para as cargas.

Os medidores serão do tipo A1052 da Elster que possuem a comunicação IrDA, em que os dados são enviados através de um sinal infra-vermelho ou também em sinal elétrico, permitindo a leitura através de um dispositivo externo (exemplo: computador). Há também módulos de comunicação que convertem este sinal em outro tipo, facilitando a medição.

Este medidor faz a medição bidirecional da energia ativa separadamente ou a soma da energia ativa direta + inversa no mesmo registro (modelo unidirecional) com classe de exatidão de 1 %. Também faz a medição da energia reativa (indutiva e capacitiva) com classe de exatidão de 2 %.

5.24 – Quadro de distribuição CC

Este quadro deve ser vedado, ou seja, protegido do tempo (sol, chuva, etc). A proteção deste quadro deve ser no mínimo IP 54.

Na tabela abaixo temos as dimensões mínimas espaciais aproximadas para este quadro.

Tabela 6: relação aproximada da dimensão do quadro CC

Dimensão	Usando barramento	Usando conector
Comprimento (mm)	260	400
Altura (mm)	220	220
Profundidade (mm)	76	76

Equipamentos que estarão no quadro de distribuição:

- A placa com diodos e dissipadores;
- O porta fusível com fusível CC;
- O disjuntor bifásico CC;
- Barramento e barramento neutro/PE;
- Os blocos de terminais WDU 35 (alternativa).

5.25 – Quadro de distribuição CA

Na tabela abaixo temos as dimensões mínimas espaciais aproximadas para este quadro.

Tabela 7: relação aproximada da dimensão do quadro CA

Dimensão	Usando barramento	Usando conector
Comprimento (mm)	533	533
Altura (mm)	467	467
Profundidade (mm)	133	382

Equipamentos que estarão no quadro de distribuição:

- Disjuntor Trifásico para o inversor;
- Disjuntor Trifásico para a rede;
- Os três medidores;
- Barramento e barramento neutro/PE;
- Os blocos de terminais WDU 70/95, WDU240 e WDU 95N (alternativa).

5.26 – Quadro de distribuição de cargas

Deve-se informar ao fabricante que este quadro será de 2 barramentos de 16 módulos, assim, ele poderá fornecer o quadro com as dimensões já padronizadas.

Equipamentos que estarão no quadro de distribuição:

- 2 Barramentos;
- Barramento neutro/PE;
- Disjuntores dos respectivos circuitos (tomadas, iluminação e ar condicionado).

Capítulo 6: Conclusão

Com este trabalho, conclui-se que é possível e viável do ponto de vista técnico a instalação do SF conectado a rede de baixa tensão no CT – UFRJ e uma vez que, tendo os dados obtidos das avaliações e análises, além do correto dimensionado de cada equipamento, o esquema elétrico do SF foi desenhado como se pode ver no Anexo II.

Conforme a tabela 8 os requisitos da Aneel foram todos atendidos, salvo o medidor de 4 quadrantes, uma vez que, o projeto não tem caráter comercial (venda de energia).

Tabela 8: Requisitos da Aneel X Requisitos atendidos.

Equipamentos	Potência instalada até 100 KW	Requisitos atendidos	Equipamentos do projeto
Elemento de desconexão	Sim	Sim	Disjuntor CA
Elemento de interrupção	Sim	Sim	Interruptor CC Disjuntor CA Inversor Fusíveis
Proteção de sub e Sobretensão	Sim	Sim	Inversor
Proteção de sub e sobrefrequência	Sim	Sim	Inversor
Relé de sincronismo	Sim	Sim	Inversor
Anti-ilhamento	Sim	Sim	Inversor
Medidor de 4 quadrantes	Sim	Não se aplica	Medidor
Ensaio	Sim	Se for aplicável	

Deve-se concluir também que a estrutura para instalação dos painéis é fundamental para evitar perdas de energia causadas por sombreamento ou ângulos de incidência

inadequados. Com seu correto dimensionamento o SF proposto neste projeto permite gerar cerca de 21,8 MWh de energia por ano, que podem representar uma economia anual da ordem da dezena de milhares de reais, dependendo das tarifas contratadas com a concessionária local (Light SESA) para fornecimento de energia.

