



Câmara Municipal de Piraí
Estado do Rio de Janeiro

Senar
Câmara Municipal de Piraí
Protocolo nº 00154

13 FEV 2017

Livro

Fis

INDICAÇÃO N° 42/2017

João Carlos Dos Santos Máximo E Luiz Fernando Colucci Júnior, Vereadores, no uso de suas atribuições, indicam ao Exmo. Senhor Prefeito Municipal que determine à Secretaria competente, que seja feito um estudo para instalação um sistema de energia solar junto aos postos de saúde, Hospital Flávio Leal, escolas e secretarias da prefeitura de Piraí, bem como a possibilidade de um incentivo ou redução de impostos junto à ANEEL- Agência Nacional de Energia Elétrica.

JUSTIFICATIVA

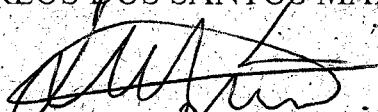
Tendo em vista a grave crise econômica, que não só o estado vive, mas também diversos municípios, com queda da arrecadação, a implantação deste sistema nos locais sugerido acima, reduzirá os custos mensais com energia em até 50%, e com a vantagem da venda do excesso de energia para a Light.

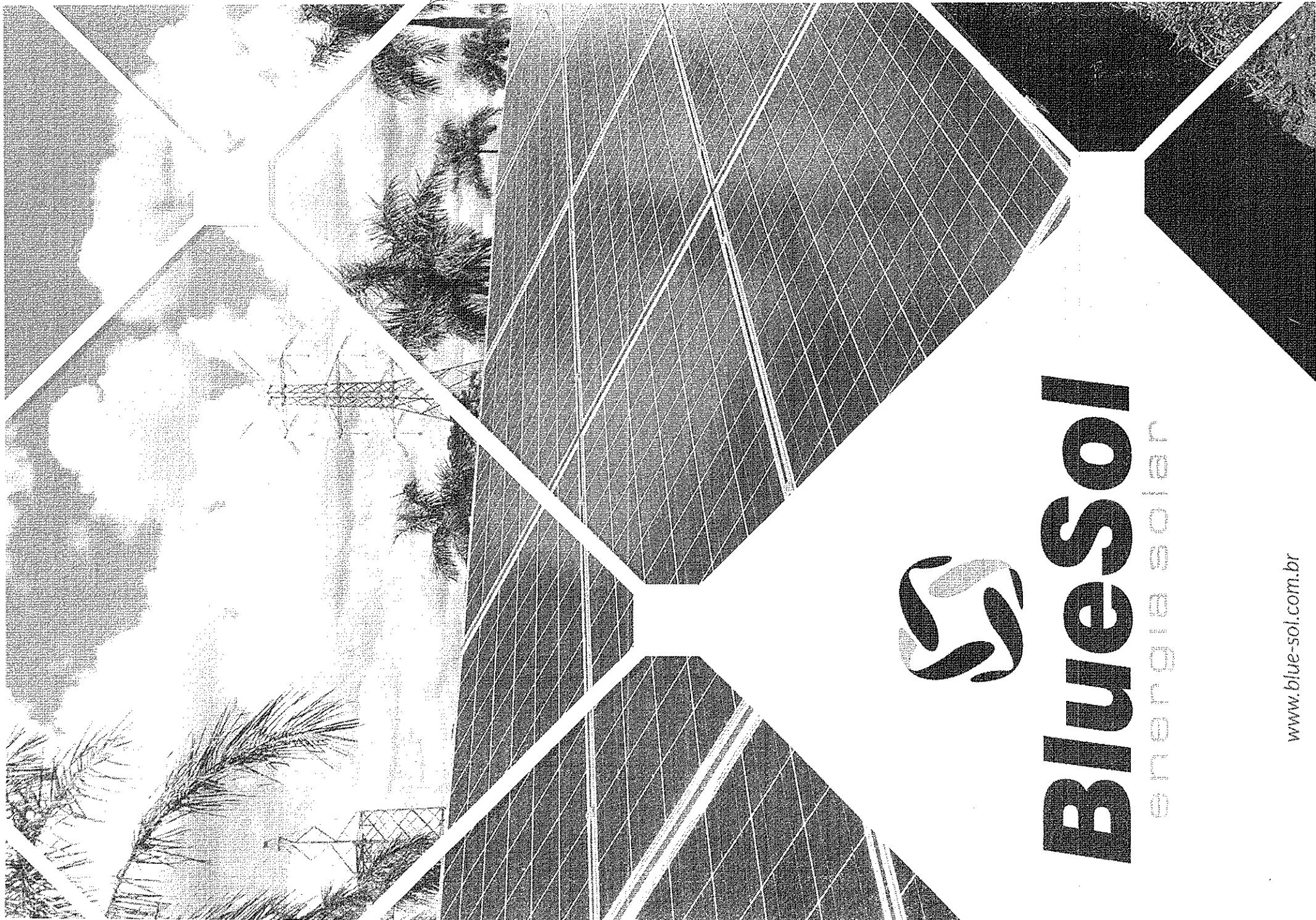
Os estudos técnicos comprovam que o sistema se paga em até sete anos a sua implantação, e com durabilidade estimada em vinte e cinco anos. Mais uma vez, Piraí sairá na frente no que diz respeito a inovação tecnológica, bem como a melhoria na gestão administrativa e financeira.

Entendendo plenamente justificada a presente proposição, aguardamos de sua Excia., o Senhor Prefeito Municipal seu pronto atendimento.

SALA DAS SESSÕES, em 13 de fevereiro de 2017.


JOÃO CARLOS DOS SANTOS MÁXIMO


LUIZ FERNANDO COLUCCI JÚNIOR
-Vereadores-



Blues Sol

www.blue-sol.com.br

7. Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede

Como, nos sistemas *on-grid*, a energia elétrica gerada é *entregue* diretamente à rede, os dispositivos de condicionamento de potência devem se adequar ao modo como a eletricidade está *fluindo* nas linhas de distribuição, copiando esse padrão e fornecendo o mesmo tipo de sinal elétrico.

Para a conexão à rede, utilizamos dispositivos e configurações específicas para tal. Veremos agora os componentes e configurações comumente utilizados em sistemas fotovoltaicos conectados à rede.

7.1. Inversores On-Grid

O dispositivo responsável pela injeção de energia na rede é o *inversor grid-tie*. Devido ao seu alto grau de sofisticação, os inversores *grid-tie* não são comparáveis aos inversores *autônomos*. Estes NÃO PODEM ser ligados diretamente às redes de distribuição, pois não possuem o mesmo controle sobre a tensão, fase e frequência que os inversores *grid-tie* possuem.

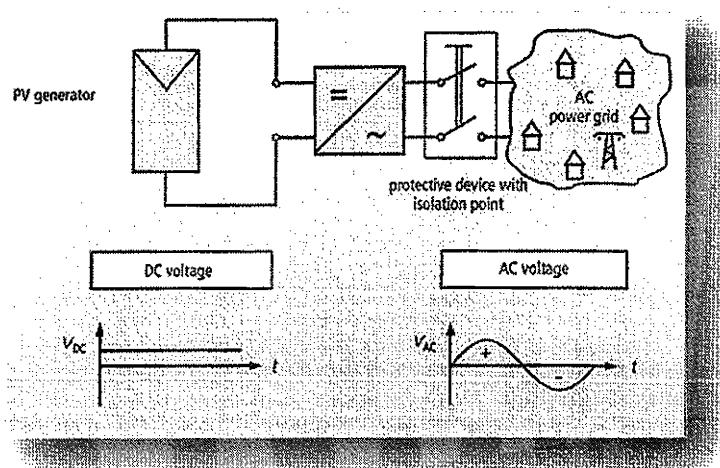


Figura 74 - Diagrama de ligação com a rede, de um sistema PV *on-grid*

Os inversores *grid-tie* são conectados à rede de duas formas:

- Diretamente à rede – onde a energia é rapidamente escoada para o sistema e utilizada pelos consumidores mais próximos.
- Através do ponto de conexão da edificação com a concessionária – onde a energia elétrica gerada é consumida pela própria edificação/residência, e somente o excedente é fornecido à rede.

Os inversores *grid-tie* para sistemas com potência-pico até 5 kWp são, geralmente, monofásicos. Para sistemas de maior potência, geralmente trifásicos. Existem tanto grandes inversores centrais trifásicos, quanto inversores monofásicos que podem ser *agrupados*, formando-se assim, um sistema trifásico.

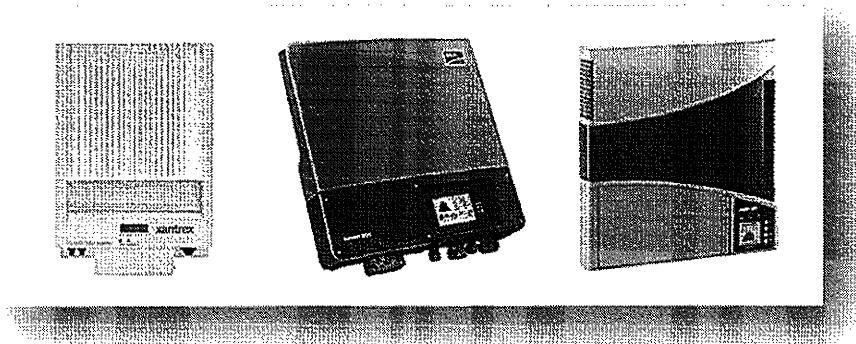


Figura 7G - Inversores Grid-Tie

Para fornecer o máximo de energia à rede, o inversor *grid-tie* deve operar no *ponto de máxima potência (MPP)* do arranjo fotovoltaico. Como o *MPP* muda de acordo às condições climatológicas, o inversor deve possuir um *sistema de seguimento do ponto de máxima potência (MPPT)* (sigla em inglês de *maximum power point tracker*), que ajusta automaticamente a tensão de entrada do inversor, de acordo à tensão *MPP* a cada instante.

São funções do inversor *grid-tie*:

1. Converter a corrente contínua, gerada pelo arranjo fotovoltaico, em corrente alternada, de acordo com funcionamento da rede de distribuição;
2. Ajustar-se ao *ponto de máxima potência (MPP)* do arranjo fotovoltaico, conseguindo o seu maior rendimento;
3. Registro Operacional, guardando/transmitido os dados durante o seu funcionamento, através de *displays*, cartões de memória, transmissão direta a computador, etc.
4. Possuir dispositivos de proteção em CC e CA, como por exemplo: proteção contra curtos-circuitos (CC/CA), proteção contra inversão de polaridade, proteção contra sobrecargas e sobre tensões, proteção para a conexão com a rede.

Fabricantes de inversores *grid-tie*:

Até 10 kWp: Aixcon, ASP, Conergy, Dorfmeiller, Elettronica Santerno, Exensis, Fronius, G & H Elektronic, Ingeteam, Kaco, Karschny, Kyocera, Magnetek, Mastervolt, Pairan, Philips, Phoenixtec, RES, Siemens, SMA, Solar-Fabrik, Solar Konzept, Solarstocc, Solarworld, Solon, Solutronic, Sputnik, Sun Power, Sunset, Sunways, Total Energy, UfE, Victron, Wiirth Solergy, Wuseltronik, Xantrex.

Acima de 10 kWp: ACE, Conergy, Elettronica Santerno, Energetica, Kaco, RES, SatCon, Siemens, SMA, Solar Konzept, Sputnik, Xantrex

7.1.1. Classificação e Tipos de Inversores Grid-Tie

De acordo ao seu modo de operação, os inversores *grid-tie* podem ser classificados em *inversores controlados/chaveados pela rede* e *inversores autocontrolados*.

7.1.1.1. Inversores Controlados/Chaveados pela Rede

A constituição básica de um *inversor controlado/chaveado pela rede* é um a de uma ponte de tiristores. O uso de inversores *tiristorizados* em sistemas de automação (ex: controladores de motores), levou ao uso de tiristores nos primeiros inversores para uso fotovoltaico. Este tipo de inversor ainda é utilizado em sistemas de grande potência. Para os sistemas menores, com potências até 5 kWp, existem poucos fabricantes que ainda utilizam essa tecnologia.

Sumário

1. Introdução	11
1.1. Arquitetura Bioclimática	11
1.2. Energia solar Fototérmica	11
1.3. Energia Solar Fotovoltaica	12
2. Sistemas fotovoltaicos	14
2.1. Classificação dos sistemas fotovoltaicos	14
2.1.1. Sistemas Isolados	14
2.1.1.1. <i>Sistemas Híbridos</i>	15
2.1.1.2. <i>Sistemas Autônomos (Puros)</i>	15
2.1.1.3. <i>Sistemas Autônomos Sem Armazenamento</i>	15
2.1.2. Componentes de Um Sistema Fotovoltaico Autônomo	16
2.1.3. Sistemas Conectados à Rede (On-Grid)	17
2.1.3.1. <i>Benefícios ao usuário</i>	17
2.1.3.2. <i>Componentes de Um Sistema Fotovoltaico Conectado À Rede (On-Grid)</i>	18
3. Radiação Solar e Efeito Fotovoltaico	20
3.1. Geometria Solar	21
3.2. Radiação Solar ao Nível do Solo	22
3.3. Medindo o Potencial Solar	24
3.3.1. Horas de Sol Pico	25

3.4. Efeito Fotovoltaico	26
3.4.1. Princípios de funcionamento	26
4. Células Fotovoltaicas	32
4.1. Tipos de Células fotovoltaicas	32
4.1.1. Silício Cristalizado	32
4.1.1.1. Silício Monocristalino	33
4.1.1.2. Silício Policristalino	33
4.1.2. Células de Película Fina	34
4.1.2.1. Silício Amorfo (a-Si)	35
4.1.2.2. Diseleneto de Cobre e Índio (CIS)	36
4.1.2.3. Telureto de Cádmio (CdTe)	37
4.1.3. Tabela de Eficiências	39
5. Módulos Fotovoltaicos	40
5.1. Características dos Módulos Fotovoltaicos	43
5.1.1. Características Físicas e Mecânicas	43
5.1.2. Características Elétricas	45
5.2. Condições de Teste e Operação	46
5.3. Associação de Módulos Fotovoltaicos	49
5.4. Sombreamento, Pontos Quentes e Diodos de Proteção	50
5.4.1. Diodos de By-Pass	51
5.4.2. Diodos de Bloqueio	54

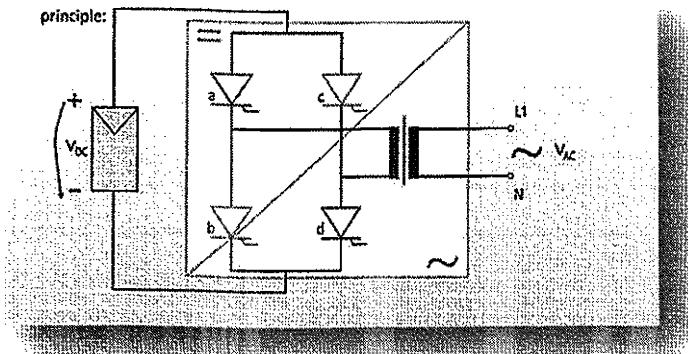


Figura 76 - Inversor chaveado pela rede com ponte de tiristores

O *inversor controlado pela rede* utiliza a frequência e tensão da rede para *chavear* os tiristores, por isso o seu nome. Se houver uma queda na rede, o inversor desliga-se automaticamente, o que faz com que esse tipo de inversor não possa funcionar de modo autônomo. Durante o seu funcionamento são gerados pulsos de corrente de onda quadrada, por isso este tipo de inversor também é chamado de *inversor de onda quadrada*.

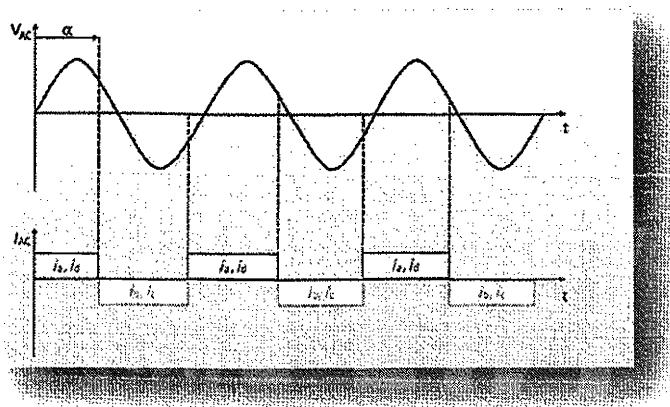


Figura 77 - Formato da tensão e da corrente de um inversor comutado pela rede

As diferenças da forma de onda senoidal da rede elétrica provocam o aparecimento de grandes distorções harmônicas e alto consumo de potência reativa. Devido a isso são utilizados filtros de saída e dispositivos para limitar os *harmônicos*. Para isolar a rede, é utilizado um transformador principal (de 50 Hz, para sistemas europeus). Nos inversores mais recentes, os pulsos são emitidos por um microprocessador. Retardando o impulso (controle por ângulo de fase) é possível implementar um sistema de *MPPT*.

7.1.1.2. Inversores Autorregulados (Auto Chaveados)

Nos *inversores autorregulados* são utilizados dispositivos semicondutores que podem ser *ligados e desligados*, em um circuito em ponte. De acordo ao nível de tensão e desempenho do sistema, podem ser utilizados os seguintes componentes:

- MOSFET (Transistores de efeito de campo de semicondutor de óxido metálico);
- Transístores bipolares;
- GTO (Tiristor de Desligamento Pela Porta – até 1kHz);
- IGBT (Transistor bipolar de porta isolada);

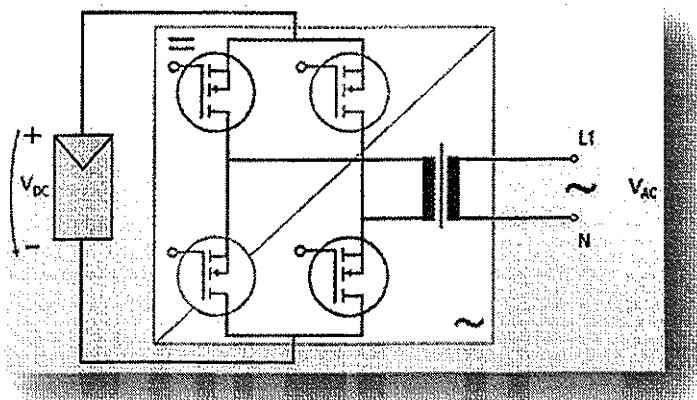


Figura 78 - Diagrama de ponte de MOSFET's em inversor auto-chaveado

Através do princípio de *modulação por largura de pulso (PWM)* estes componentes eletrônicos conseguem reproduzir muito bem uma onda senoidal.

Através do chaveamento rápido do estado dos componentes em frequências em torno de **10-100 kHz**, são formados pulsos, com duração e espaçamento semelhantes aos de uma onda senoidal. Após o uso de um *filtro passa-baixa*, teremos um sinal elétrico compatível com a rede.

Devido à alta frequência de chaveamento para a formação dos pulsos, estes dispositivos criam interferências em alta frequência, exigindo medidas de compatibilidade eletromagnética (EMC), através do uso de circuitos de proteção e blindagem. Os inversores com a marca **CE**, e que possuem certificado de Conformidade com a Comunidade Européia (**EC**) geralmente mantém os valores de **EMC** abaixo dos limites.

Os inversores auto-chaveados são adequados, a princípio, para sistemas fotovoltaicos autônomos. Se forem conectados à rede, a frequência da potência injetada deve ser sincronizada com a da rede, gerando os pulsos de chaveamento de acordo com essa frequência.

7.1.1.2.1. Inversores Auto-Chaveados com Transformador de Baixa Frequência (LF)

Nos inversores *auto-chaveados* e nos *inversores chaveados pela rede*, podem ser utilizados transformadores de baixa frequência (LF) – 50 Hz no padrão europeu para ajustar a tensão de saída com a tensão da rede. O campo magnético do transformador *isola* eletricamente o circuito CC do circuito CA.

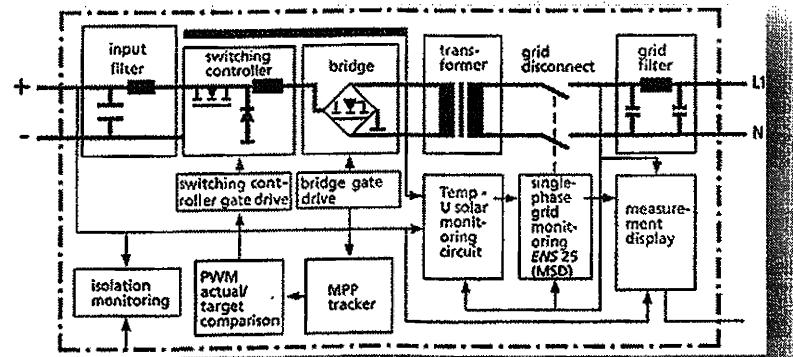


Figura 79 - Diagrama de um Inversor com transformador

Devido ao isolamento, o inversor permite que o arranjo fotovoltaico forneça tensões menores, torna desnecessário o *aterramento conjunto* do inversor e do arranjo fotovoltaico e reduz interferências eletromagnéticas.

As desvantagens são aumento da perda de potência e do tamanho e peso do inversor, fazendo com que alguns fabricantes utilizassem transformadores menores ou os eliminassem por completo.

7.1.1.2.2. Inversores com Transformadores de Alta Frequencia (HF)

Utilizando transformadores em alta frequência – 10-50 kHz, conseguem-se menores tamanhos, menores perdas, menor peso e menor custo. Entretanto, o circuito deste tipo de inversor é mais complexo, fazendo com que a diferença de preço não seja tão significativa.

7.1.1.2.3. Inversores sem Transformadores

Para potências menores, temos os inversores sem transformadores, cujas vantagens são os menores: tamanho, peso, perdas e custo. Neste tipo de inversor, a tensão de entrada dever ser maior que a tensão de pico da rede, ou deve ser elevada através de um conversor CC/CC, geralmente integrado ao circuito do inversor que, infelizmente aumentam as perdas energéticas, diminuindo a vantagem de não possuir o transformador.

Como não possuem isolamento elétrico, necessitam de severas medidas de segurança na sua instalação, exigindo a instalação de dispositivos de proteção contra corrente residual, tanto do lado CC, quanto no lado CA. Deve-se observar que, durante o funcionamento dos sistemas fotovoltaicos com inversores sem transformador, formam-se correntes residuais capacitivas de mais de 30 mA entre os módulos e a terra, o que inviabiliza o uso de Interruptores Diferenciais Residuais (IDR) comuns, que desconectam em 30 mA.

Tabela 6 - Comparaçao entre os tipos de inversores

	Com Transformador	Sem Transformador
Características	<ul style="list-style-type: none"> Tensões de entrada e saída eletricamente isoladas Muito difundido A maioria dos Inversores Centrais 	<ul style="list-style-type: none"> Tensão do arranjo PV deve ser maior que a da rede (ou usar Conversor CC/CC) A maioria dos inversores de fileira
Vantagens	<ul style="list-style-type: none"> Pode trabalhar com tensões reduzidas na entrada ($V < 120$ V) Menores interferências eletromagnéticas Não necessita de ligação equipotencial ao ponto de aterramento do arranjo PV 	<ul style="list-style-type: none"> Maior eficiência (se não tem conversor CC/CC) Menor peso Menor volume Instalação CC menor, (para os inversores de fileiras e de módulos CA)
Desvantagens	<ul style="list-style-type: none"> Perdas no transformador Maior peso Maior volume 	<ul style="list-style-type: none"> Uso de dispositivos de proteção adicionais Flutuação do ponto de funcionamento Instalação completa com Proteção Classe II Maiores interferências eletromagnéticas

7.1.1.3. Características e Propriedades dos Inversores Grid-Tie

A seguir veremos as principais características que se destacam nos inversores *grid-tie* comerciais.

7.1.1.4. Eficiência de Conversão (Conversion Efficiency) – η_{CON}

A *Eficiência de Conversão* representa as perdas na conversão direta de corrente contínua (CC), em corrente alternada (CA), compreendendo as perdas causadas pelo transformador – nos inversores que o possuem –, nos dispositivos chaveadores e o controlador, nos dispositivos de coleta de dados, etc.

$$\eta_{CON} = \frac{P_{CA}}{P_{CC}}$$

Onde:

P_{CA} = Potência de Saída Efetiva

P_{CC} = Potência de Entrada Efetiva

A *Eficiência de Conversão* é muito dependente da potência de entrada. A porcentagem também varia de acordo à tensão de entrada do inversor, um fato importante que foi desprezado por muito tempo.

7.1.1.5. Eficiência de Rastreamento (Tracking Efficiency) – η_{TR}

Os primeiros inversores *grid-tie* possuíam um controle fixo – o ponto de operação do inversor era definido para determinado nível de tensão, e qualquer ajuste em função da variação de condições meteorológicas eram mais restritos.

Os modernos inversores atuais, para sistemas fotovoltaicos conectados à rede devem garantir uma perfeita adaptação às curvas características do arranjo fotovoltaico (curvas I-V), mesmo com as variações de Irradiância e temperatura, que mudam o *Ponto de Máxima Potência (MPP)*. A capacidade do inversor de ajustar o seu ponto trabalho, é descrita pela *Eficiência de Rastreamento*.

$$\eta_{TR} = \frac{P_{CC}}{P_{PV}}$$

Onde:

P_{PV} = Potência máxima instantânea do inversor

A flutuação do ponto de operação – causada pelo indesejado *acoplamento* da frequência da rede na *parte CC* – deve ser a menor possível, efeito mais evidente nos inversores sem transformador.

7.1.1.6. Eficiência Estática (Static Efficiency) – η_{INV}

A *Eficiência Estática* é o produto da *Eficiência de Conversão* pela *Eficiência de Rastreamento* e pode ser calculada para vários regimes de carga.

$$\eta_{INV} = \eta_{CON} * \eta_{TR}$$

Geralmente, apenas a *Eficiência De Conversão* obtida durante condições nominais de operação é apresentada, como eficiência nominal, nas folhas de dados (*data-sheets*). Além disso, frequentemente, é exibida a *eficiência máxima*, que geralmente é entre 50% e 80% da potência nominal.

Essa máxima eficiência só é alcançada sob determinadas condições de Irradiância e temperatura, cujas variações são responsáveis pelo frequente funcionamento do inversor em estado parcial de carga e raramente em estado nominal. A relação entre a eficiência do inversor, tensão do arranjo fotovoltaico e o regime de carga tem alta influencia na *produção anual de energia*.

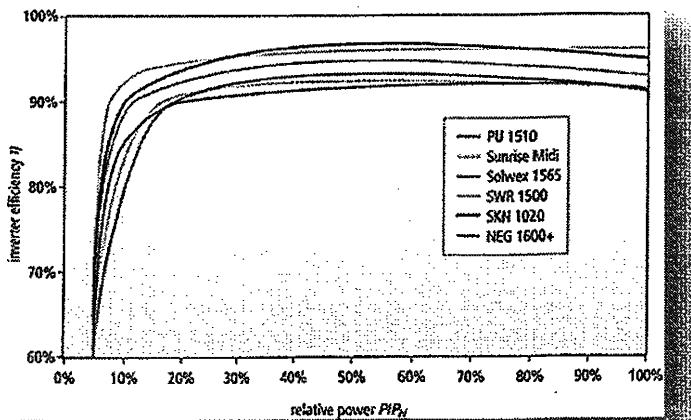


Figura 80 - Curvas característica de vários inversores (especificações dos fabricantes)

As curvas de eficiência são precisas sob determinada temperatura ambiente para o inversor e dependem da tensão de entrada.