Este projeto é essencial para futuros estudos, como o estudo da influência dessa micro-geração de energia na rede de baixa tensão e na possibilidade desse sistema fazer parte de uma micro-rede de geração distribuída no CT da UFRJ. Além disso, validará os estudos de custo x benefício, ou seja, em quanto diminuirá o gasto com a energia e em quanto tempo será recuperado o investimento feito na aquisição e instalação dos equipamentos deste SF, aplicando-se os recursos financeiros economizados com a diminuição do gasto de energia.

Bibliografia

- [1] Resolução CONFEA N° 361, DE 10/12/1991.
- [2] Atlas de energia elétrica do Brasil/ Agência Nacional de Energia Elétrica. 2. Ed. – Brasília: ANEEL, 2005. Disponível em:
<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/Atlas/index.html> Acessado em: 09/2011.
- [3] Declinação solar, disponível em:
http://www.ufrgs.br/museudetopografia/Artigos/Declina%C3%A7ao_do_sol.pdf no dia 20/06/2011.
- [4] GREENPRO. Energia Fotovoltaica/ Manual sobre tecnologias, projectos e instalação, disponível em: <http://www.greenpro.de/po/pv.html> no dia 20/06/2011
- [5] CEPEL – CRESESB, grupo de trabalho de Energia Solar – GTES. Manual de engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. Rio de Janeiro, 2008.
- [6] Minuta da Seção 3.7 - Acesso de micro e Minigeração Distribuída.
Disponível em:
http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/dspListaDetalhe.cfm?attAnoAud=2011&attIdeFasAud=562&id_area=13&attAnoFasAud=2011 Acessado em: 09/2011.
- [7] W. Bower, M. Ropp. Disponível em:
Evaluation of Islanding Detection Methods for Utility-Interactive Inverters in Photovoltaic Systems Acessado em: 09/2011.
- [8] Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=82> Acessado em 10/2011.
- [9] Mohan, N., Undeland, T.M., Robbins, W.P., Power Eletronics: Converters, Applications and Design. 3rd ed. Jonh Wiley & Sons, 2003.

[10] CRESESB – Centro de referencia para Energia Solar e Eólica Sergio de Salvo Brito disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?link=/sundata/index.php>
Acessado em: 03/2011.

[11] Radiação solar Internet 05-02, disponível em:
<http://pcc261.pcc.usp.br/Radia%C3%A7%C3%A3o%20solar%20internet%2005-02%20.pdf> acesso no dia 20/06/2011.

[12] Associação Brasileira de Normas Técnicas – ABNT NBR 5410:2004 – 2ª edição, Instalações Elétricas de Baixa Tensão, 2004.

[13] Mantecon, V.S., Resistência e reatância elétrica de condutores de cabos elétricos http://www.centralmat.com.br/Artigos/Mais/art1_Resistencia1.PDF Acessado em: 03/2011.

[14] Posição solar, disponível em:
http://www.sunearthtools.com/dp/tools/pos_sun.php?lang=pt no dia 20/06/2011.

[15] ELEKTRO / PIRELLI, Manuais de instalação elétricas residenciais, 3volumes, 1996.

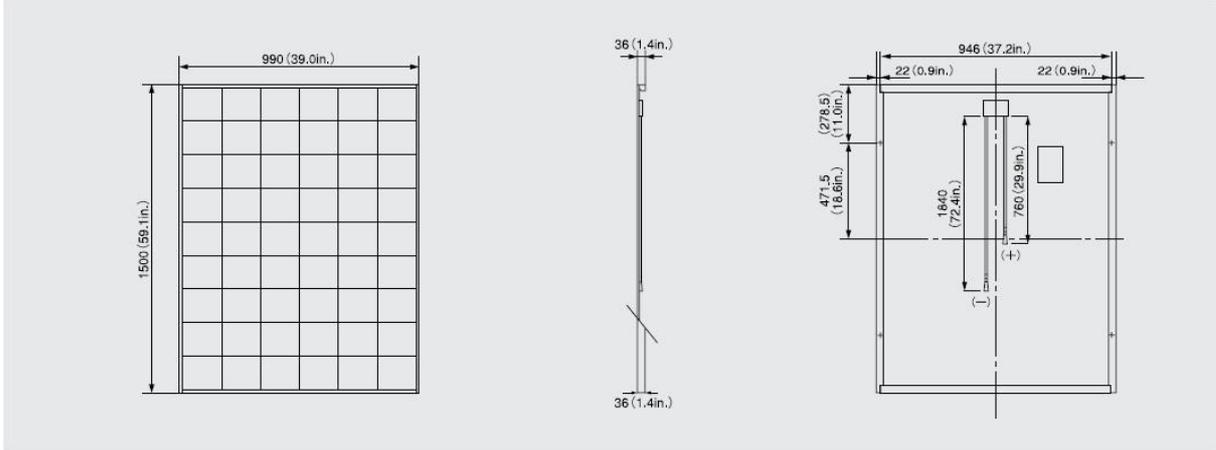
Anexo I – Folha de dados do módulo solar KD205GX-LP

SPECIFICATIONS

KD205GX-LP

Physical Specifications

Unit : mm (in.)



Specifications

Electrical Performance under Standard Test Conditions (*STC)	
Maximum Power (P _{max})	205W (+5%/−5%)
Maximum Power Voltage (V _{mpp})	26.6V
Maximum Power Current (I _{mpp})	7.71A
Open Circuit Voltage (V _{oc})	33.2V
Short Circuit Current (I _{sc})	8.36A
Max System Voltage	600V
Temperature Coefficient of Voc	−1.20×10 ⁻¹ V/°C
Temperature Coefficient of Isc	5.02×10 ⁻³ A/°C
*STC : Irradiance 1000W/m ² , AM1.5 spectrum, cell temperature 25°C	
Electrical Performance at 800W/m ² ,*NOCT, AM1.5	
Maximum Power (P _{max})	145W
Maximum Power Voltage (V _{mpp})	23.5V
Maximum Power Current (I _{mpp})	6.17A
Open Circuit Voltage (V _{oc})	29.9V
Short Circuit Current (I _{sc})	6.82A
*NOCT (Nominal Operating Cell Temperature) : 49°C	

Cells	
Number per Module	54
Module Characteristics	
Length × Width × Depth	1500mm(59.1in)×990mm(39.0in)×36mm(1.4in)
Weight	18.5kg(40.8lbs.)
Cable	(+)760mm(29.9in),(+)1840mm(72.4in)

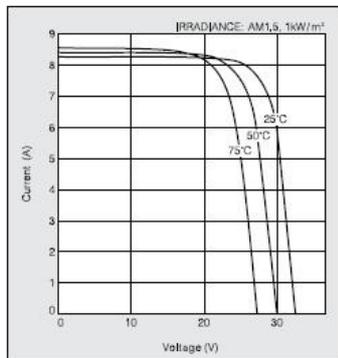
Junction Box Characteristics	
Length × Width × Depth	100mm(3.9in)×108mm(4.3in)×15mm(0.6in)
IP Code	IP65

Others	
*Operating Temperature	−40°C~90°C
Maximum Fuse	15A

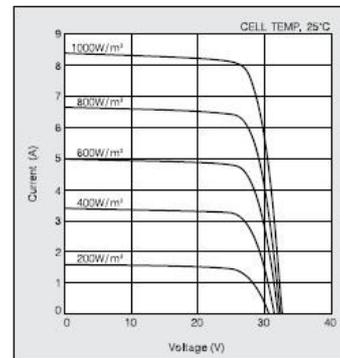
*This temperature is based on cell temperature.

ELECTRICAL CHARACTERISTICS

Current-Voltage characteristics of Photovoltaic Module KD205GX-LP at various cell temperatures