7.1.1.7. Eficiência Européia (Euro Efficiency) – η_{EURO}

De maneira a facilitar a comparação entre inversores baseando-se na sua eficiência, foi criado um padrão europeu de medição da eficiência, a *Eficiência Europeia (Euro)*, que é calculada para um típico clima europeu. A figura abaixo mostra a frequência e a energia de diferentes *classes* de radiação solar em um ano típico na Alemanha (lembre-se que é eficiência europeia).

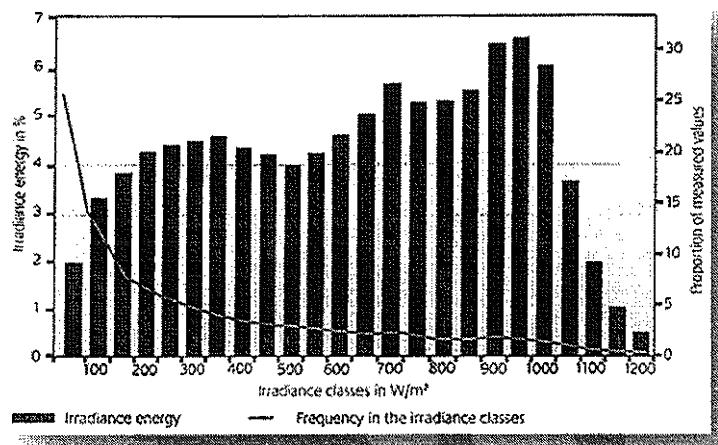


Figura 81 - Frequência e energia de diferentes classes de irradiação, baseado em um sistema inclinado em 30° em Munique, Alemanha

Observamos que, nessa região, raramente há irradiações em torno de 800 W/m², o que faz os inversores funcionarem em regime parcial. Considerando diferentes cenário de carga, a *Eficiência Euro* é calculada através da média de eficiências estáticas em 6 regimes – carga nominal e mais cinco cargas parciais:

$$\eta_{EURO} = (0,03 * \eta_{5\%}) + (0,06 * \eta_{10\%}) + (0,13 * \eta_{20\%}) + (0,1 * \eta_{30\%}) + (0,48 * \eta_{50\%}) + (0,2 * \eta_{100\%})$$

Os valores $\eta_{n\%}$ representam as eficiências estáticas – $\eta_{100\%} = 100\%$ de eficiência, $\eta_{5\%} = 5\%$ de eficiência. Os valores como 0,03 ou 0,48 representam a fração do ano em que o inversor está na eficiência indicada – em 48% do tempo estará funcionando com 50% da eficiência.

Apesar de a *Eficiência Euro* oferecer um bom parâmetro de comparação entre inversores, é um conceito não muito aplicável em território brasileiro, devido às diferenças entre as condições climatológicas e de Irradiância solar.

7.1.1.8. Comportamento em Sobrecarga

Em sistemas que não tem uma correta orientação que maximize a captação da energia solar – como sistema de integração arquitetônica (*BIPV*) – ou que estejam sujeitos a sombreamentos parciais, pode ser interessante *subdimensionar* o inversor, desde que este possua uma reação *adequada* à sobrecarga, que pode ser:

1. Variação do ponto de operação;
2. Limitação da potência;
3. Desligamento/corte;

Quando o inversor recebe uma potência superior à sua nominal, seus componentes estarão sujeitos a uma forte carga térmica, o que ativa o sistema de limitação de potência (no caso 2). Quando é atingida a temperatura limite dos componentes, alguns inversores se desligam (caso 3), outros ativam exaustores e/ou variam o ponto de trabalho. Os tipos 1 e 2 são os adequados a subdimensionamentos nas condições descritas acima.

7.1.1.9. Registro de Dados Operacionais

A maioria dos fabricantes oferecem sistemas de aquisição dos dados de operação dos inversores, geralmente integrados a estes, ou com dispositivos externos que apresentam diretamente os dados ou os envia para um computador, permitindo a avaliação dos sistemas fotovoltaicos, em muitos casos em tempo real.

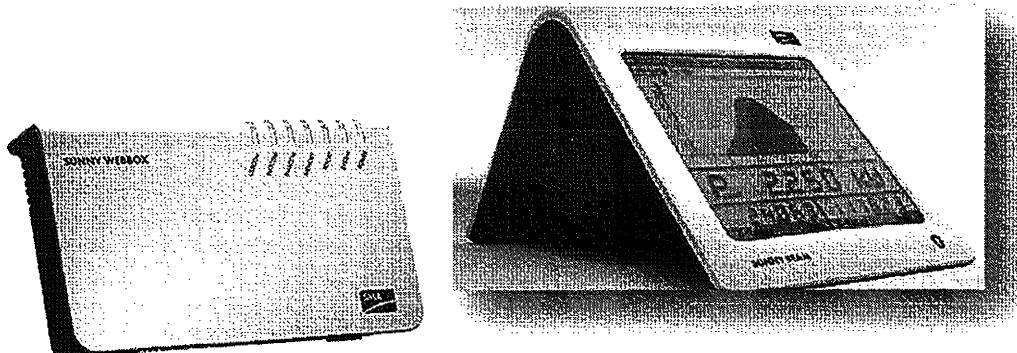


Figura 82 - Dispositivos de aquisição de dados para inversores SMA

Em geral os dispositivos coletam as seguintes informações:

- Entrada: Tensão V_{DC} , corrente I_{DC} e potência P_{DC}
- Saída: tensão V_{AC} , corrente I_{AC} , potência P_{AC} e frequência f
- Tempo de operação
- Volume de energia gerada
- Status e falhas

Os mais novos modelos possuem ainda, interfaces mais modernas, como **USB, Bluetooth e Wi-Fi**, permitindo a comunicação de um dispositivo com os que estão próximos, e a *unificação* mais simples dos dados de vários aparelhos.

7.1.1.10. Outras Características dos Inversores Grid-Tie

As tabelas abaixo demonstram as características que costumam aparecer nas tabelas de dados dos inversores *grid-tie*, e são de extrema importância na hora de escolher o melhor dispositivo para determinado sistema fotovoltaico.

Parâmetro	Símbolo	Unidade	Descrição
POTÊNCIAS			
Potência Nominal CC	P_{nDC}	W	Potência fotovoltaica para a qual o inversor foi dimensionado.
Potência Máxima Fotovoltaica	$P_{DC\ max}$	W	Máxima potência fotovoltaica que o inversor aceita.
Potência Nominal CA	P_{nAC}	W	Potência CA que o inversor pode fornecer de modo contínuo.
Máxima Potência CA	$P_{AC\ max}$	W	Máxima potência em CA que o inversor pode fornecer por tempo limitado.
Eficiência Parcial	$\eta_{5\%}$	%	Eficiência parcial com 5% da potência CC nominal.
	$\eta_{10\%}$	%	Eficiência parcial com 10% da potência CC nominal.
	$\eta_{20\%}$	%	Eficiência parcial com 20% da potência CC nominal.
	$\eta_{30\%}$	%	Eficiência parcial com 30% da potência CC nominal.
	$\eta_{50\%}$	%	Eficiência parcial com 50% da potência CC nominal.
	$\eta_{100\%}$	%	Eficiência parcial com 100% da potência CC nominal.
	$\eta_{110\%}$	%	Eficiência parcial com 110% da potência CC nominal.
Eficiência Euro	η_{EURO}	%	Veja sessão 7.1.2.4
Eficiência por diferença de temperatura	$\Delta\eta_T$	%/C	Redução da eficiência por temperatura ambiente acima de 25°C.
Fator de Potência	$\cos\phi$		Fator de controle da potência reativa, que deve ser maior que 0,9.
Potência de ativação	P_{ON}	W	Potência fotovoltaica para ligar o inversor.
Potência de desativação	P_{OFF}	W	Potência fotovoltaica onde o inversor é automaticamente desligado.
Potência em Stand-By	$P_{STAND-BY}$	W	Energia (da rede) consumida pelo inversor em modo de espera, antes de entrar no modo noturno.
Potência noturna	P_{NIGHT}	W	Energia (da rede) consumida pelo inversor em modo noturno.
TENSÕES			
Tensão CC Nominal	V_{nDC}	V	Tensão fotovoltaica para a qual o inversor foi desenvolvido.
Faixa de Tensões MPP	V_{MPP}	V	Intervalo de tensões de entrada onde o inversor segue o ponto de máxima potência
Tensão CC Máxima	V_{DCmax}	V	Tensão fotovoltaica máxima que o inversor suporta.
Tensão de desligamento	V_{DCoff}	V	Mínima tensão fotovoltaica para a qual o inversor ainda opera.
Faixa de Tensão CA	V_{AC}	V	Faixa de tensão da rede em que o inversor opera, se ajustando automaticamente.
Tensão CA Nominal	V_{nAC}	V	Tensão nominal do inversor, que para os padrões europeus é 230 V.
CORRENTES			
Corrente CC Nominal	I_{nDC}	A	Corrente fotovoltaica para a qual o inversor é dimensionado.

Corrente DC Máxima	I_{DCmax}	A	Máxima corrente fotovoltaica que o inversor suporta na entrada.
Corrente CA Nominal	I_{nAC}	A	Máxima corrente que o inversor injeta na rede de distribuição de modo contínuo.
Corrente CA Máxima	I_{ACmax}	A	Injetada na rede em curto período.
Fator de Distorção Harmônica	K	%	Fator de qualidade da corrente e/ou tensão injetada na rede. Calculada a partir da razão entre o valor RMS das componentes harmônicas e a fundamental. Deve ser inferior a 5%.
OUTROS			
Nível de Ruido		dB(A)	De acordo ao tipo e classe de desempenho, vários níveis de ruído em operação podem ser gerados, o que dever ser considerado na escolha do local de instalação.
Dimensões/Volume	h, l, w	m ou mm	Altura (height), largura (width), profundidade (length).
Faixa de temperatura	T	°C	Em relação à classe de desempenho e tipo, há várias faixas de temperatura de funcionamento, que devem ser consideradas na hora da escolha do inversor.

7.2. Painel Fotovoltaico Para Sistemas On-Grid

A configuração elétrica do painel fotovoltaico está intimamente ligada à forma de trabalho do inversor *Grid-Tie* escolhido para o projeto do sistema.

A configuração mais comum atualmente é a de *alta tensão de entrada* para os inversores sem transformador. Os inversores de fileira (*string-inverters*), com potências nominais entre 1 kWp e 3 kWp, que requerem fileiras (*strings*) com associações de 6 a 18 módulos, são os mais utilizados em instalações residenciais ou comerciais de pequeno e médio porte. Deve ser levada em consideração a tensão máximamente suportável pelos módulos que é, geralmente, em torno de 600 V.

Os painéis fotovoltaicos para inversores sem transformador necessitam de um sistema de proteção elétrica mais aprimorado, mas alguns fabricantes já incorporam em seus produtos essas proteções, ficando para a equipe de instalação montar as caixas de junção de fileiras ou painéis.

7.2.1. Caixas de Junção

Essas caixas estanques terão em seu interior todos os elementos de proteção das fileiras e módulos:

- Fusíveis, que protegerão os cabos de excessos de corrente.
- Diodos de bloqueio, que protegerão as fileiras e módulos em casos de sombreamento parcial.
- Dispositivos de proteção contra surtos, imprescindíveis tanto do lado CC (painel fotovoltaico), quanto do lado CA (rede de distribuição).
- Interruptor DC, que permita o desligamento do painel ou fileira para tarefas de manutenção.

Para facilitar a conexão dos módulos em um painel, alguns fabricantes de materiais elétricos possuem entre seus produtos, caixas de junção prontas. Estas caixas de junção já vêm com todos os elementos de

proteção, dentro de uma caixa estanque, que está de acordo às várias normas internacionais.

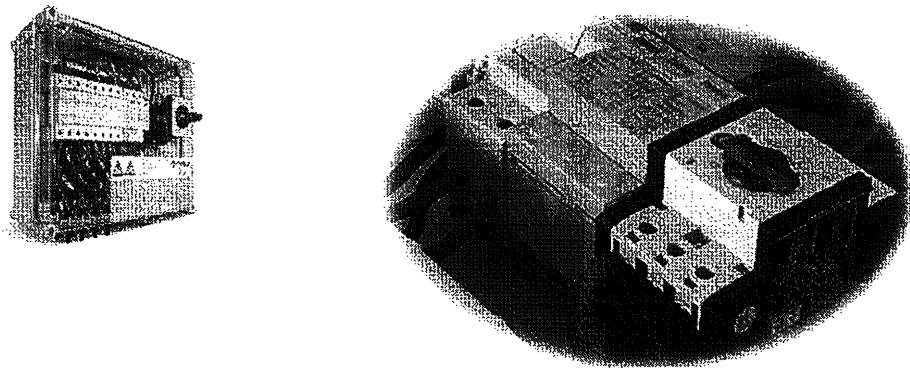


Figura 83 - Caixa de junção comercial

As caixas de junção podem ser de fileiras (string-box) ou de painel/arranjo (array-box) e já possuem os terminais para a conexão direta dos cabos, utilizando os conectores padrão MC3, MC4 ou Tyco. A grande maioria já possui o interruptor geral DC.

7.2.2. Configurações e Conceitos

Os sistemas fotovoltaicos *on-grid* são limitados pela área disponível. Isto quer dizer que, durante a concepção do sistema, é possível a arquitetura de sistemas de qualquer tamanho e capacidade. Nos países que possuem incentivos à inserção de energias renováveis, a capacidade instalada pode influenciar no *preço da eletricidade*, o que faz os projetistas tomarem cuidados especiais quanto à potência instalada.

Vejamos agora alguns conceitos de sistemas fotovoltaicos, que podem ser utilizados como base para vários projetos.

7.2.2.1. Sistemas com Inversor Central

Nos sistemas com inversor central, um único inversor *toma conta* do arranjo fotovoltaico. Podem ser classificados de acordo à forma como o inversor (ou inversores) são integrados ao projeto.

7.2.2.1.1. Sistema com baixa tensão de entrada (<120 VCC)

É utilizado com inversores com transformador. As correntes elétricas são maiores, mas as tensões são menores. Por possuírem fileiras com menos módulos, são menos prejudicados pelos sombreamentos parciais. Devido à grande quantidade de fileiras em paralelo, tem maiores perdas de corrente e demandam cabeamento com maior seção transversal.

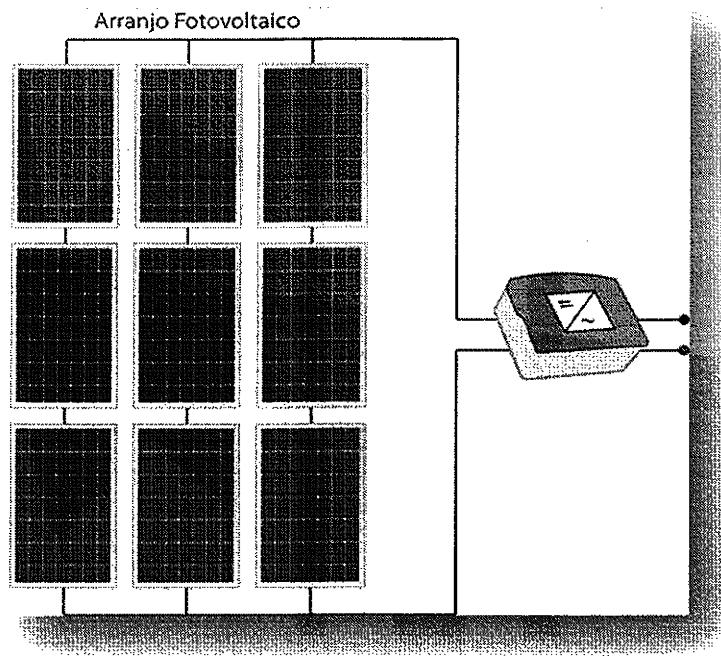


Figura 84 - Sistema com Inversor central com transformador.

7.2.2.1.2. Sistemas com Alta Tensão de Entrada (>120 VCC)

Utilizado com os inversores sem transformador. As tensões são maiores, com maior risco de choque elétrico. As correntes são menores, o que reduz as perdas por efeito Joule e a *bitola* dos cabos.

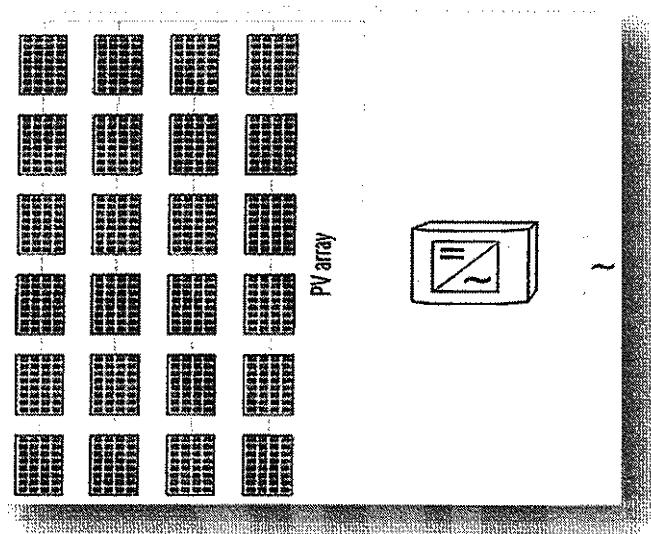


Figura 85 - Sistema com alta tensão de entrada (120 VCC)

Neste tipo de configuração é necessário sistemas de proteção **Classe II**, devido à ausência do isolamento proporcionado pelo transformador. Também sofrem mais com os sombreamentos parciais, pois as fileiras são muito longas, e caso um módulo venha a receber sombra, uma parcela muito grande da potência do painel deixa de ser gerada (a fileira inteira pode funcionar abaixo do esperado).

7.2.2.1.3. Sistema Mestre-Escravo (Master-Slave)

No caso de sistemas grandes, é possível o uso de vários inversores que entram em funcionamento de acordo ao nível de Irradiância Solar. Um dos inversores está ligado o tempo todo e, à medida que aumenta o potencial solar, ativa os demais inversores, que também são desativados em caso de baixa Irradiância. Para evitar o excessivo desgaste de apenas um inversor, acontece automaticamente um revezamento de qual inversor é o máster.

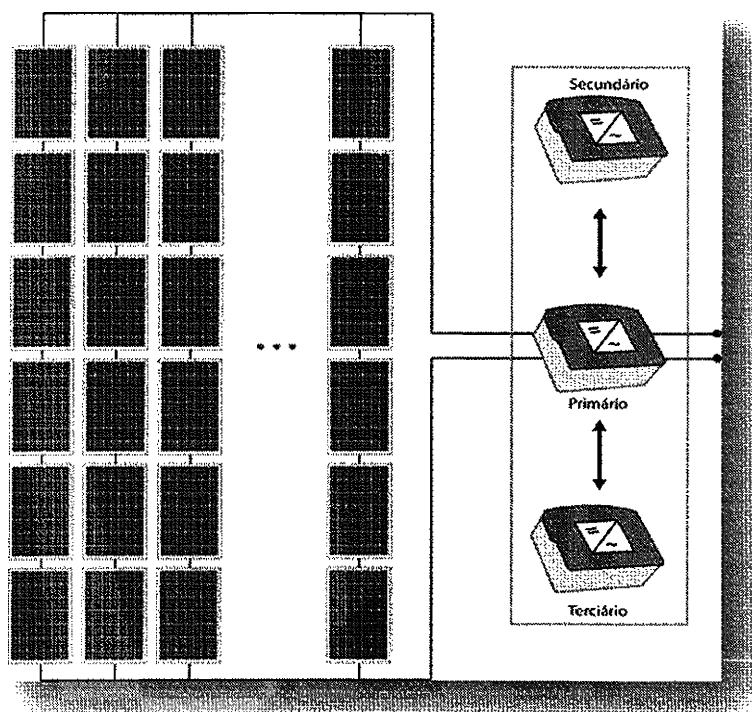


Figura 85 - sistema com configuração master-slave

7.2.2.2. Sistemas de Grupos de Módulos

No caso de arranjos com painéis de diferentes orientações, inclinações ou sombreamentos parciais, é recomendável o uso de um inversor para cada grupo, o que permite um melhor aproveitamento das condições de irradiação. As principais vantagens desse tipo de sistema são listadas a seguir:

- Omissão da caixa de junção PV
- Omissão do cabo principal DC
- Redução no cabeamento para as ligações em série

Os inversores são instalados, geralmente, próximos aos painéis. Devido a isso devem ter alto grau de proteção – IP65. Mesmo considerando-se essa proteção, as condições de climáticas mais adversas podem causar falhas e diminuir a vida útil dos inversores. Por isso é recomendável que sejam instalados em local protegido da radiação solar direta e de outras intempéries.

A utilização de inversores de grupos de módulos facilita a instalação dos sistemas fotovoltaicos e reduz, em certos casos, os custos de instalação.

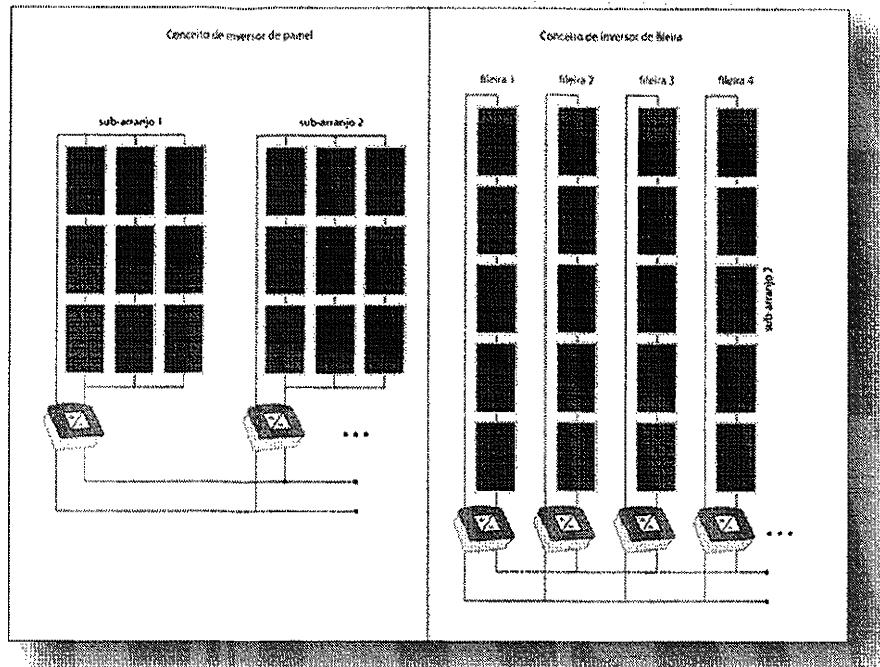


Figura 87 - Sistemas de Grupos de módulos

Sistema até 3 kWp são, em sua grande maioria, concebidos no conceito de grupos (ou cadeias) de módulos, utilizando inversores de fileiras (*string-inverters*).

7.2.2.3. Sistemas com Módulos CA

Nesse tipo de sistema é utilizado um inversor para cada módulo, constituindo um *módulo CA*, já disponível no mercado. Existem inversores de tamanho reduzido o bastante para caber na caixa de conexão do módulo. Cada módulo tendo seu próprio inversor permite que trabalhem em seu ponto de máxima potência individualmente, o que não acontece em outras configurações. Outra vantagem está na modularidade, que permite uma expansão do sistema que em outros conceitos não seria tão simples.

Como desvantagem dos módulos CA, podemos citar a menor eficiência dos micro-inversores em relação aos de grupos de módulos e seu preço ainda proporcionalmente superior ao dos inversores convencionais. Esse conceito é interessante para o caso de sistemas fotovoltaicos integrados à arquitetura em que são mais comuns os sombreamentos parciais.

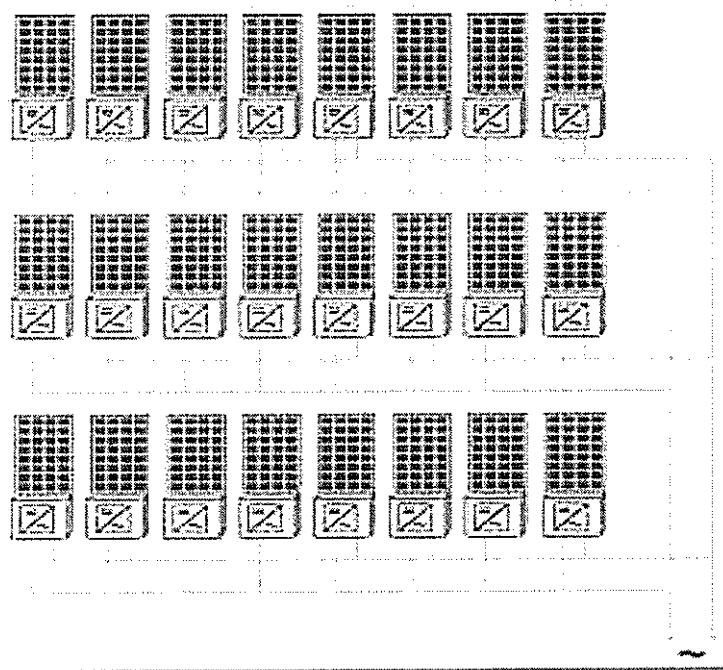


Figura 88 - sistemas com módulos CA

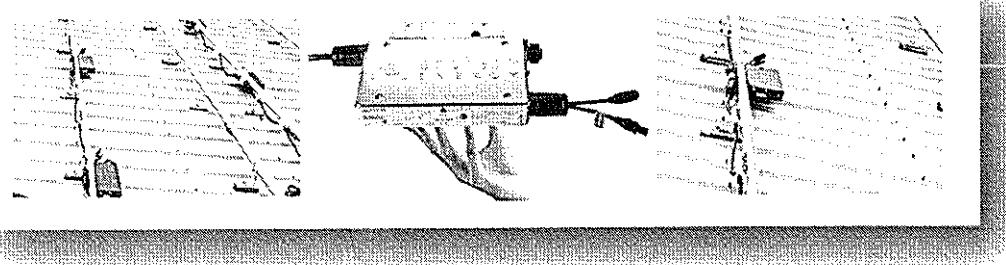


Figura 89 - Micro inversores para módulos PV



Sistemas Fotovoltaicos Autônomos

www.blue-sol.com.br

8. Sistemas Fotovoltaicos Autônomos

Um sistema fotovoltaico isolado (off-grid) é aquele que não está em contato com a rede elétrica da concessionária. Um sistema isolado pode ser feito numa cidade sem problema algum. O “isolado” do nome diz respeito também ao afastamento da rede elétrica.

8.1. Painel Fotovoltaico

O painel fotovoltaico para sistemas autônomos é configurado para fornecer tensões entre 12 e 48 volts, sendo as tensões de 12 V e 24 V as mais comuns, enquanto a tensão de 48 Volts é utilizada em sistemas maiores. O painel é dimensionado para fornecer o potencial elétrico para um dia médio de uso. Essa energia será armazenada em baterias ou utilizada imediatamente, no caso dos sistemas fotovoltaicos sem armazenamento.

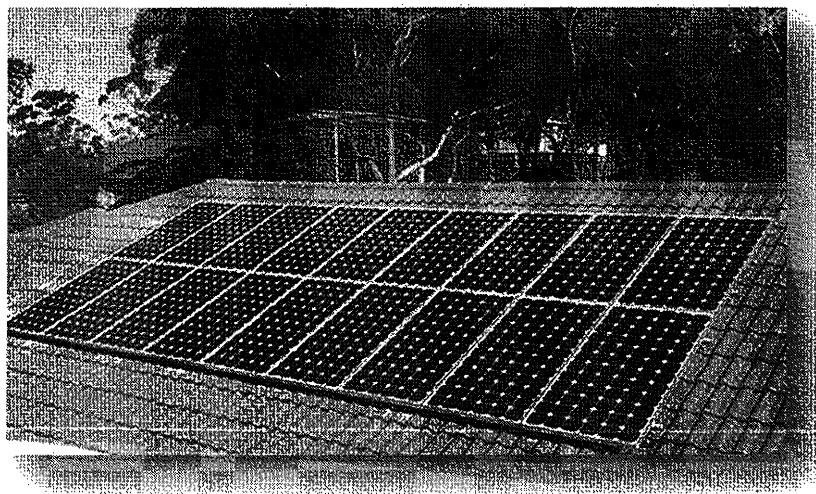


Figura 90 - Painel fotovoltaico 24 V de sistema autônomo

Geralmente são utilizados módulos de 36 ou 72 células, que tem as tensões nominais adequadas para os controladores de carga sem MPPT. Além disso, os módulos para sistemas isolados, não possuem, em sua grande maioria, cabos de conexão com conectores padrão.

8.2. Banco de baterias

Um banco de baterias é constituído por uma quantidade calculada de elementos conectados em série e/ou paralelo, que fornecerão a potência demandada pelas cargas, no período de autonomia em que devem funcionar sem receber recarga do arranjo fotovoltaico nos dias sem insolação.

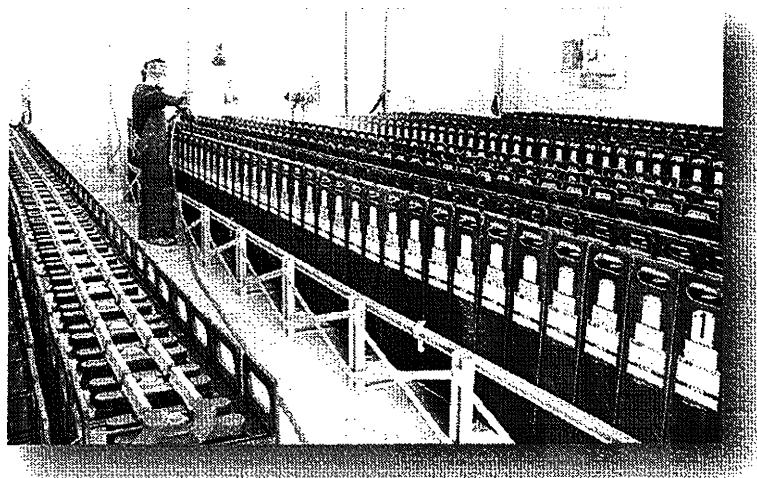


Figura 81 – Banco de baterias em uma grande central PV

8.2.1. Funções do banco de baterias

Em sistemas isolados, a baterias tem as seguintes funções:

- **Autonomia:** essa é a função mais importante, que é suprir a energia para os consumos, quando o painel não é capaz de gerar energia suficiente. Isso acontece todas as noites, e também nos períodos chuvosos ou nublados, que podem varia durante o dia.
- **Estabilizar a tensão:** os módulos fotovoltaicos tem uma grande variação de tensão, de acordo à irradiação recebida. A conexão de cargas de consumo diretamente aos módulos pode expô-los a tensões muito altas ou muito baixas para o seu funcionamento. As baterias possuem uma faixa de tensões mais estreita que os módulos fotovoltaicos, e garantirão uma faixa de operação mais uniforme para as cargas.
- **Fornecer correntes elevadas:** a bateria opera como um *buffer*, fornecendo correntes de partida elevadas. Alguns dispositivos (como motores) requerem altas correntes (de 4 até 9 vezes a corrente nominal) para iniciar o seu funcionamento, estabilizando e utilizando correntes mais baixas depois de alguns segundos. Outros dispositivos mais vorazes entrarão em funcionamento por curto período de tempo, mas consumirão muita potência. As baterias fornecerão essa alta potência momentânea, e serão carregadas lentamente pelo painel fotovoltaico durante o dia.

8.2.2. Baterias para Sistemas Fotovoltaicos

As baterias para uso fotovoltaico costumam ser de chumbo-ácido ou de níquel-cadmio. As baterias de níquel-cádmio suportam descargas maiores e tem maior vida-útil, mas seu alto custo e baixa disponibilidade as tornam viáveis em sistemas muito específicos que necessitam de alta confiabilidade.

Outros tipos de baterias, como as de íons de Lítio, não são viáveis para sistemas fotovoltaicos, devido à capacidade dos bancos de baterias para essa aplicação. É a relação custo-benefício que faz com que as baterias de chumbo-ácido sejam as escolhidas para a maioria dos sistemas PV isolados.

Como são as mais utilizadas, as baterias de chumbo-ácido serão o objeto do nosso estudo a partir de agora.

8.2.2.1. Constituição e funcionamento de uma Bateria de Chumbo Ácido

Baterias de chumbo-ácido são constituídas de *células* individuais – também chamadas de pilhas – com tensão nominal de 2 V cada uma, que nas baterias em monobloco são ligadas em série para alcançar a tensão nominal.(6 células constituem uma bateria de 12 volts).

Cada *célula* é constituída basicamente por duas placas de metais diferentes (uma positiva, outra negativa) isoladas por separadores e imersas em uma solução aquosa de ácido sulfúrico (H_2SO_4). As placas são eletrodos de chumbo em formato de grade com a função de *segurar a matéria ativa* e conduzir a corrente elétrica. É a *matéria ativa* porosa que armazena a energia, com sua estrutura esponjosa fornecendo área de superfície para a reação eletroquímica. Na bateria carregada, a matéria ativa da placa negativa é o *chumbo* (*Pb*) e a matéria ativa da placa positiva é o *dióxido de chumbo* (*PbO₂*).

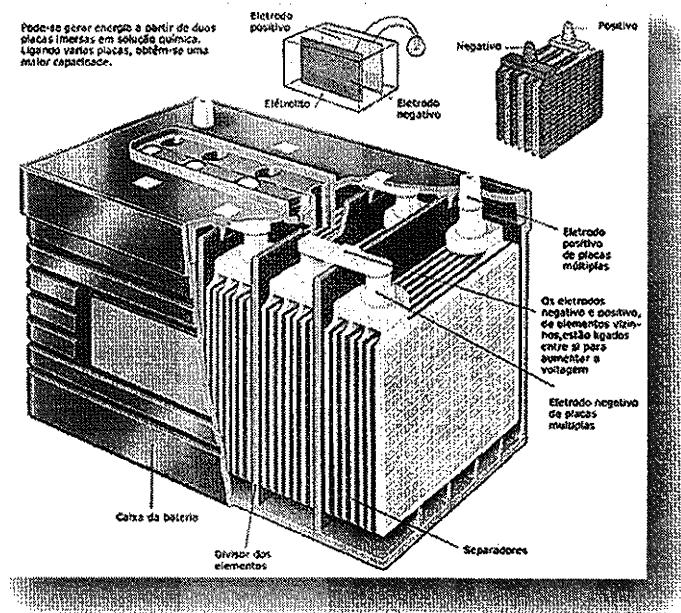


Figura 92 - Bateria de chumbo-ácido

Ao se fechar um circuito, os elétrons fluem do polo negativo para o polo positivo, provocando uma reação química entre as placas e o ácido sulfúrico, que leva à formação de *sulfato de chumbo* (*PbSO₄*) nas duas placas – reação chamada de dupla *sulfatação* – que consome o ácido, tornando o eletrólito mais aquoso, processo que pode ser medido com um *densímetro*.

Tabela 7 - Estado de carga de uma bateria pela densidade do eletrólito.

Estado de Carga	Densidade do Eletrólito
100% (plena carga)	1,225 g/cm ³
90%	1,216 g/cm ³
80%	1,207 g/cm ³
70%	1,198 g/cm ³
60%	1,189 g/cm ³
50%	1,180 g/cm ³
40%	1,171 g/cm ³
30%	1,162 g/cm ³
20%	1,153 g/cm ³
10%	1,444 g/cm ³
0% (descarga total)	1,135 g/cm ³

Quando o sistema PV recarrega a bateria, os elétrons fluem em sentido contrário – do polo positivo para o polo negativo – revertendo a reação química. O processo não é totalmente reversível, pois pequenas quantidades de sulfato de chumbo não se dissolvem, processo chamado de *sulfatação* que aumenta à medida que os ciclos de carga e descarga acontecem, diminuindo a capacidade da bateria. Quanto maior

for a *profundidade de descarga* – o nível de reação química que acontece durante a descarga, antes que a bateria volte a ser carregada – maior será a perda de capacidade. Com profundidades de descarga menores, mais *ciclos* de carga e descarga a bateria suportará.

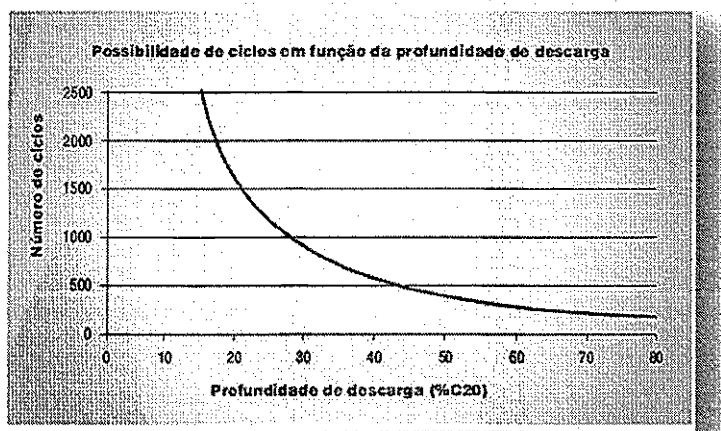


Figura 93 - Expectativa de vida útil de uma bateria pela profundidade de descarga

A resistência interna de uma bateria de chumbo-ácido varia de acordo à carga, sendo maior quando a bateria está descarregada devida à menor concentração de ácido no eletrólito e à presença do sulfato de chumbo nas placas. À medida que a bateria vai sendo carregada, a sua resistência interna diminui, fazendo com que a bateria *aceite* melhor a carga. Por isso uma bateria com menor profundidade de descarga durante o ciclo é recarregada mais rapidamente.

Quando atinge a tensão final de carga nas células, a bateria deve ser *desconectada do carregador*, pois se inicia um processo de eletrólise da água presente no eletrólito que leva a dois inconvenientes:

1 – Perda de água, que faz o ácido se concentrar mais, se tornando nocivo às placas até a secagem total que determinaria o fim da bateria.

2 – Liberação de oxigênio e hidrogênio. Esse último, mesmo em pequenas proporções torna o ambiente potencialmente explosivo, o que faz com que os bancos de baterias devam ser instalados em locais ventilados. O hidrogênio é 14 vezes mais leve que o ar e pode se acumular em frestas.

Tabela 8 - Estado de carga de uma bateria pela tensão entre os terminais

Estado de carga	Tensão em Circuito Aberto
100% (plena carga)	12,72 V
90%	12,48 V
80%	12,42 V
70%	12,30 V
60%	12,18 V
50%	12,06 V
40%	11,88 V
30%	11,76 V
20%	11,58 V
10%	11,34 V
0% (descarga total)	10,50 V

8.2.2.2. Tipos de Baterias de Chumbo-Ácido

De acordo ao tipo de eletrólito e a tecnologia de construção das placas, as baterias de chumbo ácido pode ser classificadas em:

- **Baterias de Eletrólito Líquido:** as baterias mais comuns em instalações fotovoltaicas, são compostas pelas placas e pelo eletrólito em estado líquido. Essa é a concepção das baterias automotivas, produzidas em larga escala, por isso são as mais baratas e facilmente encontradas no mercado. Nas baterias automotivas, chamadas de baterias de partida ou **SLI**, sigla em inglês para *Starting-Lighting-Ignition*, os eletrodos positivos e negativos são **grades** onde são depositados as matérias ativas, chumbo e dióxido de chumbo. Essas baterias utilizadas para a partida de motores — que requerem altas correntes (até 200 A) por alguns segundos — não são adequadas para sistemas fotovoltaicos, pois são construídas para fornecerem apenas uma fração da sua capacidade (até 10%) em descargas muito altas e períodos muitos curtos. Suas placas são mais finas e em maior número, além do eletrólito possuir maior teor de ácido. Se forem submetidas a profundidade de descarga maior que 50%, podem falhar em poucos dias.

As baterias para sistemas fotovoltaicos são desenvolvidas para funcionamento intermitente. Diferenciam-se das anteriores pela sua capacidade de suportar muitos ciclos de descarga, com descarga profunda. Possuem placas com mais *matéria ativa* e em menor número, e o ácido é menos concentrado. Devido a esses fatores, esse tipo de bateria não é recomendado para a partida de motores, ou mesmo para uso em veículos elétricos.

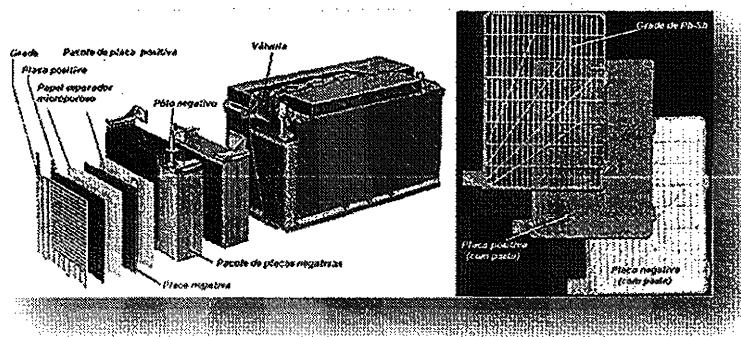


Figura 94 - Bateria de eletrólito líquido

- **Baterias de Eletrólito Imobilizado:** possuem o eletrólito imobilizado, seja na forma de gel (com a adição de dióxido de silício), ou pelo sistema AGM (*Absorbed Glass Material*), nas quais o eletrólito está em forma cristalina envolto em *esponjas* de fibra de vidro.

Ao contrário das baterias de eletrólito líquido, as baterias de eletrólito imobilizado não necessitam serem instaladas em locais ventilados, pois são fechadas e possuem um sistema com válvula de segurança que limitam a saída dos gases liberados em casos de sobrecargas, por isso são chamadas também de **baterias de chumbo-ácido reguladas por válvula** (VRLA, do inglês: *Valve Regulated Lead Acid*). Não requerem a reposição de água, por isso são seladas e não necessitam de manutenção. Os controladores de carga devem ser específicos ou ajustados para trabalhar com as baterias de eletrólito imobilizado, pois estas não podem receber sobrecargas. São baterias com grande vida útil, geralmente o dobro da vida útil das baterias de eletrólito líquido, sob as mesmas condições de profundidade de descarga. Devido a tais características, são mais caras que as baterias comuns.

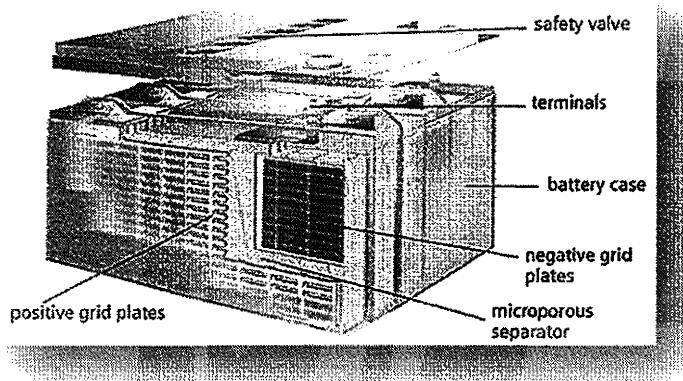


Figura 95 - Bateria de eletrolito imobilizado (VRLA)

- **Baterias Estacionárias de Placa Tubular (OPzS e OPzV):** são as baterias certas para sistemas robustos, de uso permanente em períodos entre 10 a 20 anos.

Podem ser do tipo **OPzS**, sigla em alemão (*Ortsfeste Panzerplatte Spezial*) que significa **Placa Tubular Estacionária Especial**, com eletrolito líquido e separadores especiais; ou do tipo **OPzV** (*Ortsfeste Panzerplatte Verschlossen*) que significa **Placa Tubular Estacionária Selada**, que tem eletrolito em gel e reguladas por válvula.

A diferença entre essas baterias e as anteriores está na forma dos eletrodos positivos, que são tubulares, com *tubos* permeáveis em torno das *varetas*, através dos quais circula o eletrolito. Esses tubos mantêm a matéria ativa confinada, evitando alguns dos efeitos do envelhecimento das baterias (veja 8.2.4), aumentando o tempo de vida das baterias.

Estas baterias tem vida útil muito superior às baterias comuns, mas são mais volumosas, mais pesadas e tem maior custo de instalação, inclusive nos preços comerciais muito superiores a outros tipos de baterias.

As baterias **OPzS** necessitam de manutenção em períodos de 6 meses a 3 anos, enquanto as baterias **OPzV** não requerem manutenção durante a sua vida útil.

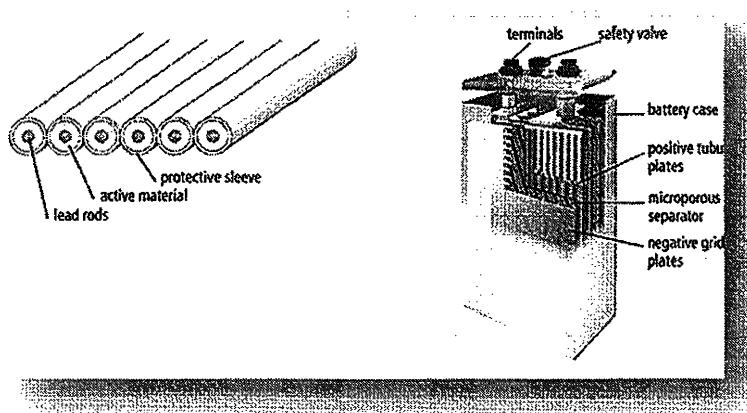


Figura 96 - Eletrodos positivos de uma bateria OPzS

- **Baterias de Bloco com Placas Positivas Planas (Blocos OG):** as baterias **OGi** (do alemão: *Ortsfeste Gitterplatten*, que significa: Placas Estacionárias Radiais) são do tipo estacionária, com os eletrodos positivos em formato de placa plana com uma configuração que está entre a das baterias de grade e as baterias de eletrodo tubular. As *varetas* encaixadas em um protetor comum, que possibilita a fabricação de placas planas mais baratas que as tubulares, mas com vida útil muito maior. Os eletrodos negativos de uma *bateria de bloco* são em formato de grade.

As baterias **OGi** alcançam **1300** ciclos com profundidade de descarga de 75% e **4500** ciclos com 30% de Pd. Devido à grande *reserva* de ácido no vaso, a manutenção será necessária em períodos entre 3 a 5 anos. São muito utilizadas nos sistemas PV autônomos na Europa, pois conseguem ser recarregadas mesmo com baixas correntes.

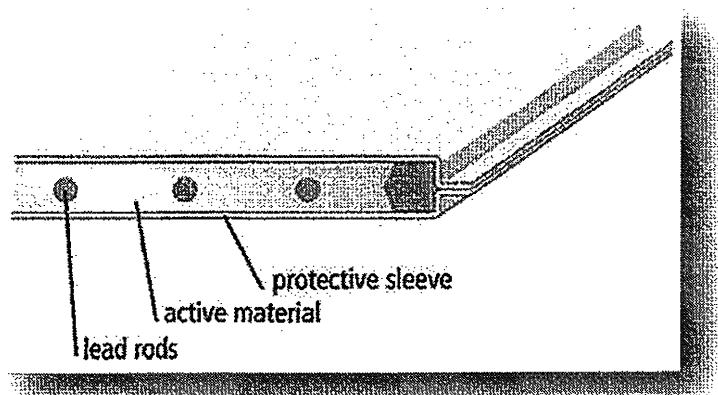


Figura 97 - Placa positiva de bateria OGi

As baterias estacionárias podem ser disponibilizadas em monobloco (quando os vasos que compõem a bateria estão dentro de uma carcaça única) ou em vasos independentes (quando temos vários vasos, geralmente transparentes que devem ser ligados em série para alcançar a tensão nominal). Os vasos tem maior capacidade de carga (em Ampère hora), mas a tensão é menor (2 volts nominais, nas baterias de chumbo-ácido) e são os mais indicados para sistemas muito grandes. As baterias especiais para sistemas fotovoltaicos (**OPzS**, **OPzV** e **OGi**) são disponibilizadas, geralmente, em formato se vasos transparentes. Baterias especiais, pela sua tecnologia, são desenvolvidas para vida útil entre 10 e 20 anos. As baterias monobloco tem vida útil entre 2 e 5 anos.

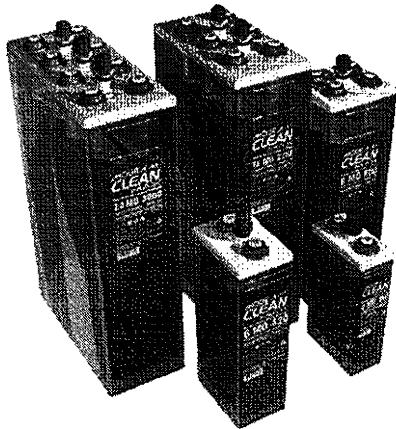


Figura 98 - Vaso de 2V e bateria monobloco de 12V

É possível, mas não é recomendável, a conexão de baterias em paralelo para aumento de corrente. Como os elementos podem ter envelhecimento não uniforme, podem surgir correntes parasitas entre as baterias. Em instalações de baixa potência, esse efeito não é tão nocivo quanto em instalações de alta potência. Recomenda o número máximo de 6 conexões em paralelo. Por motivo de segurança, recomenda-se pelo menos 2 blocos em paralelo.

8.2.3. Desempenho e Características das Baterias de Chumbo-Ácido

Vejamos alguns termos relativos às baterias que devemos considerar, no momento de projetar um banco de baterias:

- **Carga/Descarga:** processo de conversão da energia elétrica em energia química e vice versa.

Durante o processo de carga a tensão da bateria aumenta gradativamente e, depois de certo valor, inicia-se o processo de *gaseificação* (eletrólise e liberação dos gases). Próximo da tensão de gaseificação, o fabricante determina o valor máximo de tensão para a carga da bateria, depois do qual o processo de carga é interrompido. Essa é a função do Regulador de Carga, que aplica ainda a tensão correta de acordo à temperatura ambiente.

À medida que a bateria se descarrega a tensão diminui. Cai rapidamente no início devido às perdas ôhmicas, depois cai continuamente até o fim da carga, quando cai rapidamente e atinge o valor limite a partir do qual a concentração do ácido diminui muito e começam os efeitos nocivos da sulfatação (citado abaixo).

- **Capacidade:** é a quantidade de carga elétrica que uma bateria pode fornecer até ficar totalmente descarregada. A capacidade é o produto da descarga constante (I_n) pelo tempo de descarga (t_n):

$$C_n = I_n * t_n.$$

É a forma e o número de *pilhas* ligadas em paralelo que determinam a capacidade de uma bateria. Esse valor depende da temperatura de operação, da tensão final e principalmente da corrente de descarga. Com correntes de descarga menores, a deposição do sulfato nas placas acontece vagarosamente, o que permite maior *penetração* do sulfato. Com maiores correntes de descarga a deposição do sulfato acontece mais rapidamente, as moléculas se depositam no *começo* das placas e *atrapalham* as moléculas seguintes. Ou seja, é possível *retirar* mais energia da bateria quando é feita uma **descarga lenta**, do que quando é feita uma **descarga rápida**. É por isso que a capacidade nominal (C_n) da bateria tem que ser especificada de acordo à corrente de descarga, ou de acordo ao tempo de descarga.

- **Capacidade nominal C_n :** quantidade de carga extraível de uma bateria (ou elemento) em n horas, em uma temperatura média de 25 °C, e determinada corrente, até que a tensão da bateria caia para 1,8 V/elemento (10,5 V numa bateria monobloco de 12 V nominais). Se a capacidade total de uma bateria for utilizada em 10 horas, será drenada uma corrente muito maior do que se a descarga for feita em um período de 100 horas. Uma bateria de $C_{100} = 100$ Ah, pode ser descarregada em 100 horas com uma corrente de 1 A. Se dessa bateria for drenada uma corrente de 8 A, ela atingirá a tensão final em 10 horas. Sua capacidade em C_{10} será de 80 Ah ($C_{10} = 80$ Ah). O fabricante é quem indica qual é a capacidade nominal da bateria, sendo que para as baterias estacionárias (para sistemas de backup) é de C_{10} , para baterias de partida é de C_{20} e para as baterias fotovoltaicas é de C_{100} .
- **Capacidade útil:** capacidade utilizável da bateria. É o produto da capacidade nominal pela profundidade de descarga.
- **Profundidade de Descarga:** quociente entre a carga extraída e a capacidade nominal de uma bateria, expressa em porcentagem. A máxima profundidade de descarga, em uma bateria de chumbo-ácido, deve ser de 80%. Acima disso, a bateria pode não se recuperar e ser recarregada novamente.
- **Autodescarga:** perda de carga da bateria quando esta está em circuito aberto. É provocada pela constante reação química no interior da bateria. Geralmente é expressa em porcentagem, medida por mês. A autodescarga é maior ou menor, segundo a temperatura no ambiente das baterias. Devido à essa perda energética, baterias não podem ser armazenadas, ou deixadas sem recarga, em sistemas fotovoltaicos de uso esporádico.
- **Ciclo:** sequência completa de carga e descarga da bateria em determinada profundidade de descarga. Quanto menor a profundidade de descarga, mais ciclos uma bateria suporta. Um ciclo é aberto quando a bateria começa a se descarregar, e é fechado quando a bateria é **completamente** recarregada. Em um sistema fotovoltaico que não recebeu suficiente radiação solar, o banco de baterias não será completamente carregado e o ciclo continua, com profundidade de descarga maior.
- **Corrente:** assim como a capacidade, é determinada baseando-se no período descarga/descarga da bateria:

$$I_{20} = C_{20} / 20 \text{ h}$$

$$I_{100} = C_{100} / 100 \text{ h}$$

8.2.4. Efeitos do Envelhecimento nas Baterias

O grande inconveniente das baterias é a sua curta vida útil, entre 2 e 6 anos (de 10 a 15 anos, para as baterias fotovoltaicas especiais). Os motivos da vida útil reduzida são os processos de envelhecimento sofridos pelos elementos. Esses processos reversíveis ou não, que podem se influenciar e intensificar mutuamente, são listados a seguir:

- **Estratificação do Eletrólito (reversível):** com o processo de carga e descarga, o ácido no eletrólito tende a descer para o fundo da bateria, devido à sua maior densidade em relação à água que é liberada no processo. Durante o processo de recarga, o ácido vai se recombinando com a água, mas continua mais concentrado na parte inferior, provocando maior diferença de potencial e maior desgaste na parte inferior das células. Para evitar a estratificação é recomendável uma pequena gaseificação controlada do eletrólito, através de uma **carga de equalização**, que consiste em uma sobrecarga por curto período. Os controladores de carga mais sofisticados são capazes de aplicar cargas de manutenção. Caso o sistema PV não disponha desse tipo de controlador, o técnico pela manutenção deve portar um carregador ou transportar a bateria para essa tarefa.