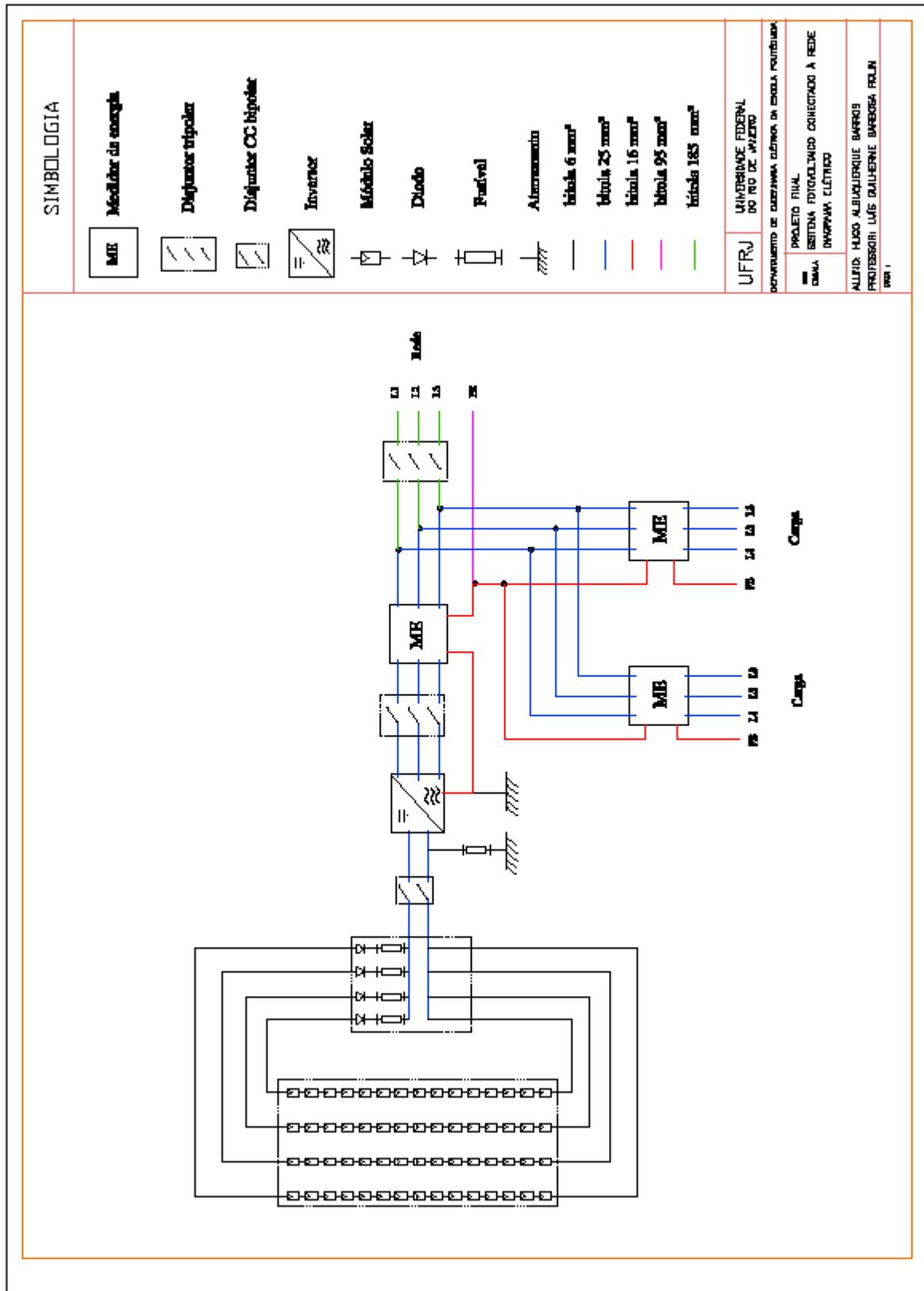


Current-Voltage characteristics of Photovoltaic Module KD205GX-LP at various irradiance levels



0802

Anexo II – Diagrama elétrico do Sistema Fotovoltaico



Anexo III – Tabela de seções de cabos da referência [12]

Tabela 36 — Capacidades de condução de corrente, em ampères, para os métodos de referência A1, A2, B1, B2, C e D