Baterias de eletrólito imobilizado não sofrem esse efeito e não podem receber as cargas de equalização, que as danificaria, além de outros riscos operacionais.

- **Corrosão (irreversível):** a corrosão da grade de chumbo do polo positivo é causada pelo alto potencial positivo, que provoca o aumento da resistência da grade. Ocorre com mais frequência quando a tensão ultrapassa os **2,4 V** ou fica abaixo dos **2,0 V**. As **escamas** de material corroído que caem das placas podem provocar curtos-circuitos.
- **Sulfatação (Irreversível):** Se a bateria não for suficientemente carregada depois de uma descarga, começam a se formar cristais de sulfato que não são mais convertidos em chumbo ou óxido de chumbo durante a recarga. Com isso a matéria ativa diminui e junto, a capacidade de carga da bateria. A parte inferior da célula é a mais afetada, pois raramente recebe uma recarga total.
- **Sedimentação (irreversível):** a variação de volume durante os processos de carga e descarga provoca o desprendimento de matéria ativa que, com a formação de gás no eletrólito fica solto e cai no fundo do vaso. Se o espaço entre o fundo e as placas for pequeno, esses pedaços de matéria ativa podem causar curto-círcito entre as placas.
- Baterias de eletrólito imobilizado não sofrem desse problema.
- **Secagem (irreversível):** se ocorrer a gaseificação total do eletrólito e a água (destilada) não for reposta, a bateria secará e não funcionará mais.

Baterias de eletrólito imobilizado não sofrem desse problema.

8.2.5. Cuidados com Baterias Estacionárias:

Para uma maior vida útil do banco de baterias, alguns cuidados devem ser tomados:

- Evitar descargas diárias maiores que 30% de profundidade.
- Evitar descargas no fim da autonomia maiores que 60%.
- Sempre instalar as baterias em locais ventilados (exceto as de eletrólito imobilizado) e de acesso restrito.
- Conferir periodicamente o nível de eletrólito das baterias **úmidas**, pois a secagem do eletrólito

determina o fim da bateria.

- Manter os terminais limpos e apertados, evitando aumento de resistência ou possibilidade de curto-círcito causado pelo acúmulo de sujeira úmida.
- Usar EPI durante o trabalho com as baterias. As baterias são a maior fonte de perigo numa instalação PV autônoma. As medidas de segurança são aplicadas tanto à parte elétrica, quanto à parte química, pois o ácido sulfúrico é nocivo para seres humanos e para o meio ambiente, podendo provocar sérias queimaduras em contato com a pele. Os olhos e narinas devem estar protegidos durante o manuseio das baterias. As baterias de eletrólito imobilizado têm a vantagem de serem menos críticas quanto à segurança.
- Fazer manutenção periódica, no mínimo a cada 6 meses, ao utilizar baterias de eletrólito úmido. Nas baterias de eletrólito imobilizado é recomendável a manutenção anual.
- Evitar baterias automotivas para a concepção do banco de baterias, pois não são adequadas e terão que ser substituídas em períodos muito curtos.

Quanto à reciclagem, o Brasil já tem legislação que exige que o fabricante recolha uma bateria para cada unidade vendida.

O chumbo e a carcaça podem ser reciclados para a criação de uma nova unidade, enquanto os restos de ácido podem ser tratados antes de serem depositados. Esses procedimentos minimizam o impacto ambiental de se utilizar as baterias de chumbo para acumular energia em instalações fotovoltaicas autônomas.

8.3. Controlador/Regulador de Cargas

Em um sistema fotovoltaico autônomo, a tensão do arranjo fotovoltaico deve ser compatível com a tensão nominal do banco de baterias, que costuma ser de **12 V, 24 V, ou 48 V**.

O **controlador** (ou regulador) de carga/descarga aumenta o rendimento do sistema fotovoltaico e a vida útil (quantidade de ciclos) das baterias. As tensões de carga e equalização devem ser maiores que a tensão nominal, podendo ser em torno de **14,4 V** numa bateria com tensão nominal de **12 V**. Módulos *standard*, com **36 a 40** células fotovoltaicas de silício cristalizado, geram tensões nominais entre **15 V** e **18 V**. Com o aumento da temperatura, a tensão dos módulos PV diminui, mas ainda assim deve ser maior que a tensão de carga das baterias. Quando a temperatura é menor, a tensão em ponto de máxima potência (V_{mpp}) do módulo citado acima será de aproximadamente **21 V** e a tensão em circuito aberto será de **25 V**, ultrapassando o limite máximo de tensão para recarga das baterias. Um controlador de carga mede a tensão das baterias e as protege de sobrecargas indevidas, de uma das seguintes formas:

- Desconectando o arranjo fotovoltaico quando sua tensão ultrapassa a tensão limite para recarga, como fazem os controladores em série.
- Aplicando um *curto-círcito* no arranjo PV através de um controlador *shunt*.
- Ajustando a tensão do arranjo, como fazem os controladores com *MPPT*.

Quando o nível de irradiação é baixo, o nível de tensão do arranjo PV será inferior à das baterias, fazendo com que as baterias se *descarreguem* nos módulos. Para evitar isto, os controladores possuem diodos de bloqueio integrados.

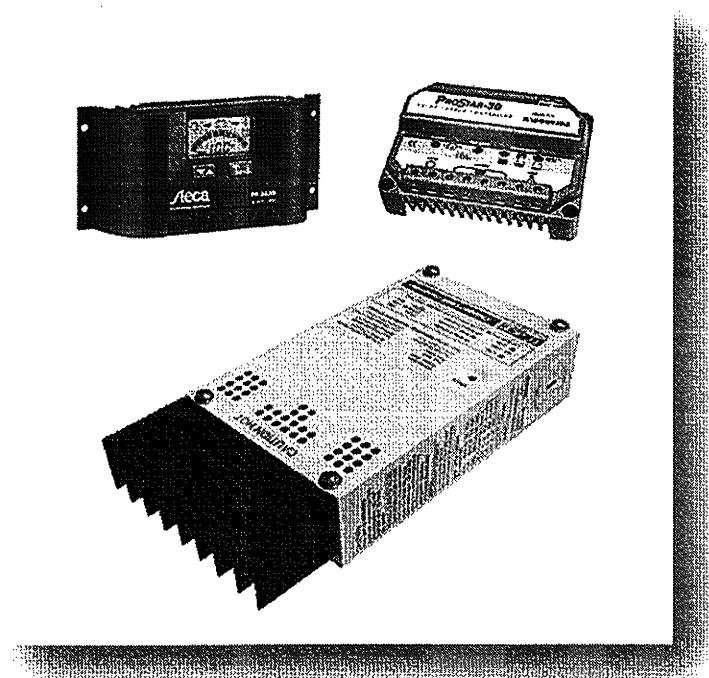


Figura 99 - Controladores de carga

As funções fundamentais de um controlador de carga são:

- Controle da perfeita recarga do banco de baterias.
- Proteção contra sobrecargas indevidas.
- Proteção contra descarga excessiva (acima de 80%, ou ajustável).
- Informação do nível de carga do banco de baterias.

O melhor funcionamento das baterias para um longo período de vida, requer certa *inteligência* dos controladores de carga, que devem se adequar as tensões de carga, ao nível de carga, idade, temperatura de operação e tipo (gel, eletrólito líquido, etc.) de bateria.

Como a tensão de recarga deve variar em função da temperatura, os controladores de carga devem possuir um sensor, que se for integrado ao controlador, esse deve ser instalado próximo ao banco de baterias. Em alguns modelos o sensor é externo, permitindo sua instalação sobre as baterias.

Os controladores de carga e descarga possuem um sistema de **Desconexão em Baixa Tensão (LVD — Low Voltage Disconnect)**, que protegem as baterias de descargas excessivas que evitam profundidades de descarga maiores que 80%. Essa proteção é ativa quando a tensão do banco de baterias cai abaixo de determinado valor, e pode ser ajustado em alguns modelos de controladores.

Os controladores suportam correntes limitadas, tanto de entrada (do arranjo fotovoltaico), quanto de saída (das cargas CC). Possuem fusíveis de proteção para os componentes sensíveis contra o excesso de corrente e, geralmente possuem o mesmo limite tanto na entrada quanto na saída. Os controladores comerciais tem capacidade que vão de 5 A até 60 A. Para arranjos fotovoltaicos maiores, podem ser utilizados vários controladores em paralelo, ou o arranjo é dividido em *painéis* menores ligados ao mesmo banco de baterias. Esta última configuração dá mais segurança e flexibilidade ao sistema pois, no caso de falha de um dos painéis, os demais continuam fornecendo potencial. Nos dois casos, não é recomendado o uso de controladores diferentes.

8.3.1. Formas de Controle de Carga

De acordo à forma como controlam a carga do banco de baterias, os controladores podem ser classificados em: controladores série, controladores *shunt* ou controladores com *MPPT*. Vejamos o funcionamento de cada um desses tipos.

8.3.1.1. Controladores Série

Quando o banco de baterias alcança a tensão máxima de carga, esse tipo de controlador desconecta o arranjo fotovoltaico através de um relê ou uma *chave de estado sólido*, voltando a conectar o arranjo PV quando a tensão cai para determinado valor. Essas conexões e desconexões criam uma *oscilação* de tensão próxima à tensão máxima de carga, mas também cria *perdas de energia*.

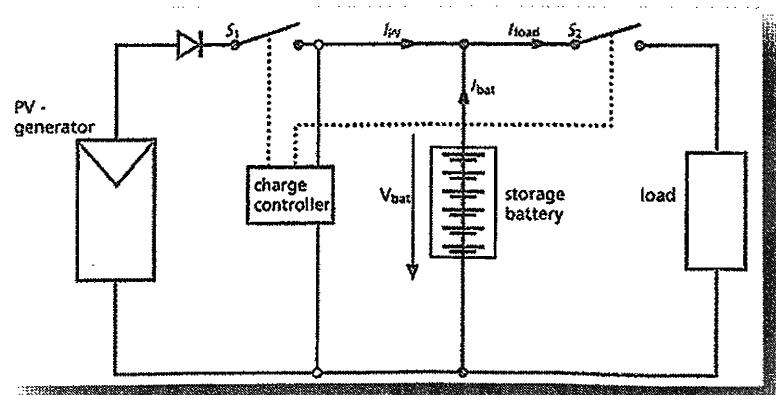


Figura 300 – Esquema de funcionamento de um controlador de carga do tipo Série

8.3.1.2. Controladores Shunt

Um controlador *shunt* reduz continuamente a potência do arranjo fotovoltaico, a partir do momento em que a tensão máxima de carga é alcançada. Como o arranjo continua gerando energia, a corrente excedente é usada como *corrente de curto circuito* no arranjo PV, que pode trabalhar em curto circuito – sofrendo apenas um leve aumento de temperatura. Este é o método ideal para as baterias, pois a recarga é feita de forma segura e eficiente.

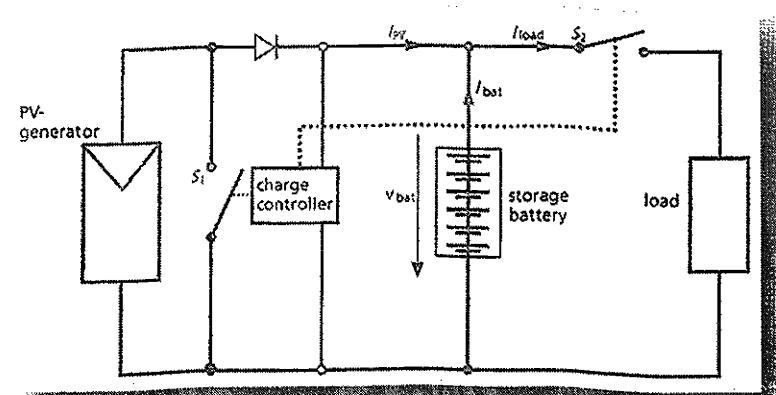


Figura 301 – Esquema de funcionamento de um controlador de carga do tipo Shunt

8.3.1.3. Controladores com MPPT

Como é a tensão das baterias que determina o ponto de operação do arranjo fotovoltaico, fazendo com estes trabalhem fora do ponto de máxima potência na maior parte do tempo, os controladores de carga do tipo *shunt* ou *série* nem sempre conseguem aproveitar o máximo da energia solar disponível. As perdas energéticas podem ficar entre 10% e 40%, de acordo à tensão das baterias, da irradiação e da temperatura. Essas perdas podem ser evitadas ao se utilizar um sistema de *seguimento do ponto de máxima potência* (MPPT) que é, basicamente, um conversor DC/DC regulado. A regulagem é feita por um MPPT que a cada 5 minutos (aproximadamente) *estuda* a curva característica I-V do arranjo fotovoltaico e determina o *ponto de máxima potência*, regulando o conversor DC/DC para aproveitar ao máximo a potência do arranjo e ajustando-o em função da tensão de carga das baterias. A eficiência do conversor DC/DC está em torno de 90% a 96%.

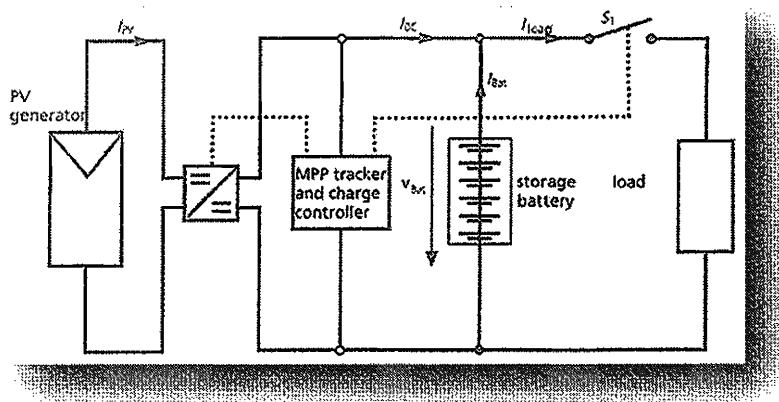


Figura 102 - Esquema de funcionamento de um controlador com MPPT

O uso de controladores MPPT só é eficiente em sistema com potência pico superior a **200Wp**, pois em potências menores as perdas no conversor DC/DC são maiores que os ganhos. Devido à maior complexidade e sofisticação do circuito eletrônico, os controladores MPPT são mais caros que os controladores do tipo Série ou *Shunt*, e seu uso é benéfico em sistema com potência pico superior a **500Wp**.

8.3.2. Critérios de Seleção de um Controlador

Na hora de escolher o regulador/controlador para um sistema fotovoltaico, levamos em consideração:

- **Tensão Nominal do Sistema PV:** o controlador deve ter tensão nominal igual à tensão do banco de baterias, que é a tensão nominal do sistema fotovoltaico, que é quem determina o modo de associação dos módulos fotovoltaicos e das baterias.
- **Corrente de Curto Circuito do Arranjo Fotovoltaico:** os controladores devem ser capazes de receber a totalidade de corrente enviada pelo arranjo fotovoltaico, que é a corrente de curto-círcuito. A corrente de curto-círcuito do arranjo é a soma das correntes dos módulos ligados em paralelo. Deve-se considerar um fator de segurança entre 10% e 25%, e a ligação de fusíveis entre o arranjo PV e o controlador de carga.
- **Corrente de Saída:** no caso de cargas CC ligadas ao controlador, deve-se considerar um fator de segurança entre 10% e 25% para a corrente que vai das baterias para essas cargas. Para calcular a corrente de saída, somam-se as correntes de partida de todas as cargas que funcionarão simultaneamente.

Fabricantes de controladores de carga: ATT TBB, Heliotrope, Mastervolt, Meyer Solar Technologic, Morningstar, Phocos, Reusolar, Schams Electronic, Solarwatt, Steca, SunSelector, Sun Ware, Trace, Uhlmann Solarelectronic, Xantrex.

8.4. Inversores Autônomos

Nos sistemas fotovoltaicos, a geração, armazenamento e disponibilização da eletricidade é na forma de corrente contínua (CC). Para a utilização de aparelhos que funcionam com corrente alternada (CA) é necessário um conversor que transforme a corrente contínua com tensões entre **12 V** e **48 V**, em corrente alternada com tensões de **127 V** ou **240 V**. Essa é a função dos **Inversores Autônomos**, utilizados em sistema fotovoltaicos isolados.

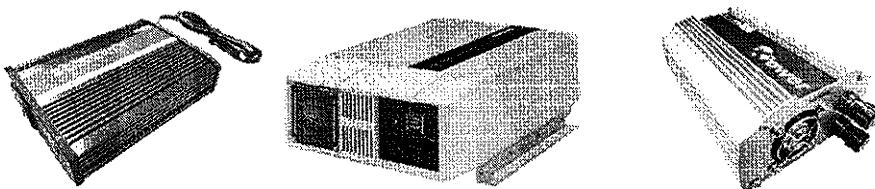


Figura 103 - Inversores para uso fotovoltaico.

8.4.1. Características dos inversores Autônomos

As características desejáveis para a escolha de um bom inversor para um sistema fotovoltaico autônomo são listadas abaixo:

- **Boa eficiência na conversão elétrica:** É recomendado que o(s) inversor(es) tenha(m) eficiência acima de **80%**. A eficiência máxima de um inversor acontece, geralmente, quando este está fornecendo entre **50%** e **70%** de sua capacidade nominal contínua. Inversores mais sofisticados conseguem altas eficiências mesmo quando parcialmente carregado, ou com carga próxima à máxima nominal.
- **Alta capacidade de sobrecarga:** um inversor deve ser capaz de fornecer uma potência instantânea bem maior que a potência nominal, o que permitirá a partida de dispositivos elétricos que consumam alta corrente de partida (ex.: motores), sem a necessidade de *super dimensionar* o inversor na fase de projeto.
- **Tolerância para as flutuações de tensão das baterias:** durante os processos de carga e descarga, a tensão das baterias varia de tal maneira, que pode ser nociva a dispositivos mais sensíveis.
- **Baixo autoconsumo:** (quando em *stand-by*) e detecção automática de cargas.
- **Proteção contra curto-círcito na saída CA.**
- **Alta proteção eletromagnética.**
- **Baixa distorção harmônica:** se refere à qualidade da forma de onda de saída da corrente alternada. Quanto menor a distorção, mais qualidade tem a corrente de saída.
- **Proteção contra surtos.**

Alguns inversores possuem um sistema que lhes permite carregar o banco de baterias por uma fonte de energia elétrica em corrente alternada. Esses inversores, chamados de **inversor-carregador**, não são inversores *grid-tie* e não podem ser utilizados em sistema *on-grid*.

Tipos de Inversores

De acordo ao formato de onda de saída os inversores autônomos podem ser classificados em:

- **Inversores de onda quadrada:** São os mais baratos. A onda de saída tem uma grande quantidade de *harmônicos* indesejados, que geram interferências em alguns aparelhos, e também perdas de potência. Costumam ser utilizados com cargas *pequenas* (ex.: tv's, notebooks, etc.) e não são

adequados para motores. Tem distorção harmônica que pode chegar a até 40%, e rendimentos em torno de 60%.

- **Inversores de onda senoidal modificada:** São os que apresentam a melhor relação custo-benefício. O formato da onda de saída não é uma senóide pura, mas se aproxima muito. Podem *alimentar* quase todo tipo de carga, mas não são recomendados para aparelhos eletrônicos mais *delicados*. Tem distorção harmônica em torno de 20%, e rendimentos em torno de 90%.
- **Inversores de onda senoidal pura:** São os que têm formato de onda de saída igual à rede elétrica das concessionárias. São indicados pra alimentar dispositivos eletroeletrônicos mais sensíveis e atualmente estão sendo mais utilizados que os outros tipos de inversores. Não apresentam problemas quanto a distorções harmônicas ou estabilidade da tensão. São mais caros que os inversores de onda quadrada ou senoidal modificada.

8.4.2. Critérios de Seleção de Inversor Autônomo

Fontes de energia em corrente contínua de 12 V ou 24 V alcançam seus limites quando é necessário alimentar cargas mais poderosas ou quando é necessário um segmento de cabo muito comprido. Baixas tensões requerem altas correntes para fornecerem o mesmo potencial elétrico, e isso determina o uso de cabamento com grande seção transversal. Soma-se a estes fatores a não disponibilidade da maioria dos eletrodomésticos e outros aparelhos em corrente contínua. Em alguns casos, até mesmo os sistema de iluminação fica mais eficiente, se alimentado por um inversor.

Em sistemas fotovoltaicos autônomos (isoladas) o inversor é conectado diretamente à bateria, desde que possua sistema de *desconexão por baixa tensão* (LVD). Esses inversores são, geralmente, monofásicos em tensão de 110/115 volts (padrão americano) com frequência de 60 Hz, e tensão nominal de entrada de 12 e 24 volts. Temos no mercado grande disponibilidade de inversores em várias potências, que vão desde alguns Watts até quilowatts. Os inversores para potências maiores que 500 W geralmente possuem tensão de entrada de 24 V. Inversores acima de 5 kW de potência, geralmente, tem tensões de entrada igual ou maior que 48 V. Os inversores influenciam diretamente a tensão nominal d sistema fotovoltaico, pois não é recomendável utilizar um conversor CC/CC, o que baixaria o rendimento global do sistema PV.

Para a escolha da potência nominal do inversor, utilizamos a seguinte equação:

$$P_i = \sum W_{AC} * F_s$$

Onde:

P_i = Potência nominal do inversor

W_{AC} = Potência das cargas CA ligadas simultaneamente

F_s = Fator de segurança.

O fator de segurança será dimensionado de acordo à quantidade de cargas com altas potências de partida, como geladeira, lavadora de roupas, ferramentas e outros motores.

Sistemas fotovoltaicos autônomos residenciais podem se beneficiar do uso de vários inversores, dividindo as cargas de acordo ao perfil de uso e simultaneidade. Como exemplo, poderia todo o circuito do sistema de iluminação estar concentrado em um inversor de menor capacidade; os aparelhos eletrônicos comuns às salas de estar poderiam ser ligados a outro inversor; a geladeira poderia ter um inversor devidamente calculado para as suas necessidades; enquanto os pequenos eletrodomésticos comuns à cozinha poderia fazer uso do inversor dedicado à lavadora de roupas e micro-ondas, que não são ativados simultaneamente. Tal configuração pode tornar o sistema mais confiável, além de mais barato em alguns casos, pois um inversor que suportasse todas as cargas seria mais caro que vários inversores menores.

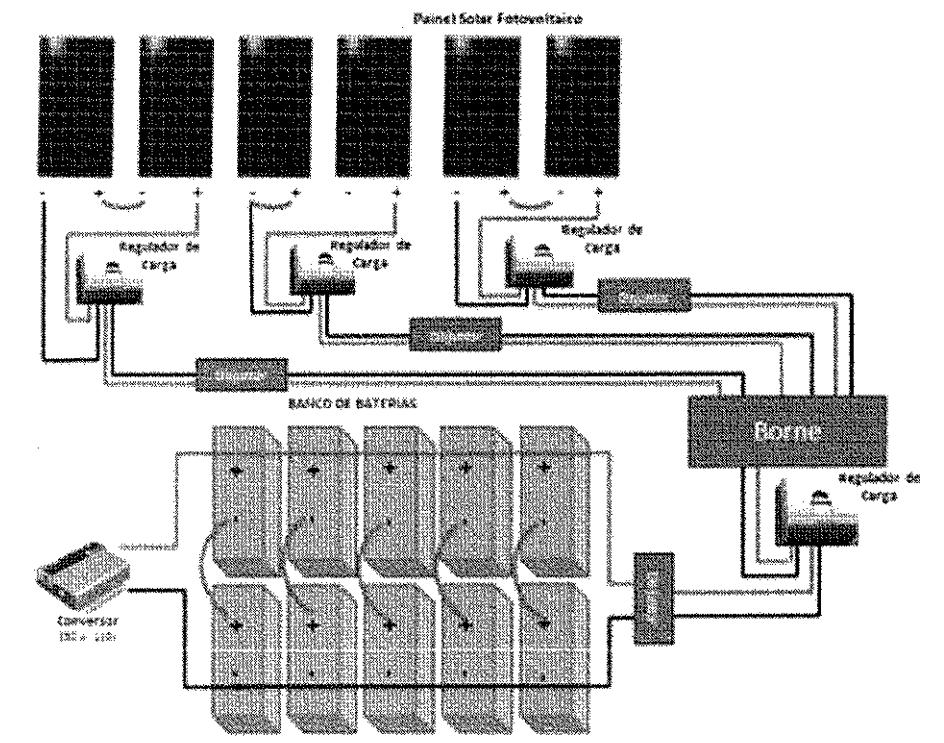
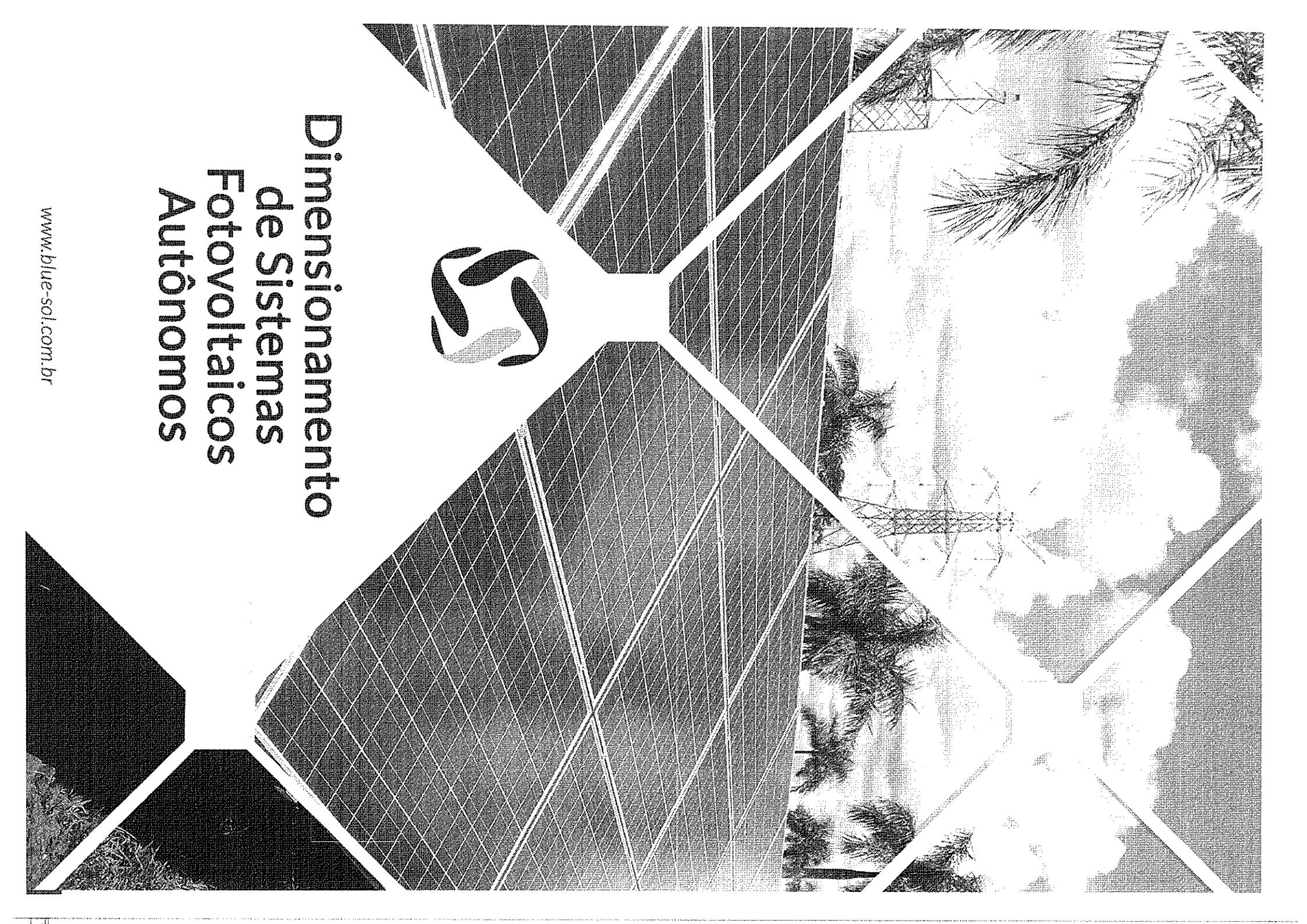


Figura 104 - Esquema de ligações simplificado.



Dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos Autônomos

9. Dimensionando Sistemas Fotovoltaicos Autônomos

Neste capítulo faremos o dimensionamento de um Sistema Fotovoltaico Autônomo.

O exemplo de cálculo será um pequeno sistema que suprirá de energia elétrica uma pequena residência rural situada nas proximidades da Cidade de São Paulo.

Para definir todos os elementos que comporão SFA em questão vamos seguir uma lógica de raciocínio no cálculo de cada componente, segundo a lista a seguir:

1. Características do Sistema Fotovoltaico.
 1. Demanda diária média
 2. Potência do(s) Inversor(s) Autônomo(s)
2. Banco de Baterias.
 1. Capacidade Útil
 2. Profundidade de descarga
 3. Capacidade Real
 4. Configuração dos elementos
3. Painel Fotovoltaico.
 1. Disponibilidade solar
 2. Potencial solar no plano do painel fotovoltaico
 3. Cálculo e configuração de elementos
 4. Controlador(es) de carga
4. Cabeamento

Durante o dimensionamento do SFA faremos uso de diversas *fórmulas rápidas* que, se memorizadas, permitirão o cálculo rápido em qualquer situação.

Acostume-se com as fórmulas e os termos utilizados neste texto. Para facilitar a memorização, transcrevemos cada um dos termos em uma sigla. Vejas as fórmulas e siglas logo abaixo.

No decorrer do exercício comentado deste capítulo faremos uso de cada uma dessas fórmulas. Se preferir (copie e) destaque esta página e faça vários exercícios.

O método de cálculo apresentado aqui só deve ser utilizado para sistemas fotovoltaicos autônomos que utilizem módulos fotovoltaicos para sistemas autônomos (módulos Standard) de 36 ou 72 células.

$$NB = BS * BP$$

$$BS = \frac{Vi Vi}{VBVB}$$

$$BP = \frac{CR CR}{CN CN}$$

$$CR = \frac{CU CU}{Pd Pd}$$

$$CU = \frac{ER * NER * N}{Vi Vi}$$

$$ER = \frac{EDED}{R R}$$

$$N_m = m_s * m_p$$

$$m_s = \frac{Vi Vi}{Vm Vm}$$

$$m_p = \frac{\left(\frac{Ep}{Vi}\right)}{0,9 * Imp * HSP}$$

$$\frac{\left(\frac{Ep}{Vi}\right)}{0,9 * Imp * HSP}$$

$$EpEp = \frac{ERER}{0,90,9}$$

$$HSP = Hc * kHc * k$$

Nomenclaturas:

NB = Número de Baterias

BS = Baterias em série (para alcançar a tensão de projeto).

BP = Baterias em paralelo (para alcançar a capacidade de acumulação necessária).

Vi = Tensão de operação do sistema (em Volts).

VB = Tensão nominal da bateria/elemento (em Volts).

CR = Capacidade Real do Banco de Baterias (em Amperes hora Ah).

CN = Capacidade Nominal da Bateria/elemento (em Ah).

CU = Capacidade útil do Banco de Baterias (em Ah).

Pd = Profundidade de descarga das baterias/elementos no fim da autonomia (40% = 0,4).

ER = Energia Real diária (já computadas as perdas).

ED = Energia Diária a ser fornecidas às cargas.

R = Rendimento Global da Instalação em decimal (89% = 0,89).

N_m = Número total de módulos fotovoltaicos.

m_s = Módulos em série (para alcançar a tensão de projeto).

m_p = Módulos em paralelo (para alcançar a corrente de projeto).

Vi = Tensão nominal de operação da instalação (em Volts).

VmVm = Tensão nominal do módulo fotovoltaico escolhido (em Volts).

EpEp = Energia que o Painel deverá gerar diariamente (em Wh/dia)

Impplmpp = Corrente de Máxima Potência do Módulo escolhido (em A)

HSPHSP = Potencial energético do local da instalação, no plano do painel (Horas de Sol Pleno em kWh/dia em média mensal)

ER = Energia Real diária (já computadas as perdas).

H_c = Energia solar incidente no local da instalação (em kWh/m²)

kk = Coeficiente de relação da energia incidente num plano inclinado orientado ao equador, e o plano horizontal (chão).

Análise da Curva de Carga

O primeiro passo é a análise dos consumos, onde verificamos a potência e o tempo de uso de cada aparelho consumidor de energia elétrica. No caso da residência rural, teremos os seguintes aparelhos eletroeletrônicos que deverão receber potência elétrica, cada um em seu tempo de uso:

Qt	Descrição	Potência (Wh)	Tempo de uso (h)	Consumo Diário (Wh/Dia)
2	Lâmpadas na sala (fluorescente)	9 W	4 h	72 Wh/dia
1	Lâmpada na cozinha (fluorescente)	9 W	6 h	54 Wh/dia
3	Lâmpadas do quartos (fluorescente)	9 W	3 h	81 Wh/dia
1	TV + Antena parabólica	120 W	5 h	600 Wh/dia
			Subtotal	807 Wh/dia

Note que multiplicamos a potência em Watts do aparelho pelo tempo de uso, e assim obtemos o seu consumo elétrico em Watt hora por dia (Wh/dia). Soma-se o consumo de todos os aparelhos e teremos o potencial elétrico que o sistema fotovoltaico deverá fornecer às cargas. Esse é o primeiro dado, e um dos mais importantes, para a concepção de um sistema fotovoltaico.

Todos os aparelhos citados acima são de uso comum e funcionam em corrente alternada (CA) em 127 Volts. Portanto deverão ser conectados às baterias por intermédio de um **Inversor de Corrente Autônomo** com saída em 127 Volts. Antes de verificar nos catálogos de fornecedores, precisamos saber a potência de tal inversor. Para isso verificamos a *potência instantânea* que o inversor deverá controlar, somando a potência dos aparelhos que serão ligados simultaneamente. No exemplo em que estamos trabalhando, consideramos a possibilidade de todos os aparelhos serem ligado ao mesmo tempo:

Qt	Descrição	Potência (Wh)
2	Lâmpadas na sala (fluorescente)	9 W
1	Lâmpada na cozinha (fluorescente)	9 W
3	Lâmpadas nos quartos (fluorescentes)	9 W
1	TV + antena parabólica	120W
	Total	174 W

A potência que o inversor deverá controlar será de **174 W** de maneira permanente. Como os conversores de corrente, têm sua máxima eficiência ao trabalho na faixa entre 50% e 70% da sua capacidade máxima, devemos prever uma *folga* ao dimensionar o inversor. No caso apresentado agora, teremos o seguinte cálculo:

$$174 \text{ W} \quad \begin{array}{l} \frac{174}{0,7} \approx 250 \text{ W} \\ \frac{174}{0,5} \approx 350 \text{ W} \end{array} \quad \begin{array}{l} \text{Inversor com } folga \text{ de 30\%, ou seja, com} \\ \text{utilização de 70\% de sua capacidade.} \\ \\ \text{Inversor com } folga \text{ de 50\%, ou seja, com} \\ \text{utilização de 50\% de sua capacidade.} \end{array}$$

Podemos escolher, na lista de produtos de um dos fornecedores, um inversor com potência **contínua** entre 250 W e 350 W, com saída para 127 Volts.

Neste exercício exemplo utilizaremos um Inversor Autônomo do fabricante Xantrex, modelo **Prowatt 250**, com as seguintes características:

Máxima Potência Contínua	250 Watts
Potência de Surto/Pico	500 Watts
Tensão de Saída CA	115 V (padrão americano)
Tensão de Entrada CC	12 V ou 24 V
Eficiência Máxima	90%
Formato de Onda de Saída	Onda Senoidal Modificada

Note que o fabricante não cita a faixa de máxima eficiência, apenas o seu valor: **90%**. Esse inversor autônomo tem potência de surto/pico de **500 Watts** e a saída é em onda senoidal modificada, não sendo adequado para a partida de motores. A tensão de entrada pode ser tanto 12 Volts quanto 24 Volts. Recomenda-se a tensão de 24 Volts, pois assim a *bitola* dos fios poderá ser menor, sem que hajam perdas de potência elétrica.

Devido ao fato do inversor autônomo ter eficiência máxima de **90%**, deve-se considerar um novo valor para a energia elétrica a ser gerada diariamente pelo sistema fotovoltaico (ED), que leve em conta o autoconsumo do inversor. Para isso, dividimos o valor encontrado anteriormente (**807 Wh**) pelo valor da eficiência do inversor em decimal (**0,90**):

$$ED = \frac{897}{0,9} ED = \frac{897}{0,9} = 897 \text{ Wh/dia}$$

O valor mostrado acima é o que deve chegar até os terminais do inversor, em corrente alternada, e que será convertido em corrente contínua para a alimentação das cargas calculadas anteriormente.

Devido às perdas em todos os elementos que compõem o sistema fotovoltaico, devemos considerar um potencial acima do estipulado acima, no qual seja computado o *Rendimento Global* do SFA. O valor médio do *Rendimento Global* é de 89% (0,89) que é calculado mediante os fatores de perdas possíveis que envolvem desde a perda por conversão eletroquímica no interior das baterias até um fator adimensional que leva em consideração a possibilidade de mau uso. Esse coeficiente de perdas adimensional é ensinado nas faculdades de engenharia e é jocosamente chamado de *FC*, sendo que aqui o nomeamos de *Coeficiente de perdas por Verificação (K_v)*. Caso você tenha interesse em conhecer os coeficientes e metodologia de cálculo do rendimento global de um SFA, entre em contato com o seu tutor e peça o documento: *Rendimento Global*. Por hora consideraremos o valor médio padrão:

$$R = 0,89$$

A tensão da parte CCd (corrente contínua) do SFA será de **24 Volts**, devido ao inversor autônomo escolhido, conforme dita anteriormente:

$$Vi = 24 \text{ V}$$

A autonomia varia de acordo ao nível de insolação da localidade onde será instalado o sistema fotovoltaico e o nível de segurança, ao custo de mais baterias. Suponhamos que realizaremos esta estação geradora PV numa localidade beneficiada pelo sol, onde raramente temos dois dias sem insolação direta. Portanto podemos escolher uma *Autonomia de 3 dias*.

$$N = 3$$

9.1. Banco de baterias

O banco de baterias será composto por baterias **Moura 12MF105**, que são baterias de **12 V** de tensão nominal, e tem capacidade $C_{20} = 105 \text{ Ah}$. A melhor profundidade de descarga para este modelo (para um tempo de vida estimado em 2 anos) é de 45 %. Com 3 dias de autonomia e profundidade de descarga no fim da autonomia em 60%, temos em torno de 20% de profundidade de descarga diária, e a projeção de mais de 1800 ciclos de carga e descarga.

Nos sistemas fotovoltaicos autônomos as baterias trabalham com ciclagem diária, ou seja, são descarregadas e descarregadas diariamente. É necessário considerar a probabilidade das baterias não “fecharem o ciclo” no dia seguinte, e continuarem se descarregando em uma profundidade maior. Observando no gráfico do fabricante podemos, então, estimar a vida útil da bateria, com base na profundidade de descarga:

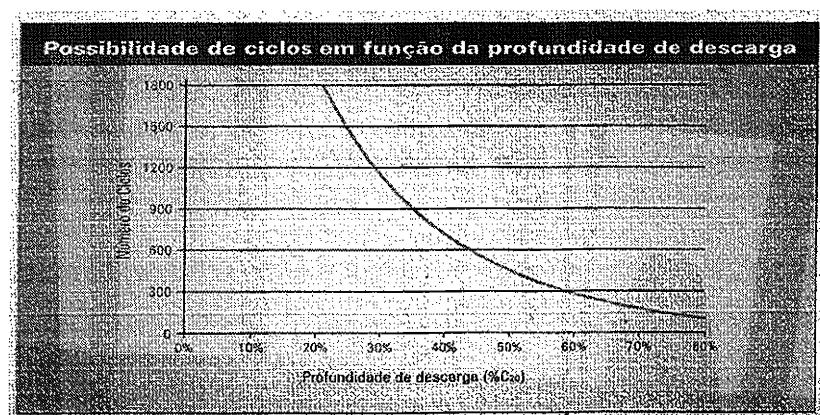


Figura 1 - Gráfico da vida útil pela profundidade de descarga das Baterias Moura

Com base nesse gráfico podemos estimar que as baterias ‘viverão’ entre 2 anos (300 ciclos – a 40%) e 5 anos (1800 ciclos – a 20%).

Seguindo com os cálculos, usaremos as seguintes características para este modelo de bateria:

$$V_b = 12 \text{ V}$$

$$C_n = 105 \text{ Ah}$$

$$P_d = 0,6$$

Estas características variam entre fabricantes e modelos, devido às tecnologias que estes utilizam em seus dispositivos. Os manuais e catálogos técnicos trazem estas características.

Aplicação do Método de Cálculo:

Já temos dados suficientes para calcular as características de um banco de baterias para suprir as necessidades da residência ensaiada:

$$ED = 897 \text{ Wh/Dia}$$

$$N = 3$$

$$V_i = 24 \text{ V}$$

$$R = 0,89$$

$$V_B = 12 \text{ V}$$

$$C_n = 105 \text{ Ah}$$

$$P_d = 0,60$$

Vamos calcular a Energia Real a ser fornecida pela instalação, que é a Energia Diária somadas as perdas:

$$ER = \frac{ED}{R} \quad ER = \frac{ED}{R} \quad ER = \frac{897}{0,89} \quad ER = 1.008 \text{ Wh/Dia}$$

Sabendo a Energia Real, podemos calcular a Capacidade Útil do banco de baterias para 3 dias de autonomia:

$$CU = \frac{ER * NER * N}{V_i} \quad CU = \frac{1.008 * 31.008 * 3}{24} \quad CU = 126 \text{ Ah}$$

As baterias não podem se descarregar totalmente, pois ocasionaria a fim da sua vida útil. Podemos aproveitar apenas uma parte da energia acumulada nas baterias, o que equivale à profundidade de descarga. Por isso a Capacidade Real do banco de baterias deverá ser maior que a Capacidade Útil: para que "sobre" carga acumulada nas baterias. Como já vimos, quanto menor a profundidade de descarga, mais ciclos de carga e descarga a bateria suporta. Só que uma menor profundidade de descarga demanda uma maior Capacidade Real, o que encarece o banco de baterias.

Vamos aos cálculos:

$$CR = \frac{CU \cdot CU}{P_d \cdot P_d} \quad CR = \frac{126 \cdot 126}{0,6 \cdot 0,6} \quad CR = 210 \text{ Ah}$$

Portanto o banco de baterias deverá ter a Capacidade Real de 210 Ah para prover a potência de 1.008 Wh/Dia por 3 dias. Devido a perdas em toda a instalação, devemos fornecer um pouco mais às cargas, que demandam 897 Wh/Dia.

Calcularemos a quantidade, e o modo associação das baterias Moura 10MF105 para montarmos esse banco de baterias.

Primeiro o número de baterias em paralelo:

$$BP = \frac{CR \cdot CR}{CNCN} \quad BP = \frac{210210}{105105} = 2 \quad BP = 2$$

Teremos, portanto 3 baterias em paralelo.

Vejamos a quantidade de baterias em série:

$$BS = \frac{Vi \cdot Vi}{VBVB} \quad BS = \frac{2424}{1212} = 2 \quad BS = 2$$

Usaremos, então 2 baterias em série.

Já sabemos então o número total de baterias:

$$NB = BS * BP \quad NB = 2 * 2 = 4 \quad NB = 4$$

Nosso banco de baterias será constituído por 4 baterias **Moura 12MF105**, que serão associadas da seguinte forma:

1 – 2 baterias em série, totalizando 24 V

2 – 2 conjuntos iguais aos anteriores completando a capacidade de carga necessária.

Dicas Importantes:

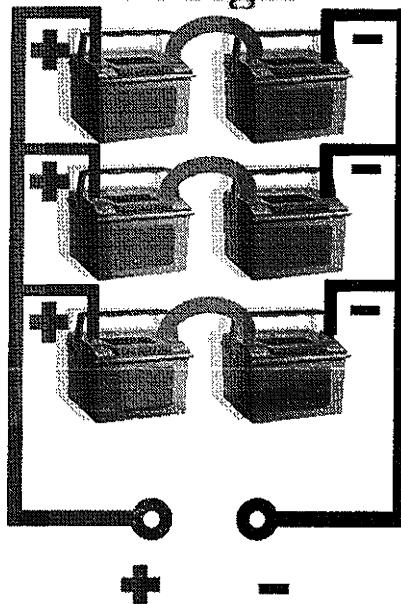
Os fabricantes dão certas recomendações em relação aos bancos de baterias, tanto para maior segurança dos sistemas, quanto para maior vida útil das baterias:

1 – Evitar mais de 6 ramos/blocos (baterias em série) em paralelo, para evitar os efeitos do envelhecimento 'não uniforme' das baterias;

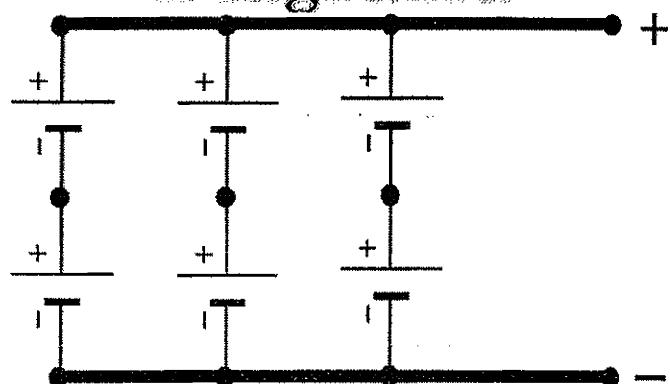
2 – Ter no mínimo 2 ramos/blocos em paralelo, para maior segurança, no caso de um elemento em série apresentar falhas;

3 – Evitar montar bancos de baterias com capacidade total muito maior que a corrente máxima do painel fotovoltaico. É recomendado que o banco de baterias tenha capacidade máxima entre 10 vezes a 15 vezes a corrente máxima do(s) painel(eis) fotovoltaico(s), e o limite máximo de 25 vezes a corrente máxima.

Design



Diagrama



9.2. Painel Fotovoltaico

9.2.1. Influência do Controlador de Carga

Há uma importante consideração a ser feita, quando se calcula o painel fotovoltaico, em relação ao(s) controlador(es) de carga utilizado:

Controladores com **MPPT** (*Seguidor do Ponto de Máxima Potência*) por possuírem um conversor DC/DC entre o painel fotovoltaico e o banco de baterias, conseguem aproveitar melhor a irradiação encontrando sempre o ponto de máxima potência (por isso o nome) e fornecem uma tensão constante com corrente variável, extraíndo potências aplicáveis mesmo em situações de radiação abaixo do umbral.

Controladores sem **MPPT** desperdiçam parte da energia solar nas primeiras e últimas horas do dia, bem como em períodos de baixa insolação. Como NÃO se adaptam às condições de irradiação e temperatura (como fazem os **MPPT's**) as irradiações abaixo do umbral não são suficientes para ativar seus circuitos (no caso dos controladores mais sofisticados) ou vencer a barreira imposta pelos diodos internos de proteção, fazendo com que a energia convertida pelos módulos não seja aplicada às baterias. Além disso, a forma de atuação dos inversores menos sofisticados, que não sua grande maioria é do tipo *série*, provoca um grande perda em relação à potência pico do painel fotovoltaico.

Quando planejamos um painel fotovoltaico para sistemas autônomos que possua um controlador de carga com **MPPT** podemos considerar a *Energia que o Painel deve gerar (Ep)* como sendo igual à *Energia Real (ER)*:

$$Ep = ER$$

Se o projeto não possuir um controlador de carga com **MPPT** devemos considerar que a Energia que o Painel deve Gerar (*Ep*) deve ser 10% superior que a Energia Real (*ER*) para compensar essas perdas (e outras) no controlador:

$$Ep = \frac{ER}{0,9}$$

Neste exercício, consideraremos um controlador de carga SEM Seguidor do Ponto de Máxima Potência (**MPPT**), por isso teremos:

$$Ep = \frac{1.008}{0,9} = 1.120 \text{ Wh/dia}$$

9.2.2. Influência da Disponibilidade Solar no Local

O Sistema Fotovoltaico Autônomo será instalado em uma fazenda próxima à São Paulo. Para saber o potencial solar de qualquer localidade (ou cidade de referência) do Brasil fazemos uso do banco de dados de Radiação Solar do CRESES – Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sergio de Salvo Brito (www.cresesb.cepel.br).

O CRESES disponibiliza uma ferramenta de consulta aos dados chamado de Sundata, disponível através do seguinte link:

<http://bit.ly/qDhZhr>

Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito

CRESESB

[Principal](#) [O.Cresesb](#) [Links](#) [Fale conosco](#)

Casa Solar Eficiente

Centros de Demonstração do SENAI

Tutorial

Perguntas Frequentes (F.A.Q)

Potencial Energético

Publicações

Legislação

Eventos

Guia de Instituições e Empresas

Potencial Energético Solar - SunData

O programa SunData destina-se ao cálculo da radiação solar diária média nacional e constitui-se em uma tentativa do CRESESB de oferecer uma ferramenta para sistemas fotovoltaicos. Foi usado no dimensionamento dos sistemas nas diversas regiões do Brasil.

Base de Dados de radiação solar incidente

Busca por Coordenadas

Calculo da Radiação no plano inclinado

Apresentação dos Dados

Sobre o Sundata

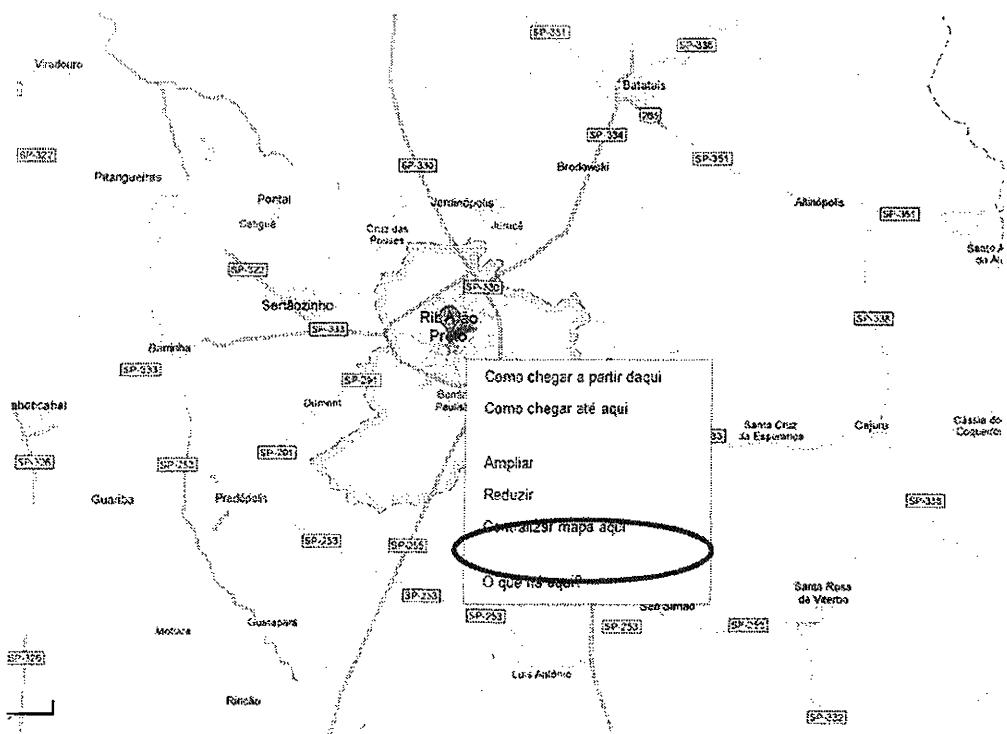
Coordenada Geográfica

Latitude: Sul Longitude: Oeste

Para consultar os dados é necessário informar a latitude e longitude do local de instalação do SFA. Essa informação pode ser adquirida facilmente através do Google® Maps®:

<http://maps.google.com.br/>

Apenas 'encontre' a localidade a ser pesquisada e clique com o botão direito do seu mouse, selecione: "O que aqui?", e as coordenadas geográficas aparecerão na barra de pesquisa.



Lance a latitude e longitude no Sundata para a consulta, que retornará uma tabela com os valores de Radiação Solar em média mensal.

Município: São Paulo - SP
Latitude: 23,547500° Sul
Longitude: 46,636111° Oeste
Distância: 7 km

#	Ângulo	Inclinação	Radiação diária média mensal [kwh/m ² .dia]													
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média	Delta
<input checked="" type="checkbox"/>	Plano Horizontal	0° N	4,50	5,00	4,06	3,61	3,19	2,94	3,22	3,72	3,75	4,03	5,00	4,63	3,96	2,06
<input checked="" type="checkbox"/>	Ângulo igual a latitude	23° N	4,10	4,77	4,15	4,04	3,91	3,78	4,09	4,36	3,95	3,92	4,59	4,08	4,14	,98
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior média anual	21° N	4,17	4,83	4,16	4,01	3,84	3,70	4,01	4,31	3,95	3,96	4,67	4,16	4,15	1,12
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior mínimo mensal	28° N	3,99	4,67	4,11	4,06	3,98	3,88	4,18	4,42	3,94	3,86	4,47	3,96	4,13	,81

Marque as caixas de seleção  para atualizar a visualização das curvas de radiação no gráfico.

Para o dimensionamento do painel fotovoltaico de um sistema autônomo, consideramos o menor valor de Radiação, que no caso acima se refere ao mês de Junho: 2,94 kWh/m².dia no plano horizontal, além dos valores da Radiação em três inclinações diferentes.

A sujeira sobre os módulos fotovoltaicos é tão representativa na geração, que utilizamos um coeficiente para avaliar a sua ação sobre a geração. Em locais de alta poluição atmosférica subtraímos um percentual de 5% da Radiação Solar diária; em locais afastados dos centros urbanos podemos considerar um ganho de 5% devido à menor absorção dos raios solares pelas partículas suspensas. Pode ser utilizado o fato 1 para os casos de desconhecimento sobre os níveis de sujeira/poluição do ar.