Condutores: cobre e alumínio

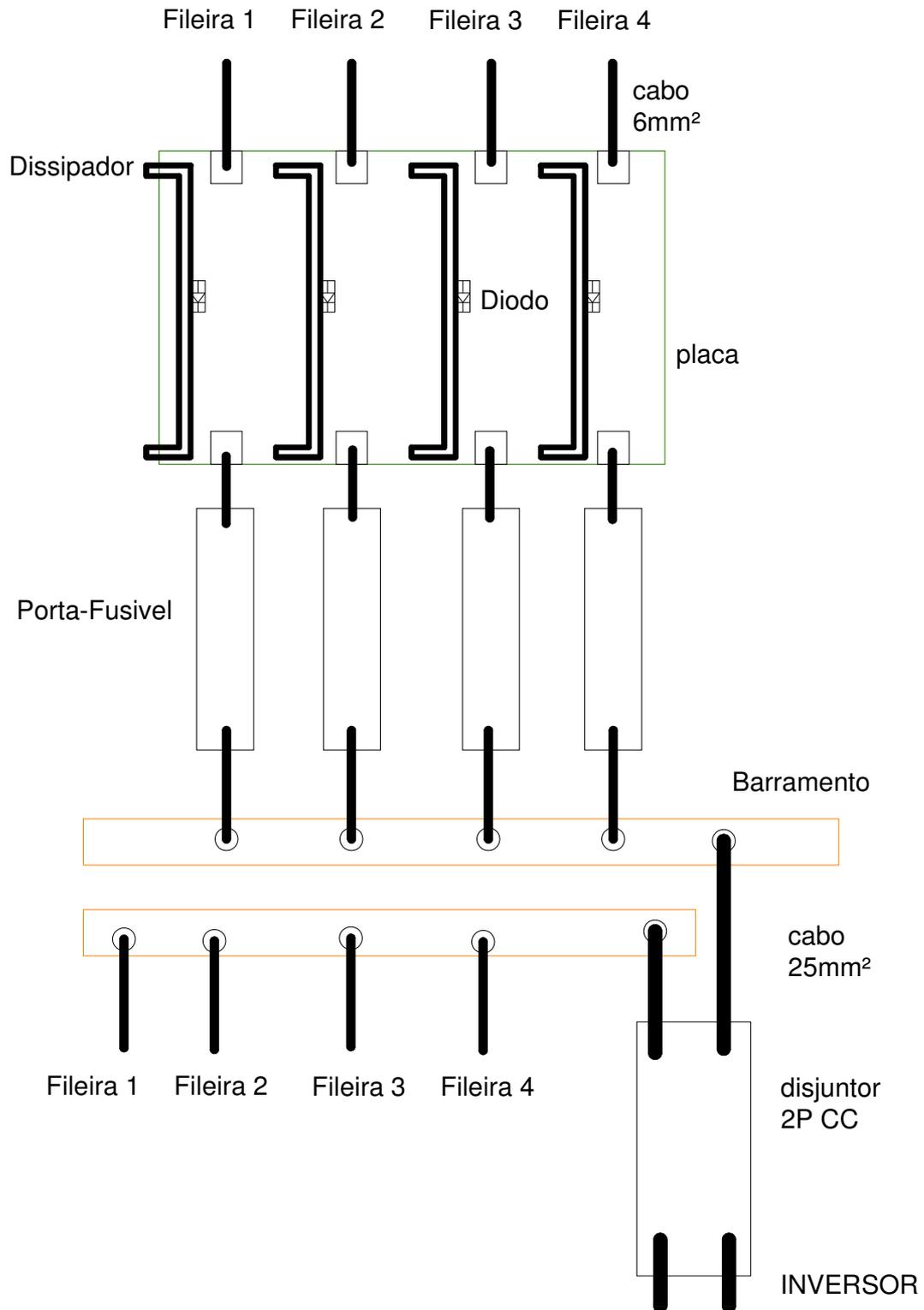
Isolação: PVC

Temperatura no condutor: 70°C

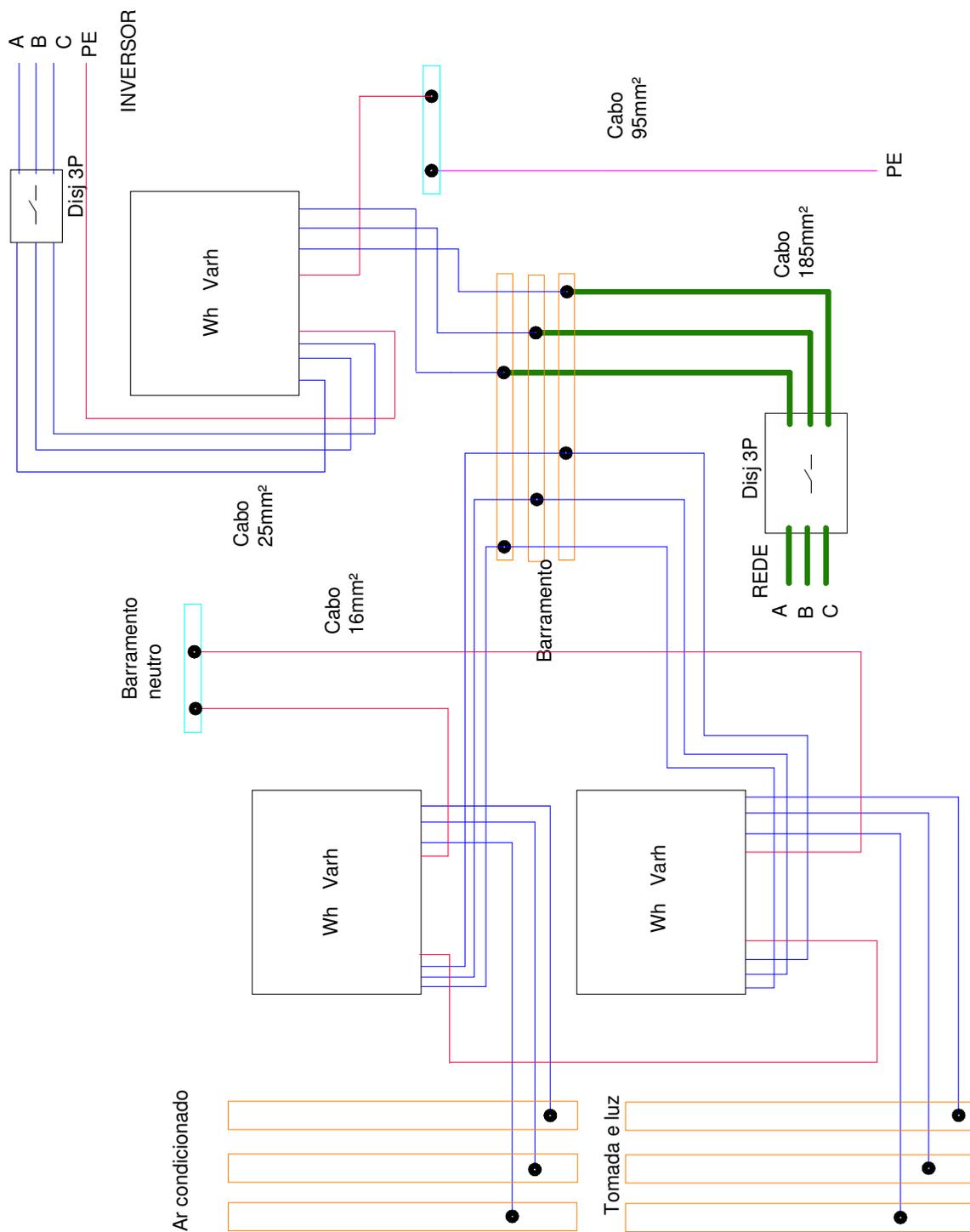
Temperaturas de referência do ambiente: 30°C (ar), 20°C (solo)

Seções nominais mm ²	Métodos de referência indicados na tabela 33											
	A1		A2		B1		B2		C		D	
	Número de condutores carregados											
	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)
Cobre												
0,5	7	7	7	7	9	8	9	8	10	9	12	10
0,75	9	9	9	9	11	10	11	10	13	11	15	12
1	11	10	11	10	14	12	13	12	15	14	18	15
1,5	14,5	13,5	14	13	17,5	15,5	16,5	15	19,5	17,5	22	18
2,5	19,5	18	18,5	17,5	24	21	23	20	27	24	29	24
4	26	24	25	23	32	28	30	27	36	32	38	31
6	34	31	32	29	41	36	38	34	46	41	47	39
10	46	42	43	39	57	50	52	46	63	57	63	52
16	61	56	57	52	76	68	69	62	85	76	81	67
25	80	73	75	68	101	89	90	80	112	96	104	86
35	99	89	92	83	125	110	111	99	138	119	125	103
50	119	108	110	99	151	134	133	118	168	144	148	122
70	151	136	139	125	192	171	168	149	213	184	183	151
95	182	164	167	150	232	207	201	179	258	223	216	179
120	210	188	192	172	269	239	232	206	299	259	246	203
150	240	216	219	196	309	275	265	236	344	299	278	230
185	273	245	248	223	353	314	300	268	392	341	312	258
240	321	286	291	261	415	370	351	313	461	403	361	297
300	367	328	334	298	477	426	401	358	530	464	408	336
400	438	390	398	355	571	510	477	425	634	557	478	394
500	502	447	456	406	656	587	545	486	729	642	540	445
630	578	514	526	467	758	678	626	559	843	743	614	506
800	669	593	609	540	881	788	723	645	978	865	700	577
1 000	767	679	698	618	1 012	906	827	738	1 125	996	792	652