Na cidade de São Paulo, o coeficiente de correção será de $c = 0,95$ e o potencial energético corrigido (H_c) será de $2,94 \times 0,95$, ou seja:

$$H_c = 2,94 \times 0,95 = 2,79 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{dia}$$

Geralmente a melhor inclinação para um painel fotovoltaico é dada pela seguinte fórmula:

$$\beta = \text{lat} + (\text{lat}/4)$$

β = Inclinação do painel fotovoltaico em graus, em relação ao plano horizontal.

lat = latitude da localidade em graus

Essa fórmula dá um valor aproximado. O banco de dados Sundata do CRESESB sugere a melhor inclinação para o painel fotovoltaico que, se considerada no projeto, produz ótimos resultados.

Como a cidade de São Paulo está situada na latitude de 23,32° a melhor inclinação para um painel fotovoltaico de sistema autônomo é:

$$B = 23,32^\circ + (23,32^\circ/4) = 29,15^\circ \approx 30^\circ \text{ de inclinação (o Sundata sugere } 28^\circ).$$

9.2.3. Influência da Inclinação do Painel Fotovoltaico

O conjunto de tabelas “Fator de Correção k para superfícies inclinadas”, disponível para download no endereço <http://www.blue-sol.com/downloads/HSP-e-FatorK.xls>, mostra a diferença entre a energia captada por uma superfície orientada para o equador e inclinada em determinado ângulo, e a energia captada por uma superfície semelhante sem inclinação em relação ao plano horizontal. Na planilha temos os fatores k para a latitude de 23° (23,32° se aproxima mais de 23°). Se tomarmos como base a inclinação de 30° (arredondamos para cima a inclinação ideal de 29,15° em São Paulo) observaremos no mês de Junho o fator k de 1,22. De acordo à inclinação, teremos uma diferença anual (mês a mês) entre a energia no plano horizontal (Sundata — CRESESB) e a superfície inclinada.

RG.	Jan	Fev	Mar	Abr	Maio	Jun	Jul	Agosto	Set	Out	Nov	Dez
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1	1,01	1,03	1,04	1,05	1,05	1,05	1,04	1,02	1,01	1	0,99
10	0,99	1,01	1,05	1,08	1,1	1,1	1,09	1,07	1,04	1,01	0,99	0,98
15	0,97	1,01	1,05	1,11	1,14	1,14	1,12	1,09	1,05	1	0,97	0,95
20	0,95	0,99	1,06	1,13	1,18	1,18	1,15	1,11	1,05	0,99	0,95	0,93
25	0,92	0,98	1,05	1,15	1,2	1,2	1,17	1,11	1,05	0,97	0,92	0,9
30	0,88	0,95	1,05	1,15	1,22	1,22	1,16	1,12	1,04	0,95	0,88	0,86
35	0,84	0,92	1,03	1,15	1,23	1,23	1,18	1,11	1,02	0,92	0,84	0,81
40	0,79	0,68	1,01	1,14	1,23	1,24	1,18	1,1	0,99	0,88	0,79	0,76
45	0,73	0,83	0,98	1,13	1,23	1,23	1,17	1,08	0,95	0,84	0,74	0,7
50	0,68	0,78	0,94	1,1	1,21	1,22	1,16	1,06	0,92	0,79	0,68	0,64
55	0,61	0,73	0,89	1,07	1,19	1,2	1,13	1,02	0,88	0,73	0,62	0,57
60	0,54	0,67	0,84	1,03	1,18	1,18	1,1	0,99	0,83	0,67	0,55	0,5
65	0,47	0,6	0,79	0,89	1,13	1,14	1,08	0,94	0,78	0,61	0,48	0,43
70	0,4	0,53	0,73	0,94	1,06	1,1	1,02	0,88	0,72	0,54	0,41	0,36
75	0,32	0,46	0,68	0,88	1,03	1,05	0,97	0,84	0,68	0,47	0,33	0,28
80	0,24	0,39	0,59	0,81	0,97	1	0,91	0,78	0,59	0,4	0,26	0,2
85	0,17	0,31	0,52	0,74	0,91	0,94	0,85	0,71	0,52	0,32	0,18	0,12
90	0,08	0,23	0,44	0,67	0,84	0,87	0,79	0,64	0,45	0,25	0,1	0,08

Enquanto temos um incremento (posicionando e inclinando corretamente o painel) nos meses de menor **Irradiância**, teremos uma diminuição, nos meses de maior **irradiância** (ex.: veja o fator k para o mês de novembro e multiplique pelo H desse mês. O Resultado é: $0,88*5 = 4,4 \text{ kWh/m}^2.\text{dia.}$) Devemos escolher a inclinação que dê o máximo incremento no meses com pouca **irradiação solar**, mas que não provoque uma grande diminuição nos meses com muita **irradiação solar**.

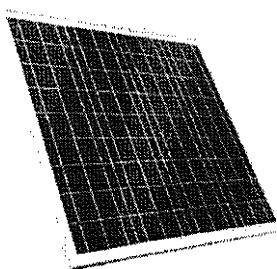
$K = 1,22$ (no mês com menor irradiação – Junho).

Com esses valores teremos como resultado as Horas de Sol Pico, que são o equivalente em Quilowatts hora incidem sobre um metro quadrado de superfície orientada para o equador e inclinada, na região:

$HSP = 2,79*1,22 = 3,4 \text{ kWh/dia}$ (no mês de Junho em São Paulo, em um painel inclinado a 30° e orientado para o Norte geográfico)

9.2.4. Calculando o número de Módulos Fotovoltaicos

Para construir o painel fotovoltaico deste exemplo utilizaremos os módulos fotovoltaicos **STP050D-12/MEA** da Suntech. Esses módulos tem as seguintes características:



Potência Pico (Wp): 50w

Tensão Nominal de trabalho (Vm): 12 v

Tensão em Máxima Potencia (Vmpp): 17,4 V

Corrente em Máxima Potência (Impp): 2,93 A

Tensão em Circuito Aberto (Voc): 21,8 V

Corrente de Curto Circuito (Isc): 3,13 A

Aplicando o método de cálculo, poderemos saber quantos módulos, e qual a configuração serão adequados ao

painel solar do nosso sistema:

Para alcançar a tensão de trabalho do nosso sistema, associaremos módulos em série. Módulos em série recebem o nome de **Fileiras**. Cada fileira terá a seguinte quantidade de módulos em série:

$$m_s = \frac{V_i}{Vm V_m} \rightarrow m_s = \frac{24}{12} = 2 \text{ Cada fileira será formada por 2 módulos em série.}$$

Calcularemos a quantidade de fileiras em paralelo para suprir a corrente necessária à carga das baterias que provém energia elétrica ao nosso sistema:

$$m_p = \frac{\left(\frac{Ep}{V_i}\right)}{0,9 * Imp * HSP} \rightarrow m_p = \frac{\left(\frac{1.120}{24}\right)}{0,9 * 2,95 * 3,4} \rightarrow \frac{47}{9,03} = 5,2 \approx 5$$
$$\frac{47}{9,03} = 5,2 \approx 5$$

... portanto o painel terá 5 fileiras em paralelo.

O número total de módulos **Nm** será:

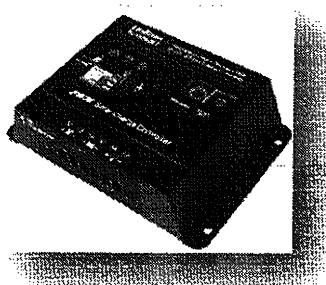
$$Nm = m_s * m_p \text{ e } 2 * 5 = 10$$

O painel fotovoltaico será composto por 10 módulos Suntech STP050D-12/MEA, inclinado em 30° e orientado para o Norte geográfico, em São Paulo.

O painel fotovoltaico gerará um potencial energético variável, de acordo à Irradiação Solar incidente. Em meses de maior irradiação, o potencial será maior, as baterias serão carregadas mais rapidamente, e o excedente de energia pode ser perdido, pois o controlador desconectará o painel fotovoltaico do banco de baterias, após este ser totalmente carregado.

9.2.5. Escolha do Controlador de Carga

O controlador de carga é o responsável por usar essa energia excedente para as tarefas de manutenção do banco de baterias como, por exemplo, as *cargas de equalização*. Um controlador de má qualidade simplesmente *desperdiçará* a energia excedente.



O controlador de carga deverá ser dimensionado com um fator de segurança de 25% da corrente de curto-círcuito do painel fotovoltaico. O painel que dimensionamos tem a seguinte corrente de curto-círcuito:

$$I_{sc, painel} = m_p * I_{sc, modulo} \text{ e } I_{sc, painel} = 5 * 3,13 = 15,65 \text{ A}$$

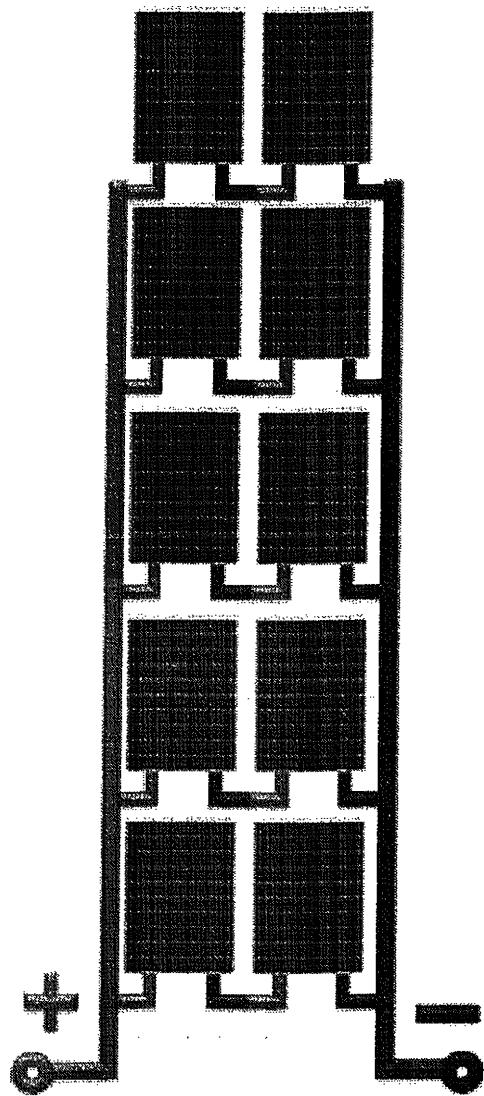
Considerando o fator de segurança, teremos:

$$I_E = 15,65 * 1,23 = 19,56 \text{ A} \quad (I_E = \text{corrente de entrada})$$

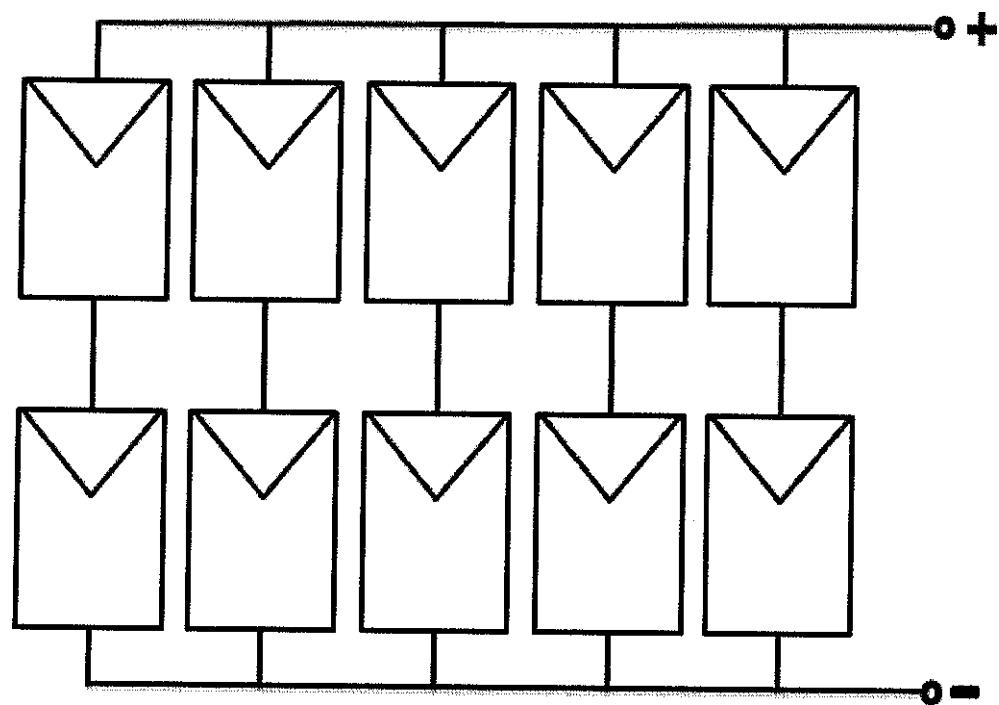
Podemos escolher um controlador de carga de 20 A.

No caso de possuirmos carga em CC ligadas ao controlador, devemos calcular a corrente de saída (IS), levando em consideração as correntes das cargas simultâneas e adicionando um fator de segurança, também de 25% . No sistema que ensaiamos nesse anexo, não teremos cargas em CC, e por isso não teremos o cálculo da corrente de saída (IE).

Design



Diagrama



10. Bibliografia

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR-5410: Instalações Elétricas de Baixa Tensão. Rio de Janeiro, 2004.

- . NBR-11877: Sistemas Fotovoltaicos. Rio de Janeiro, 1991.
- . NBR-11704: Sistemas Fotovoltaicos – Classificação. Rio de Janeiro, 2008.
- . NBR-10899: Energia Solar Fotovoltaica – Terminologia. Rio de Janeiro, 2006.
- . NBR-11876: Módulos Fotovoltaicos – Especificação. Rio de Janeiro, 2010.
- . NBR-14298: Sistemas Fotovoltaicos – Banco de Baterias – Dimensionamento. Rio de Janeiro, 1999.

GREENPRO. Energia Fotovoltaica- Manual de Tecnologias, Projecto e Instalação. Disponível em: <http://greenpro.de/po/fotovoltaico.pdf>. 2004.

QUASCHNING, V. Understanding Renewable Energy Systems. London: Earthscan, 2006

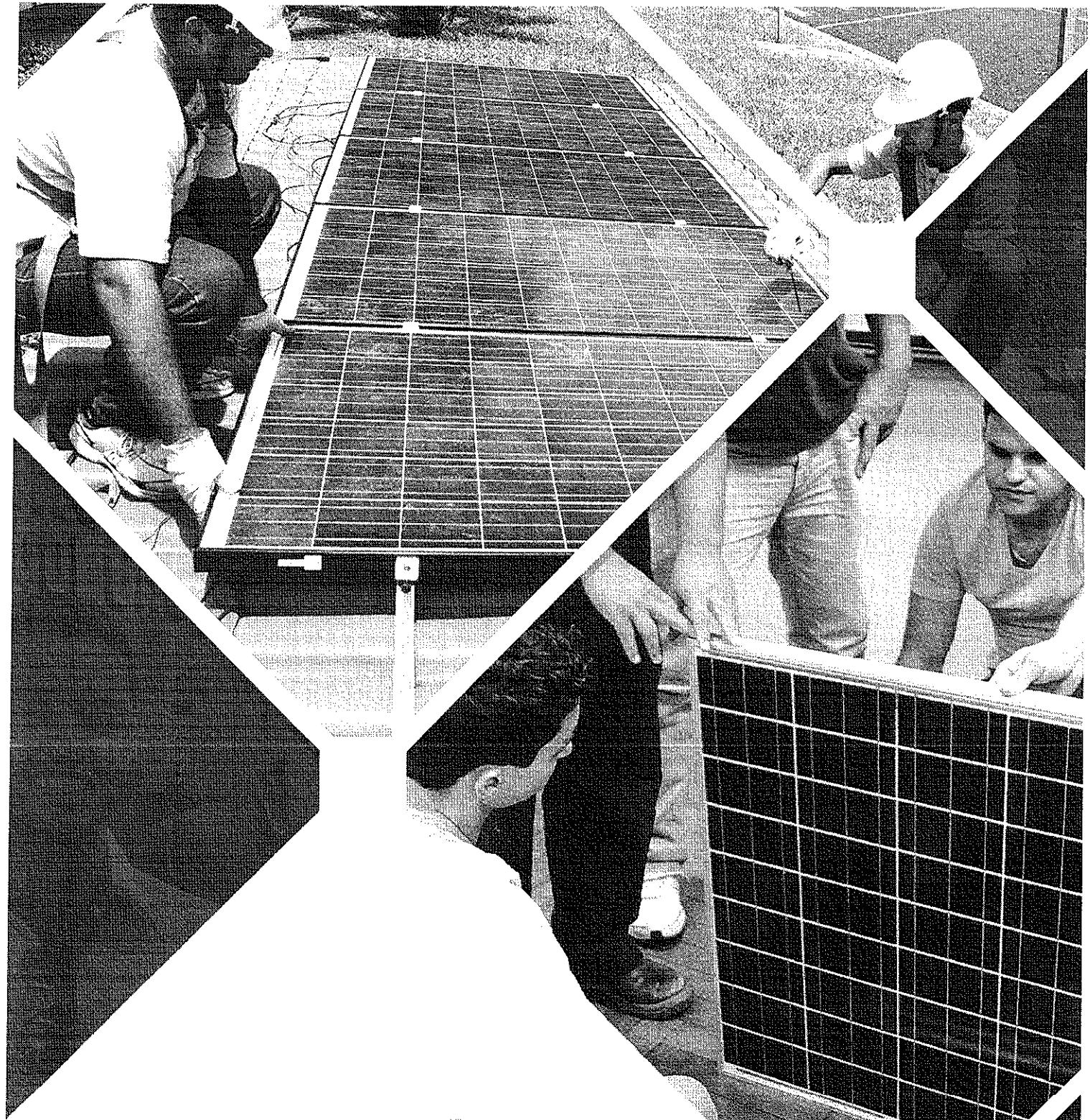
CERAGIOLI, Paulo César. Manual de Energia Solar Fotovoltaica. Disponível em: <http://rf.com.br/sites/rf.com.br/files/docs/SolarMan97.pdf>. 1997.

TIBA, Chigeru. Atlas Solarimétrico Brasileiro: Banco de Dados Solarimétricos. Recife: CRESESB, 2000. Disponível em: <http://bit.ly/qcrQB8>.

Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito. Grupo de Trabalho de energia Solar. Manual de Engenharia Para Sistemas Fotovoltaicos. Rio de Janeiro: CRESESB, 1999. Disponível em: <http://bit.ly/rggPRL>.

RÜTHER, Ricardo et al. Atlas Brasileiro de Energia Solar. São José dos Campos: INPE, 2006. Disponível em: <http://bit.ly/pPmCE3>.

DUFFIE, J. A., and Beckman, W. A. Solar Engineering Of Thermal Process, 2nd Ed., Wiley, N.Y, 1991.



**#mordidos
por energia
#solar**

www.bluesol.com.br

visite www.bluesol.com.br

6. Painel e Arranjo Fotovoltaico	55
6.1. Estruturas de Suporte e Ancoragem	55
6.1.1. Suportes para telhado	55
6.1.2. Suportes Para Instalação Em Plano Horizontal	57
6.1.2.1. Orientação do Painel Fotovoltaico	58
6.1.2.2. Inclinação do Painel Fotovoltaico	59
6.1.3. Suporte em Forma de Mastro	59
6.2. Cálculos de Sombreamento	60
7. Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede	64
7.1. Inversores On-Grid	64
7.1.1. Classificação e Tipos de Inversores Grid-Tie	65
7.1.1.1. Inversores Controlados/Chaveados pela Rede	65
7.1.1.2. Inversores Autorregulados (Auto Chaveados)	66
7.1.1.2.1. Inversores Auto-Chaveados com Transformador de Baixa Frequência (LF)	67
7.1.1.2.2. Inversores com Transformadores de Alta Frequencia (HF)	68
7.1.1.2.3. Inversores sem Transformadores	68
7.1.1.3. Características e Propriedades dos Inversores Grid-Tie	68
7.1.1.4. Eficiência de Conversão (Conversion Efficiency) – η_{CON}	69
7.1.1.5. Eficiência de Rastreamento (Tracking Efficiency) – η_{TR}	69
7.1.1.6. Eficiência Estática (Static Efficiency) – η_{INV}	69
7.1.1.7. Eficiência Européia (Euro Efficiency) – η_{EURO}	70

7.1.1.8. Comportamento em Sobrecarga	71
7.1.1.9. Registro de Dados Operacionais	71
7.1.1.10. Outras Características dos Inversores Grid-Tie	72
7.2. Painel Fotovoltaico Para Sistemas On-Grid	74
7.2.1. Caixas de Junção	74
7.2.2. Configurações e Conceitos	75
7.2.2.1. Sistemas com Inversor Central	75
7.2.2.1.1. Sistema com baixa tensão de entrada (<120 VCC)	75
7.2.2.1.2. Sistemas com Alta Tensão de Entrada (>120 VCC)	76
7.2.2.1.3. Sistema Mestre-Escravo (Master-Slave)	77
7.2.2.2. Sistemas de Grupos de Módulos	77
7.2.2.3. Sistemas com Módulos CA	78
8. Sistemas Fotovoltaicos Autônomos	81
8.1. Painel Fotovoltaico	81
8.2. Banco de baterias	81
8.2.1. Funções do banco de baterias	82
8.2.2. Baterias para Sistemas Fotovoltaicos	82
8.2.2.1. Constituição e funcionamento de uma Bateria de Chumbo Ácido	82
8.2.2.2. Tipos de Baterias de Chumbo-Ácido	85
8.2.3. Desempenho e Características das Baterias de Chumbo-Ácido	87
8.2.4. Efeitos do Envelhecimento nas Baterias	89

8.2.5. Cuidados com Baterias Estacionárias:	89
8.3. Controlador/Regulador de Cargas	90
8.3.1. Formas de Controle de Carga	92
8.3.1.1. Controladores Série	92
8.3.1.2. Controladores Shunt	92
8.3.1.3. Controladores com MPPT	92
8.3.2. Critérios de Seleção de um Controlador	93
8.4. Inversores Autônomos	93
8.4.1. Características dos inversores Autônomos	94
8.4.2. Critérios de Seleção de Inversor Autônomo	95
9. Dimensionando Sistemas Fotovoltaicos Autônomos	98
9.1. Banco de baterias	101
9.2. Painel Fotovoltaico	105
9.2.1. Influência do Controlador de Carga	105
9.2.2. Influência da Disponibilidade Solar no Local	105
9.2.3. Influência da Inclinação do Painel Fotovoltaico	107
9.2.4. Calculando o número de Módulos Fotovoltaicos	108
9.2.5. Escolha do Controlador de Carga	109
10. Bibliografia	113

1. Introdução

O desenvolvimento da sociedade humana está atrelado à transformação do meio ambiente e obtenção de energia. Durante o desenvolvimento da nossa sociedade ficou evidente a carência de energia em todos possíveis locais da convivência humana, e nas últimas décadas temos visto o apelo de várias vozes que nos mostram o iminente do fim dos combustíveis fósseis, o imenso impacto ambiental causado por essas fontes de energia e a insustentabilidade do modo como obtemos a energia que nos move.

Enquanto isso, em muitas frentes, temos o desenvolvimento de novas formas de geração de energia e recentemente tivemos o reconhecimento das fontes renováveis, não mais como fontes de energia alternativa, mas como fontes de energia primárias, cujas principais representantes são:

- Energia Hidrelétrica;
- Biomassa
- Energia Eólica
- Energia Solar

Todas as formas de energia que conhecemos derivam da energia solar. É a energia do sol que altera o estado físico da água, fazendo com que essa migre e possa ser represada e aproveitada nas usinas hidrelétricas. O aquecimento das massas de ar provoca os ventos, que são aproveitados nos aerogeradores dos parques eólicos. É a energia solar, absorvida na fotossíntese, que dá vida às plantas utilizadas como fonte de energia de biomassa. Até mesmo o petróleo, que vem de restos de vegetação e animais pré-históricos, também é derivado do sol, pois este deu a energia necessária ao aparecimento da vida na terra em eras passadas. Podemos, através desse ponto de vista, considerar que todas as formas de energia são renováveis, infelizmente não em escala humana. As formas de energia renovável citadas acima são as que se renovam a cada dia, permitindo um desenvolvimento sustentável da vida e sociedade humana.

A energia solar que chega à Terra e um ano é muito maior que o consumo humano de energia no mesmo período. Infelizmente todo esse potencial não é aproveitado. O aproveitamento artificial da energia solar pode ser feito de três modos:

- Arquitetura Bioclimática
- Efeito Fototérmico
- Efeito Fotovoltaico

1.1. Arquitetura Bioclimática

A arquitetura bioclimática consiste em formas de aproveitamento da luz natural do sol, do calor - ou evitando-o - através de formas de integração arquitetônica às condições locais.

Para aproveitar corretamente as condições naturais, a edificação deve ser planejada cuidadosamente, o que pode significar um alto rendimento no aproveitamento da energia natural do sol, economizando outras formas de energia mais sofisticadas. Temos como exemplo, os sistemas que aproveitam melhor a luz natural durante o dia, economizando eletricidade.

1.2. Energia Solar Térmica

O *efeito fototérmico* consiste na captação da Irradiação Solar e conversão direta em calor. É o que ocorre com os *Sistemas de Aquecimento Solar* que utilizam os *Coletores Solares* como dispositivo de captação energética.

Os *Sistemas de Aquecimento Solar* estão difundidos no Brasil, principalmente devido à sua tecnologia mais simples e aos bons preços. São ótimos complementos aos sistemas fotovoltaicos, pois fornecem de maneira eficaz e barata, a energia necessária ao aquecimento da água para uso sanitário, aquecimento de piscinas e climatização ambiente.

eletricidade das concessionárias. Os sistemas isolados podem ser classificados em Híbridos ou Autônomos (Puros). Os sistemas autônomos podem ser com, ou sem armazenamento elétrico.

2.1.1.1. Sistemas Híbridos



Figura 3 - Sistema híbrido eólico fotovoltaico

Um sistema fotovoltaico híbrido trabalha em conjunto com outro sistema de geração elétrica, que pode ser um *aerogerador* (no caso de um sistema híbrido *solar-eólico*), um moto-gerador a combustível líquido (ex.: diesel), ou qualquer outro sistema de geração elétrica.

Um sistema híbrido pode ou não possuir sistema de armazenamento de energia. Quando possui, geralmente o sistema de armazenamento tem autonomia menor ou igual a um dia.

2.1.1.2. Sistemas Autônomos (Puros)

Um sistema fotovoltaico puro é aquele que não possui outra forma de geração de eletricidade. Devido ao fato de o sistema só gerar eletricidade nas horas de sol, os sistemas autônomos são dotados de acumuladores que armazenam a energia para os períodos sem sol, o que acontece todas as noites, e também nos períodos chuvosos ou nublados. Os acumuladores são dimensionados de acordo à autonomia que o sistema deve ter, e essa varia de acordo às condições climatológicas da localidade onde será implantado o sistema fotovoltaico.

2.1.1.3. Sistemas Autônomos Sem Armazenamento

São sistemas que funcionam somente durante as horas de sol. Temos como exemplo os sistemas de bombeamento de água. As características das bombas são calculadas levando em consideração a necessidade água e o potencial *Solar* da localidade. O painel fotovoltaico é dimensionado para fornecer potencial para a bomba. Apesar de, geralmente, não utilizarem sistemas de armazenamento elétrico, o armazenamento energético é feito na forma de água no reservatório.

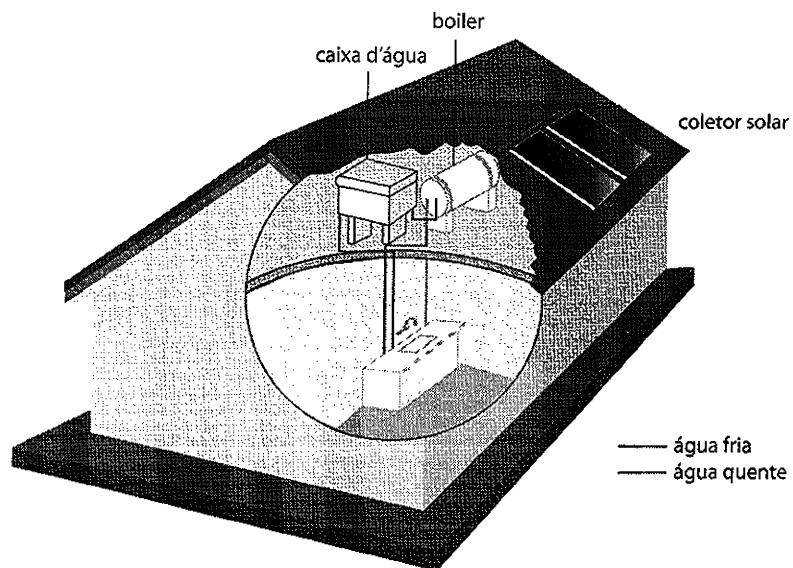


Figura 1 - Sistema de aquecimento solar

1.3. Energia Solar Fotovoltaica

O efeito fotovoltaico, observado por Edmond Bequerel em 1839, consiste no aparecimento de uma diferença de potencial nos extremos de um semicondutor, quando esse absorve a luz visível. É o objeto de estudo deste livro e a forma de captação de energia solar mais promissora.

São incontestáveis as vantagens da energia solar fotovoltaica:

- A matéria prima é inesgotável
- Não há emissão de poluentes durante a geração da eletricidade
- Os sistemas podem ser instalados em todo o globo

Infelizmente a energia solar fotovoltaica tem suas deficiências:

- A densidade (o fluxo de potencial que chega à superfície terrestre) é pequeno ($<1\text{ kW/m}^2$), se comparado às fontes fósseis.
- A energia solar disponível em uma localidade varia sazonalmente, além de ser afetada pelas condições climatológicas.
- Os equipamentos de captação e conversão requerem investimentos financeiros iniciais mais elevados que os sistemas convencionais.

O baixo fluxo de potencial solar requer grande área captadora, para obter maiores potências. A variabilidade da *Irradiação Solar* implica no uso de sistemas de armazenamento, que são, em geral, pouco eficientes. Já o alto investimento inicial, leva a considerar a viabilidade econômica de um projeto, tendo em conta sua vida útil e todas as vantagens da utilização dessa forma de energia.

Nas páginas seguintes conhiceremos um pouco mais sobre a captação da energia solar e conversão em energia elétrica útil; os dispositivos utilizados, e alguns detalhes que permitiram um bom começo de estudos nessa interessante área.

O estudo sério da energia solar fotovoltaica se desenvolve em vários ramos da ciência como: física, química, matemática, astronomia, etc. É um mundo de conhecimento, no qual penetramos a partir de agora.

2. Sistemas fotovoltaicos

Um sistema fotovoltaico é uma fonte de potência elétrica, na qual as *células fotovoltaicas* transformam a Radiação Solar diretamente em energia elétrica.

Os sistemas fotovoltaicos podem ser implantados em qualquer localidade que tenha radiação solar suficiente. Sistemas fotovoltaicos não utilizam combustíveis, não possuem partes móveis, e por serem dispositivos de estado sólido, requerem menor manutenção. Durante o seu funcionamento não produzem ruído acústico ou eletromagnético, e tampouco emitem gases tóxicos ou outro tipo de poluição ambiental.

A confiabilidade dos sistemas fotovoltaicos é tão alta, que são utilizados em locais inóspitos como: espaço, desertos, selvas, regiões remotas, etc.

2.1. Classificação dos sistemas fotovoltaicos

Os sistemas fotovoltaicos são classificados de acordo à forma como é feita a geração ou entrega da energia elétrica em:

- Sistemas Isolados
- Sistemas conectados à rede (On-Grid)

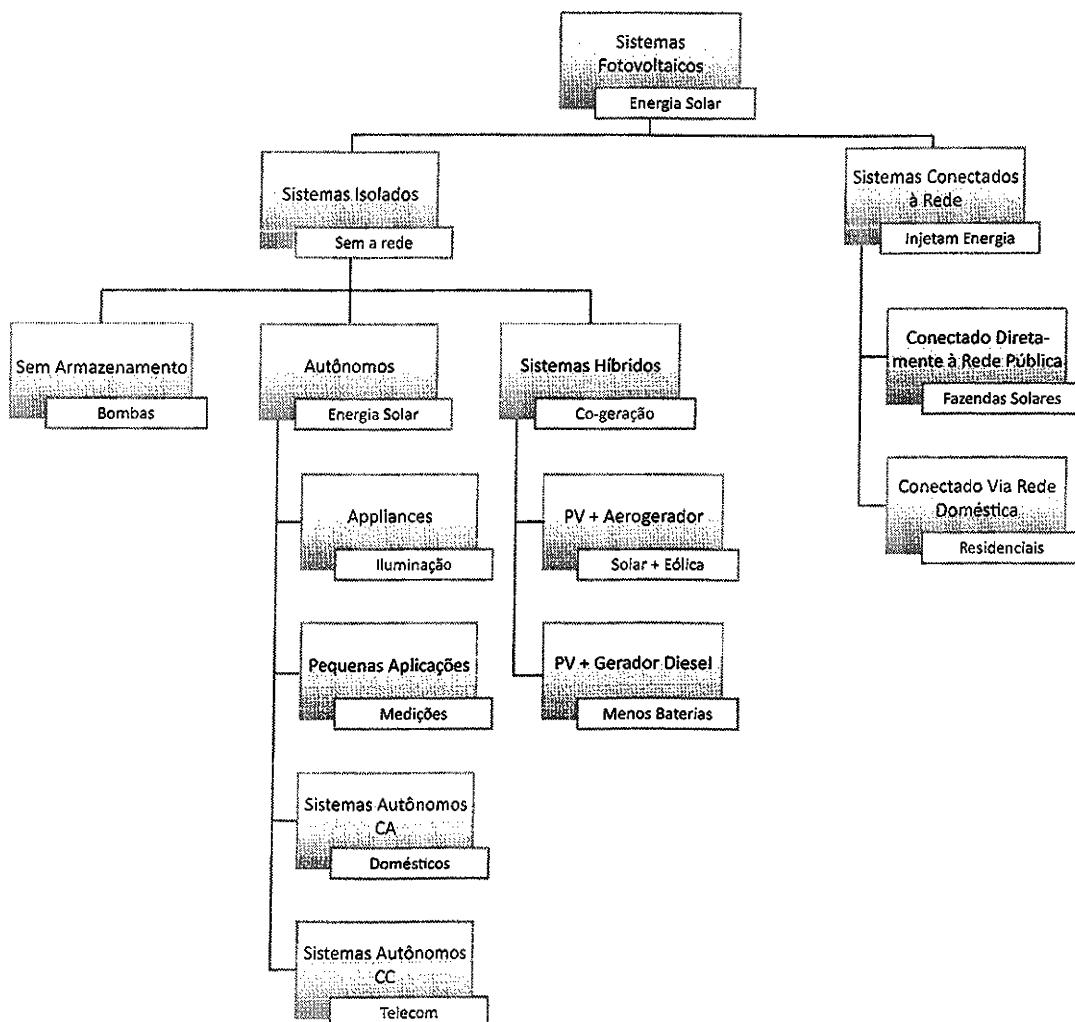


Figura 2 - Tipos de Sistemas Fotovoltaicos

2.1.1. Sistemas Isolados

Um *Sistema Fotovoltaico Isolado* é aquele que não tem contato com a rede de distribuição de

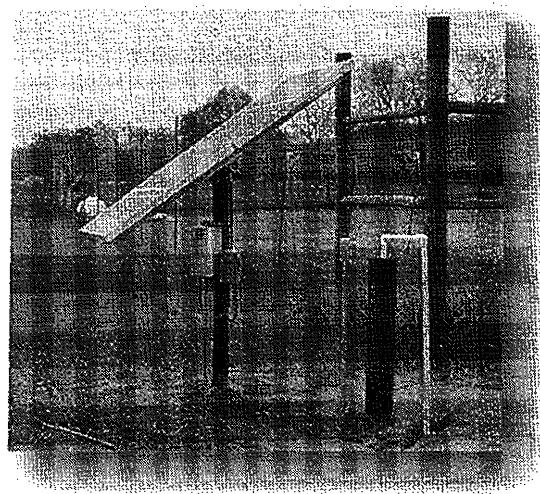


Figura 4 - Sistema de bombeamento fotovoltaico

2.1.2. Componentes de Um Sistema Fotovoltaico Autônomo

Um sistema fotovoltaico residencial autônomo, geralmente, possui os seguintes componentes:

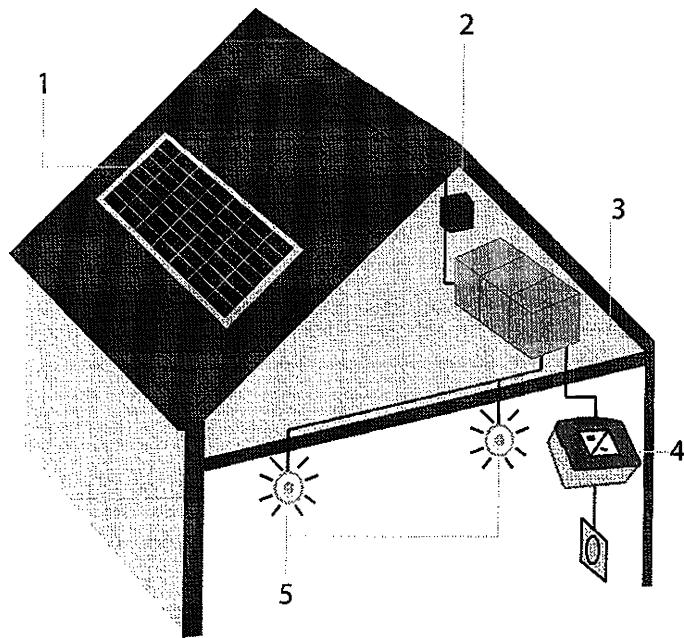


Figura 5-Componentes de um sistema fotovoltaico autônomo

- 1 – Painel fotovoltaico;
- 2 – Controlador de Carga/Descarga das baterias;
- 3 – Banco de baterias;
- 4 – Inversor autônomo, para cargas em CA;
- 5 – Cargas CC ou CA;

Nos capítulos seguintes serão explicados os detalhes sobre cada um dos componentes de um sistema fotovoltaico autônomo.

2.1.3. Sistemas Conectados à Rede (On-Grid)

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede fornecem energia para as redes de distribuição. Todo o potencial gerado é rapidamente escoado para a rede, que age como uma carga, absorvendo a energia.

Os sistemas conectados à rede, também chamados de *on-grid*, geralmente não utilizam sistemas de armazenamento de energia, e por isso são mais eficientes que os sistemas autônomos, além de, geralmente, serem mais baratos.

Os sistemas *On-Grid* dependem de regulamentação e legislação favorável, pois usam a rede de distribuição das concessionárias para o escoamento da energia gerada.

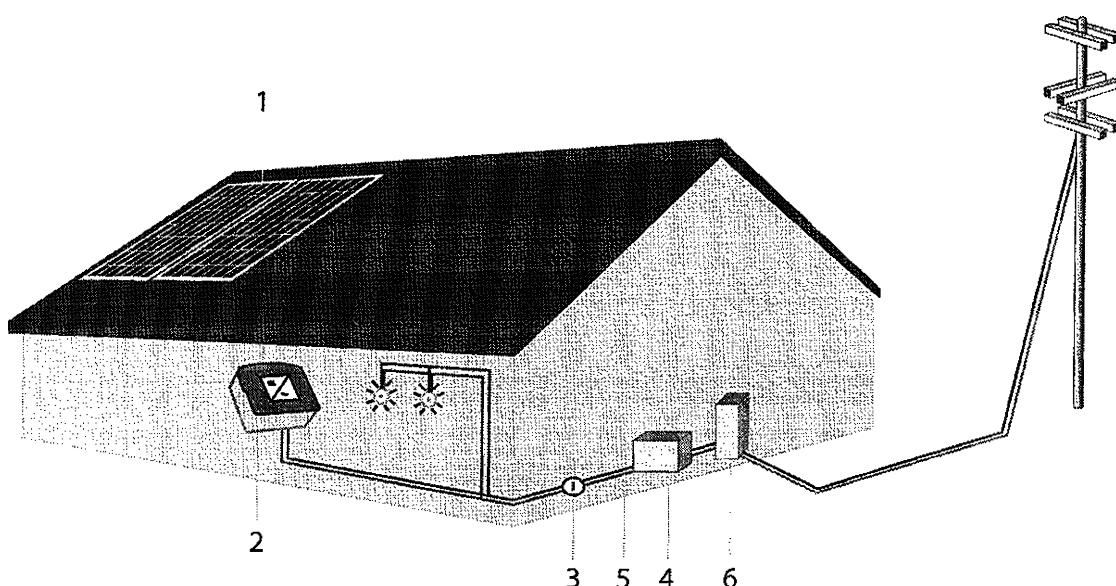


Figura 6 - Sistema conectado à rede

1 – Módulos Fotovoltaicos

2 – Inversor Grid-Tie –Transforma a corrente contínua do painel em corrente alternada de 127 V/220 V e 60Hz, compatível com a eletricidade da rede.

3 – Interruptor de Segurança.

4 – Quadro de Luz - distribui energia para casa.

5 – A eletricidade alimenta os utensílios e eletrodomésticos

6 – O excedente volta para a rede elétrica através do medidor fazendo-o *rodar ao contrario*, reduzindo a tarifa de energia elétrica.

2.1.3.1. Componentes de Um Sistema Fotovoltaico Conectado À Rede (On-Grid)

Um sistema fotovoltaico conectado à rede, geralmente, possui os seguintes componentes:

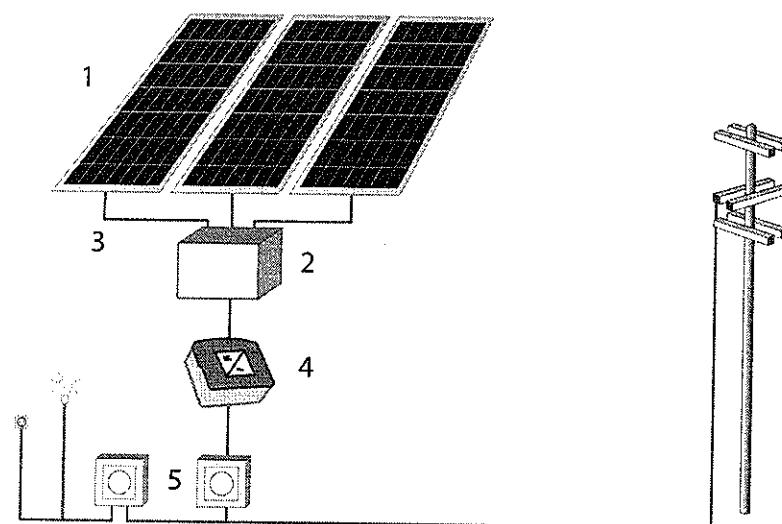


Figura 7 - Componentes de um sistema fotovoltaico on-grid

- 1 – Painel fotovoltaico;
- 2 – Caixa de Junção do painel fotovoltaico;
- 3 – Cabeamento;
- 4 – Inversor *Grid-Tie*;
- 5 – Medidor(es) de energia;

Nos capítulos seguintes serão detalhados os principais equipamentos de uma instalação fotovoltaica conectada à rede.



Radiação Solar e Efeito Fotovoltaico

www.blue-sol.com.br

3. Radiação Solar e Efeito Fotovoltaico

A Energia irradiada pelo sol em um segundo é muito maior que a energia consumida pela humanidade desde o seu aparecimento na face da Terra, até os dias de hoje. Toda essa energia, claro, não chega até a Terra.

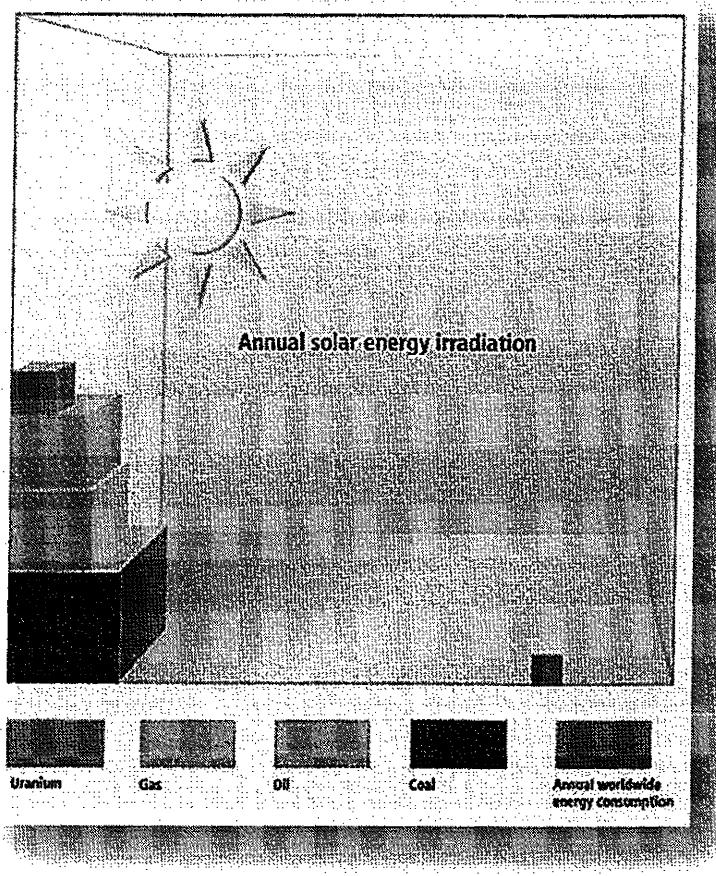


Figura 8 - Comparativo entre a energia solar e outras formas de energia

A energia solar é produzida pelas reações nucleares que acontecem no interior do sol a grandes profundidades. Em uma dessas reações os átomos de hidrogênio se combinam formando átomos de hélio, e liberam energia. Esta energia viaja do interior do sol até a sua superfície (chamada de fotosfera), e daí se irradia em todas as direções.

Essa energia irradiada chega à Terra vinda do espaço através das partículas de energia chamadas de *fótons*. Os fótons se deslocam a uma velocidade de 300.000 km/s, por isso demoram cerca de 8 minutos para chegar à Terra, que está a aproximadamente 150 milhões de quilômetros do sol.

A radiação solar é radiação eletromagnética que tem distribuição espectral conforme a figura abaixo:

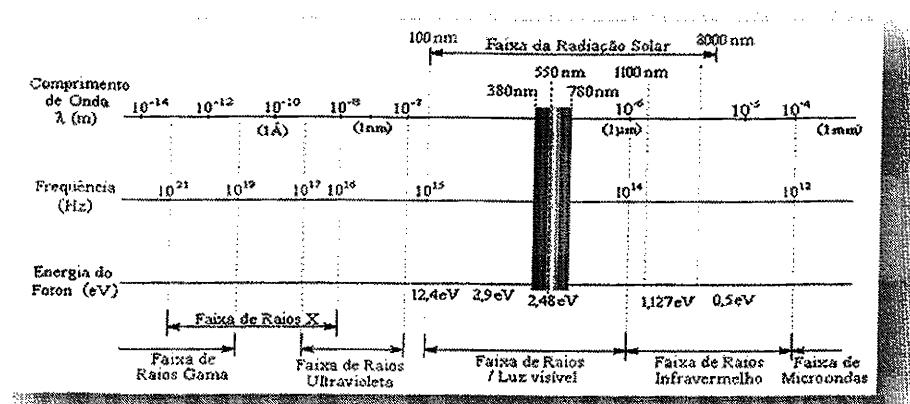


Figura 9 - Espectro da radiação eletromagnética do sol

3.1. Geometria Solar

Sabemos que o sol *nasce* no leste e se *põe* no oeste, elevando no céu. Essa elevação é maior ou menor de acordo à época do ano.

A terra se move em uma órbita elíptica em torno do sol e o eixo de rotação da Terra forma um ângulo de $23,5^\circ$ com a *normal* ao plano da elipse da órbita da Terra. Esse ângulo é o responsável pela duração do dia e da noite nas distintas estações do ano, e também é o responsável pela variação da elevação do sol no horizonte à mesma hora, ao longo do ano.

A posição angular do sol ao meio dia solar, em relação ao equador é chamada de **Declinação Solar** (δ). A declinação varia de acordo com o dia do ano, com valores entre: $-23,45^\circ \leq \delta \leq 23,45^\circ$, sendo positivo ao Norte e negativo ao Sul:

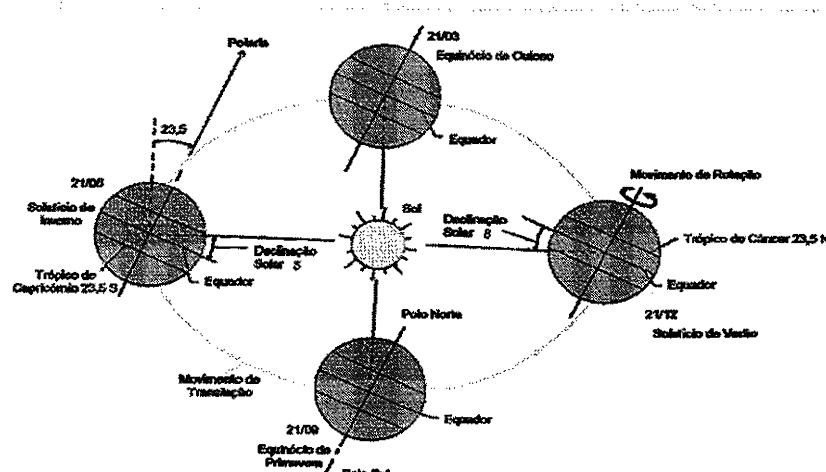


Figura 10 - Declinação solar e as estações do ano

A observação da latitude da localidade e da declinação determina a trajetória do sol no céu, para um dia determinado.

A seguir, detalhamos as relações geométricas entre a superfície terrestres e os raios solares. Estes ângulos variam de acordo ao movimento aparente do sol na abóbada celeste:

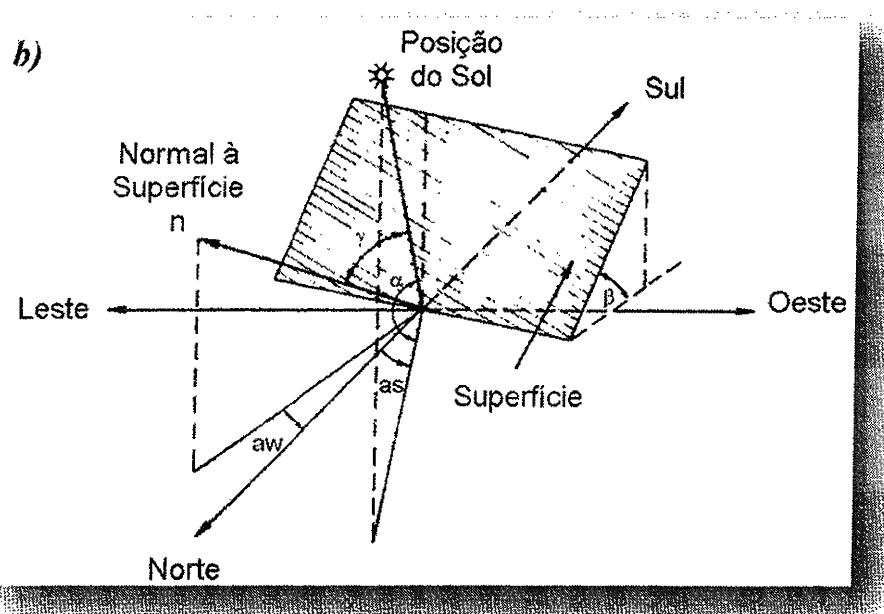


Figura 11 - Relações geométrica sol-Terra-painel solar

- **Ângulo de Incidência (γ):** é formado entre os raios solares e a normal à superfície de captação. Quanto menor esse ângulo, mais energia será captada.
- **Ângulo Azimutal De Superfície (a_w):** Entre a projeção da normal à superfície do painel solar e a direção norte-sul. Para o hemisfério sul o *azimute* é o norte e, portanto, o deslocamento angular será à partir deste ponto cardeal, sendo positivo em sentido horário (leste) e negativo no sentido anti-horário (oeste). O ângulo Azimutal de superfície estará entre: $-180^\circ \leq a_w \leq 180^\circ$. Internacionalmente convênciona-se o azimute 0° como sendo o Sul, e o Norte tem ângulo azimutal de 180° .
- **Ângulo Azimutal do Sol (a_s):** é o ângulo entre a projeção dos raios solares no plano horizontal e a direção Norte-Sul. Tem as mesmas convenções que o Ângulo Azimutal de Superfície.
- **Altura Solar (α):** ângulo entre os raios solares e sua projeção sobre um plano horizontal.
- **Inclinação (β):** ângulo entre o painel solar e o plano horizontal.
- **Ângulo Horário do Sol ou Hora Angular (ω):** é o deslocamento angular do sol, no sentido Leste-Oeste, à partir do meridiano local, devido ao movimento de rotação da Terra. A Terra dá uma volta completa (360°) em torno de si mesma em 24 horas. Portanto, cada hora corresponde a um deslocamento de 15° .
- **Ângulo Zenital (θ_z):** é o ângulo formado entre os raios solares e a vertical (Zênite). O ângulo zenital é o inverso da altura solar. O sol só alcança o Zênite nas localidades entre os trópicos (zona tropical). Fora dos trópicos, em nenhuma localidade haverá, ao meio dia solar, ângulo zenital igual a zero.

O conhecimento desses termos é de extrema importância para o estudo de qualquer sistema de aproveitamento de energia solar.

3.2. Radiação Solar ao Nível do Solo

A intensidade da radiação solar que chega à Terra é em torno de $1,3 \text{ kW/m}^2$ acima da atmosfera. A quantidade de **Radiação** que chega ao chão, no plano horizontal depende da localização geográfica, mas também das condições atmosféricas, assim como do período (estação) do ano. A atmosfera terrestre age como um filtro, que bloqueia uma parte dessa energia. Quanto mais espessa for a camada atmosférica a ser

vencida, menor será a *Irradiância solar* ao nível do solo. A camada atmosférica será mais ou menos espessa, de acordo à elevação do sol, no momento da medição. Essa espessura é medida através de um coeficiente chamado **Massa de Ar** (AM). A massa de ar influencia através dos efeitos de absorção e dispersão (Rayleigh e Mie), por isso, quanto mais elevado o sol estiver no céu, menores serão os efeitos da camada atmosférica. É importante salientar que a poluição atmosférica potencializa esses efeitos de absorção e dispersão.