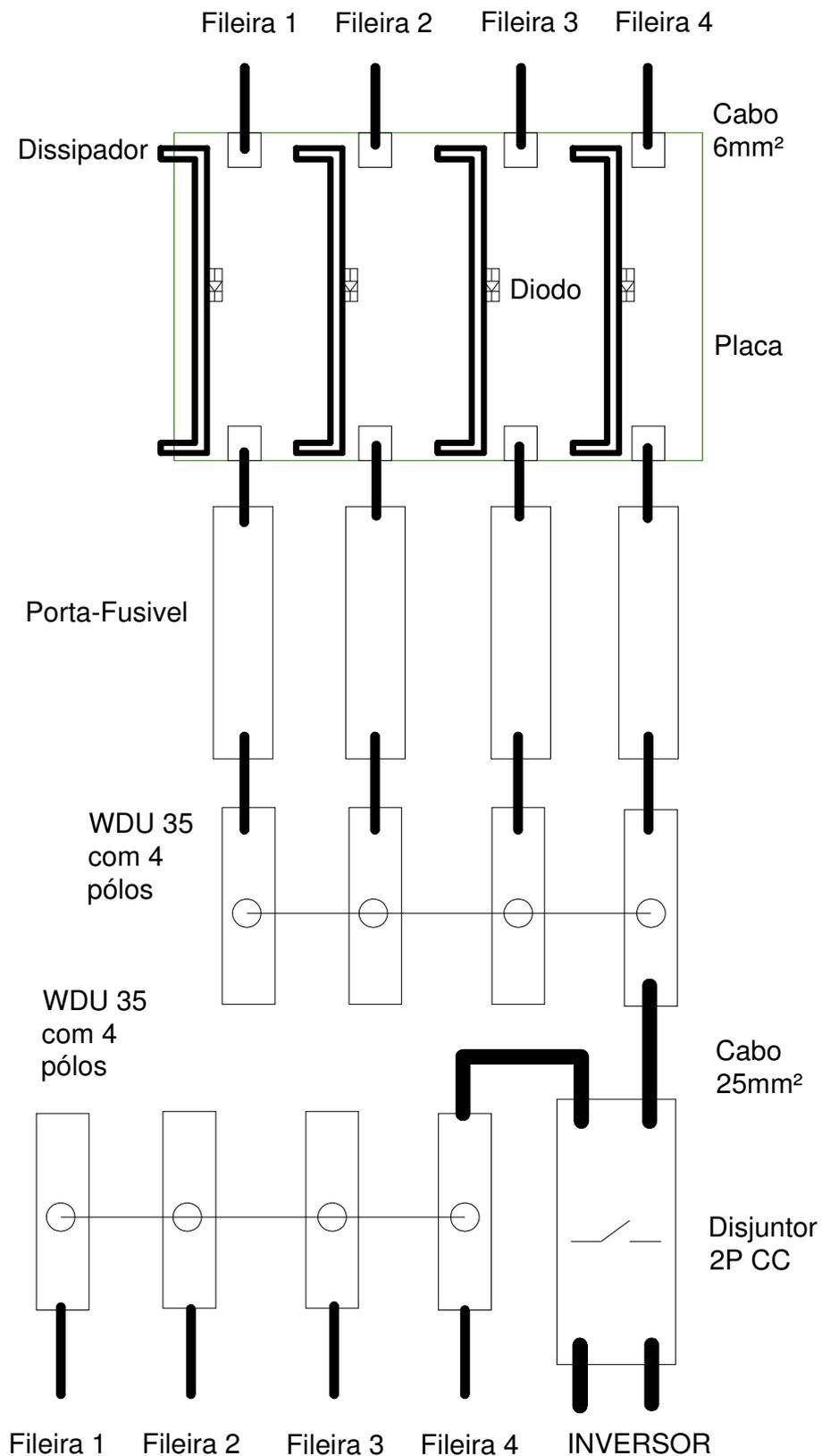
Anexo IV – Diagrama elétrico do Quadro de distribuição CC



Anexo V – Diagrama elétrico do Quadro de distribuição CA



Anexo VI – Quadro de distribuição CC utilizando conectores



Anexo VII – Quadro de distribuição CA utilizando conectores