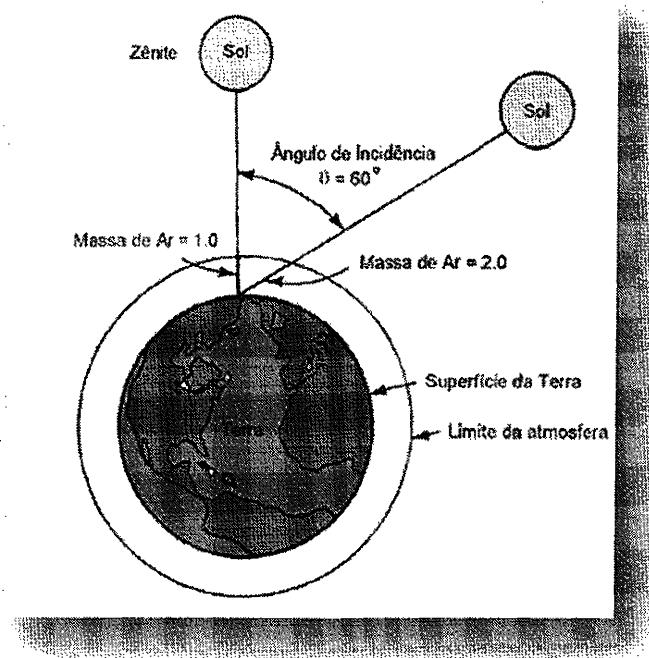


Figura 12 - Relação entre o Ângulo de Incidência e a Massa de Ar

A relação entre o coeficiente AM e a altura solar e ângulo zental é a seguinte:

$$AM = \frac{1}{\cos \theta} AM = \frac{1}{\cos \theta}$$

$$AM = \frac{1}{\sin \alpha} AM = \frac{1}{\sin \alpha}$$

Devido a esses fatores, a máxima Irradiância que chega à superfície terrestre é em torno de 1.000 W/m². A radiação que vem diretamente do sol é chamada de Radiação Direta, e a que vem da *abóbada celeste* é chamada de *difusa*. Além dessas duas, temos também a Radiação de *Albedo*, que a energia solar refletida da Terra, seja por vegetação, construções, etc. A Irradiância de Albedo é muito pequena. A soma dessas Irradiâncias é chamada de Irradiação Solar Total.

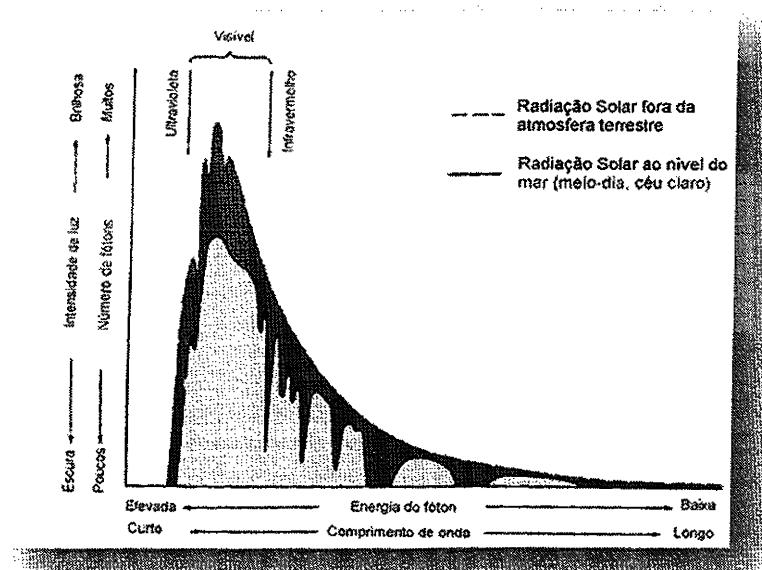


Figura 13 - Gráfico do espectro da radiação solar dentro e fora da atmosfera terrestre

3.3. Medindo o Potencial Solar

Para viabilizar os projetos comerciais de sistemas de aproveitamento de energia solar são necessários estudos sobre a radiação solar na superfície terrestre. Esses estudos têm como base a medição da radiação extraterrestre (realizada por satélites meteorológicos), juntamente com a adoção de métodos de cálculos matemáticos e a medição da radiação solar ao nível do solo. Para calcular a radiação ao nível do solo são utilizados dispositivos específicos normatizados pela Organização Mundial de Meteorologia. Os piranômetros, pireliômetros, heliógrafos e actinógrafos são alguns desses aparelhos.

Esses estudos levam alguns anos para retornarem dados concretos, já que tem que considerar vários fatores como, por exemplo, as mudanças climáticas.

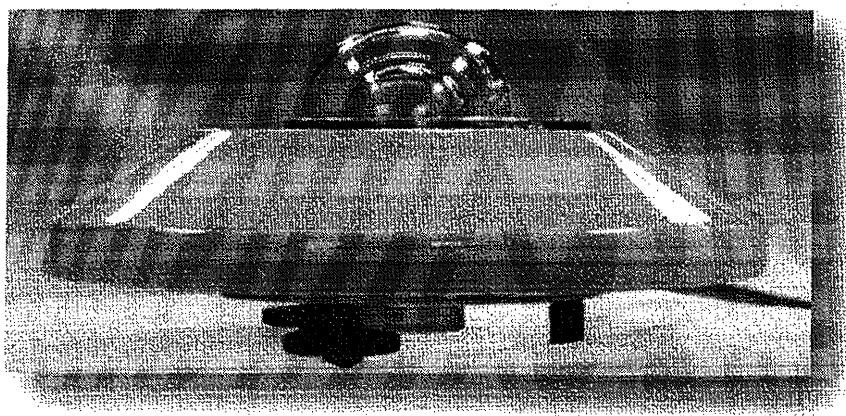


Figura 14 - Piranômetro

No Brasil temos dois principais estudos sobre a radiação solar em território brasileiro: o “Atlas Solarimétrico do Brasil” – produzido pelo CRESESB (Centro de Referência em Energia Solar e Eólica Sergio de Salvo Brito); e o “Atlas Brasileiro de Energia Solar” – produzido pela Universidade Federal de Santa Catarina em conjunto/para com o Projeto SWERA.

Os dois estudos são complementares e mostram as variações na radiação captada na superfície do território brasileiro ao longo de um ano.

O Atlas Solarimétrico apresenta os valores da radiação no plano horizontal (H) em mega joules por metro quadrado (MJ/m^2).

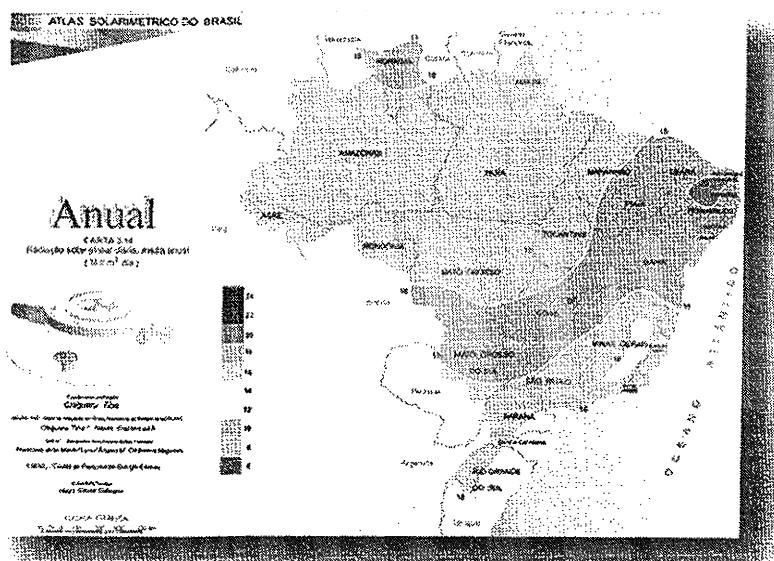


Figura 15 - Radiação Solar Global Anual - Atlas Solarimétrico do Brasil

O Atlas Brasileiro de Energia Solar apresenta os resultados em quilowatts hora por metro quadrado. O valor dado em kWh/m^2 é chamado de **Horas de Sol Pico (HSP)** ou **Horas de Sol Pleno**.

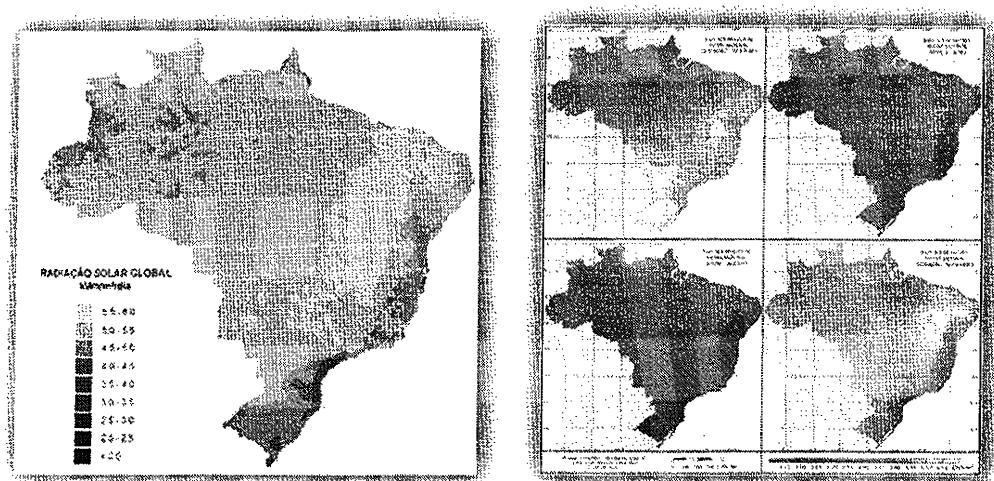


Figura 16 - Mapas de Radiação Solar - Atlas Brasileiro de Energia Solar

3.3.1. Horas de Sol Pico

A Radiação solar varia durante o dia e tem sua maior intensidade ao *meio-dia-solar*.

À partir do momento em que o sol aparece no horizonte até o ocaso, a radiação solar vai do mínimo ao máximo (ao meio-dia-solar), e de volta ao mínimo. As nuvens influenciam a *Irradiância Direta*, fazendo com que mesmo ao meio-dia-solar possamos captar menos energia que no começo da manhã ou final da tarde.

Se colocarmos em um gráfico a variação da Irradiância em um dia médio, podemos observar as horas do dia em que a Irradiância é próxima ou igual a $1000 W/m^2$.

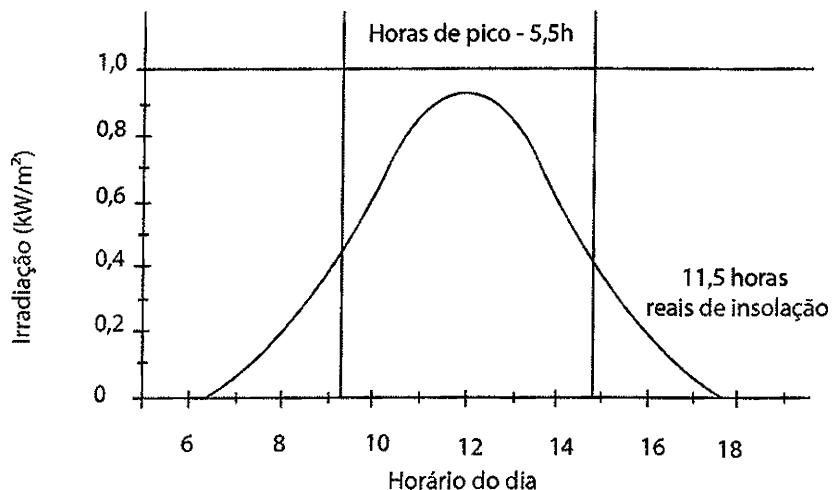


Figura 17 - Gráfico das Horas de Sol Pico

Esse valor é de extrema importância para o cálculo de sistemas fotovoltaicos, pois é nessas horas que um painel fotovoltaico estará gerando o seu máximo durante o dia. As horas de sol pico estão compreendidas entre duas a três horas antes e depois do meio-dia-solar. O meio-dia-solar acontece quando os raios de sol estão se projetando na direção Norte-Sul, no meridiano local. Como o meio dia solar varia ao longo do ano, na maioria das vezes será diferente do meio dia no horário civil.

O CRESESB disponibiliza uma ferramenta de acesso ao banco de dados de radiação solar em território brasileiro. Acesse esta ferramenta de nome Sundata pelo seguinte link: <http://www.cresesb.cepel.br/sundata/index.php>.

3.4. Efeito Fotovoltaico

O termo *fotovoltaico* significa a transformação da radiação solar diretamente em corrente elétrica, utilizando as células fotovoltaicas, também chamadas de células solares.

As células fotovoltaicas são constituídas de *materiais semicondutores* como: **silício, arseneto de gálio, telureto de cádmio ou disseleneto de cobre e índio (gálio)**. O silício cristalino é o mais utilizado, mas as tecnologias de película fina ganharam mercado com a produção em larga escala.

3.4.1. Princípios de funcionamento

Os semicondutores possuem a *banda de valência* totalmente preenchida e a *banda de condução* totalmente vazia a temperaturas muito baixas. A separação entre as duas bandas de energia, chamada de

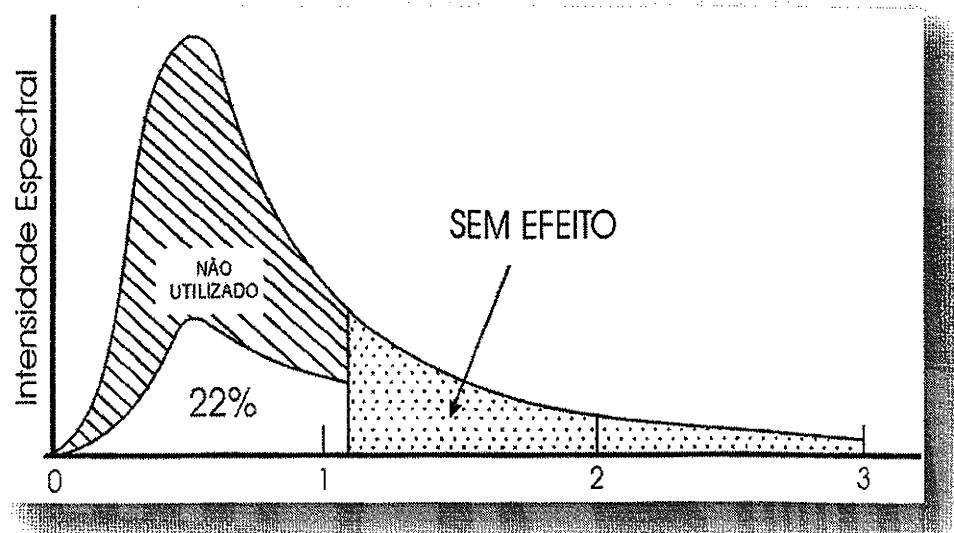


Figura 24 - Aproveitamento da radiação solar pelas células fotovoltaicas

Fótons com energia superior ou inferior à necessidade geram calor desnecessário, que diminui a eficiência da célula fotovoltaica. Veja na tabela abaixo o balanço energético de uma célula fotovoltaica de silício cristalino:

Tabela 1 - Aproveitamento da radiação solar pelas células de silício cristalino

100%	Irradiacão Solar Total
-3,0%	Reflexão e sombreamento dos contatos frontais
-23,0%	Fótons com energia insuficiente na Irradiância de ondas compridas
-32,0%	Fótons com energia excedente na Irradiância de ondas curtas
-8,5%	Recombinação de elétrons
-20,0%	Gradiente elétrica, especialmente na região do campo elétrico
-0,5%	Resistência em série (perdas térmicas na condução elétrica)
= 13,0%	Energia elétrica utilizável.



Células Fotovoltaicas

www.blue-sol.com.br

4. Células Fotovoltaicas

Uma célula fotovoltaica é a unidade básica de um sistema fotovoltaico. É a responsável pela conversão da radiação solar em eletricidade.

Como uma única célula não é suficiente para gerar potências elétricas elevadas, os fabricantes associam várias células, e as encapsulam para proteção, formando assim um módulo fotovoltaico.

Os módulos comerciais diferem entre si por vários fatores, como a capacidade de gerar potencial, chamado de potência-pico, fator de forma, área, etc. E esses valores se alteram de acordo ao tipo de célula fotovoltaica utilizada.

4.1. Tipos de Células fotovoltaicas

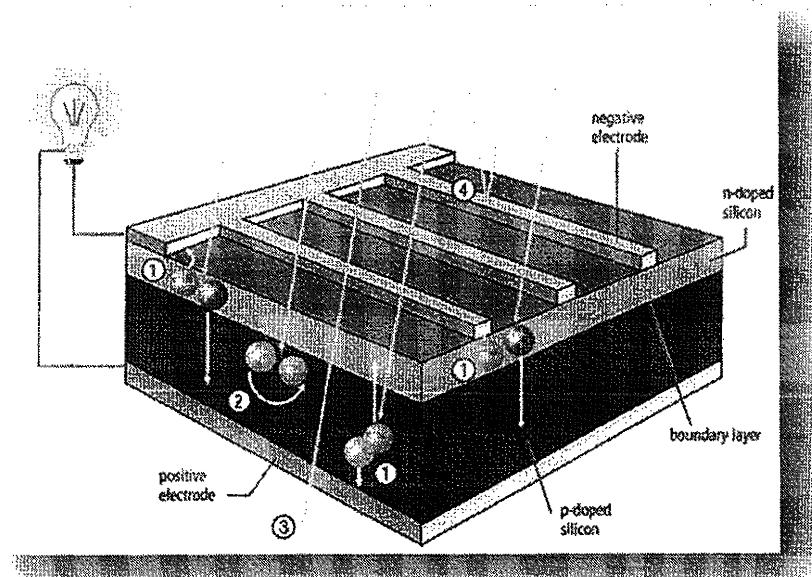


Figura 25 - Representação de uma célula fotovoltaica de silício cristalizado

A seguir, os principais tipos de células fotovoltaicas produzidas em escala comercial e suas principais características.

4.1.1. Silício Cristalizado

O silício é o segundo material mais abundante na natureza, perdendo apenas para o oxigênio. Entretanto, o silício está naturalmente combinado a outros materiais, e se apresenta como dióxido de silício e silicatos. A areia e o quartzo são as formas mais comuns. A areia contém demasiado teor de impurezas para ser processada, já os depósitos de quartzito chegam a possuir 99% de Si. É essa areia sílica que é processada para a obtenção da matéria pura.

Para a utilização do silício como matéria prima para a fabricação das células fotovoltaicas, esse deve ser purificado.

São dois, os graus de purificação do silício:

1 – Silício metalúrgico, onde se combina ao quartzito quantidades controladas de carbono a altas temperaturas. O oxigênio presente no quartzito é removido na forma de CO_2 e, depois de outros processos,

serão obtidas barras de silício com pureza de 98%.

2 – Silício grau semicondutor (eletrônico e solar), onde o silício é convertido através de ácido clorídrico (HCl) a triclosano: $\text{Si} + 3 \text{ HCl} \Rightarrow \text{Si H Cl}_3 + \text{H}_2$. Devido ao seu baixo ponto de ebulição (31,8 °C), este pode ser purificado pelo método de destilação fracionada, processo semelhante ao utilizado em refinarias de petróleo. Com a adição de H_2 acontece a seguinte reação química: $\text{Si H Cl}_3 + \text{H}_2 \Rightarrow \text{Si} + 3 \text{ HCl}$.

Após essa purificação, teremos criado um cristal de silício com até 99,9999% de pureza, que é um dos materiais mais puros produzidos pelo homem. É justamente esse processo de purificação que encarece a criação das células fotovoltaicas.

4.1.1.1. Silício Monocristalino

Uma das formas de se obter o *cristal único* de silício, é através do método Czochralski. Durante esse processo, uma *semente* de cristal de silício é inserida numa caldeira com silício policristalino e, enquanto o conjunto gira lentamente, essa *semente* é erguida. A semente de silício *orienta* os átomos do *mosto* que se cristaliza em uma única formação cristalina, por isso o nome: **monocristal**.

Após o corte do cristal em pastilhas, é depositado o fósforo, através de difusão de vapor a temperaturas entre 800-1200°C, e criada a *rede* de contatos frontais e traseiras que *recolherão* os elétrons liberados pelo efeito fotovoltaico. Também é feito um tratamento antirreflexo na parte posterior.

Eficiência: 15 – 18% (Czochralski)

Forma: Geralmente arredondadas, ou em formato de *fatia de pizza*.

Tamanho: geralmente 10x10 cm² ou 12,5x12,5 cm²; diâmetro 10, 12,5 ou 15 cm.

Espessura: 0,3 mm.

Cor: geralmente azul-escuro ou quase preto (com antirreflexo), cinza ou azul-acinzentado (sem antirreflexo).

Fabricantes: a Astro Power, Bharat Electronics, BHEL, BP Solar, Canrom, CEL, CellSiCo, Deutsche Cell, Eurosolare, GE Energy, GPV, Helios, Humaei, Isofoton, Kaifeng Solar Cell

Factory, Kwazar JSC, Maharishi, Matsushita Seiko, Microsolpower, Ningbo Solar

Energy Power, Pentafour Solec Technology, Photowatt, RWE Schott Solar, Sharp,

Shell Solar, Solartec, Solar Wind Europe, Solec, Solmecs, Solterra, Suntech, Sunways,

Telekom-STV, Tianjin Jinneng Solar Cell, Viva Solar, Webel SL, Yunnan Semiconductor.

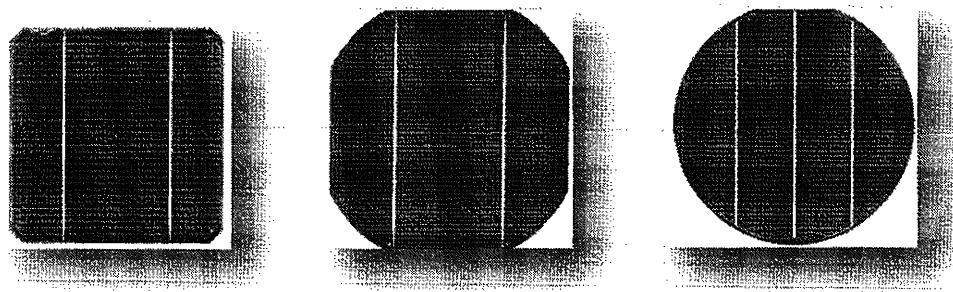


Figura 26 - Células de silício monocristalino

4.1.1.2. Silício Policristalino

Um dos processos de criação de silício policristalino mais utilizado é o de *fundição de lingotes*, onde

o silício em estado bruto é aquecido no vácuo até uma temperatura de 1.500°C e depois resfriado até uma temperatura de 800°C. Pode-se *aproveitar* o processo de purificação do silício, e já adicionar o Boro. Nesse processo é utilizado menos energia. Serão criados blocos de silício de 40x40 cm² com altura de 30 cm. O processo segue como o do silício monocristalino, com o corte, tratamento antirreflexo e criação dos contatos frontais.

Eficiência: 13 – 15% (com antirreflexo)

Forma: geralmente quadrada.

Tamanho: 10x10 cm², 12,5x12,5 cm², 15x15 cm².

Espessura: 0,3 mm.

Estrutura: durante o resfriamento, formam-se vários cristais de silício com orientações diversas. Essa formação multicristalina é facilmente reconhecida.

Cor: azul (com antirreflexo), cinza prateado (sem antirreflexo).

Fabricantes: Al-Afandi, BP Solar, Deutsche Cell, ErSol, Eurosolare, GPV, Kwazar JSC, Kyocera, Maharishi, Mitsubishi, Motech, Photovoltaic, Photowatt, Q-Cells, RWE Schott Solar, Sharp, Shell Solar, Solar Power Industries, Solartec, Solterra, Suntech, Sunways, Tianjin Jinneng Solar Cell.



Figura 27 - Células de silício policristalino

4.1.2. Células de Película Fina

O desenvolvimento das células fotovoltaicas de película fina vem desde a década de 90. O material semicondutor é aplicado em um substrato, geralmente vidro, através de deposição por vaporização, deposição catódica ou banho eletrolítico. Os semicondutores mais utilizados são o **silício amorfó** (a-Si), o **disseleeno de cobre e índio (gálio)** (CIS-CIGS) e o **telureto de cádmio** (CdTe). Devido à alta absorção luminosa, camadas de menor espessura (0,001 mm) são, em teoria, suficientes para converter a luz solar em eletricidade. Além disso, esses materiais são mais facilmente dopados e requerem menores temperaturas (entre 200°C e 500°C) para sua fabricação, o que, combinado com a capacidade de automação para produção em larga escala, pode baratear o preço final dos módulos.

As células de película fina não tem o tamanho e o formato restrito, como as células de silício cristalizado.

4.1.2.1. Silício Amorfo (a-Si)

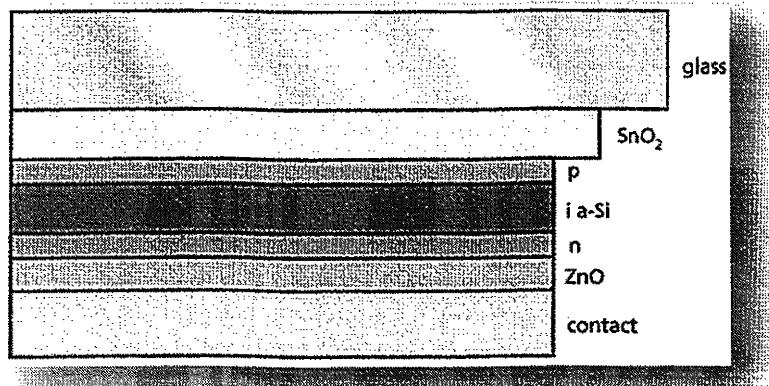


Figura 28 - Representação de uma célula de silício amorfo

O silício amorfo (sem forma) não possui uma estrutura cristalina, mas sim uma rede irregular. Por isso se formam ligações livres que absorvem hidrogênio até a saturação. Esse silício amorfo hidrogenado (a-Si:H) é criando em reatores plasmáticos, através de vaporização química de silano gasoso (SiH₄), que requer temperaturas relativamente baixas, em torno de 200°C a 250°C.

A grande desvantagem das células de a-Si é a sua baixa eficiência, que diminui nos primeiros 6 a 12 meses de funcionamento, devida à degradação provocada pela luz, pelo chamado *Efeito Staebler-Wronski*, até atingir um valor estável.

Eficiência: entre 5% a 9% de eficiência do módulo.

Forma: formato livre.

Tamanho: módulo standard 0,77x2,44 m²; módulos especiais 2x3 m².

Espessura: 1-3 mm para o substrato (plástico, vidro, etc.), com um revestimento de silício amorfo de aproximadamente 0,001 mm.

Cor: castanho avermelhado a azul escuro.

Fabricantes: BP Solar, Canon, Dunasolar, ECD Ovonics, EPV, Free Energy Europe, Fuji Electric, ICP, Iowa Thin Film Technologies, Kaneka, MHI, RWE Schott Solar, Sanyo, ShenzhenTopray Solar, Sinonar, Solar Cells, Terra Solar, Tianjin Jinneng Solar Cell, United Solar Ovonic, VHF Technologies.

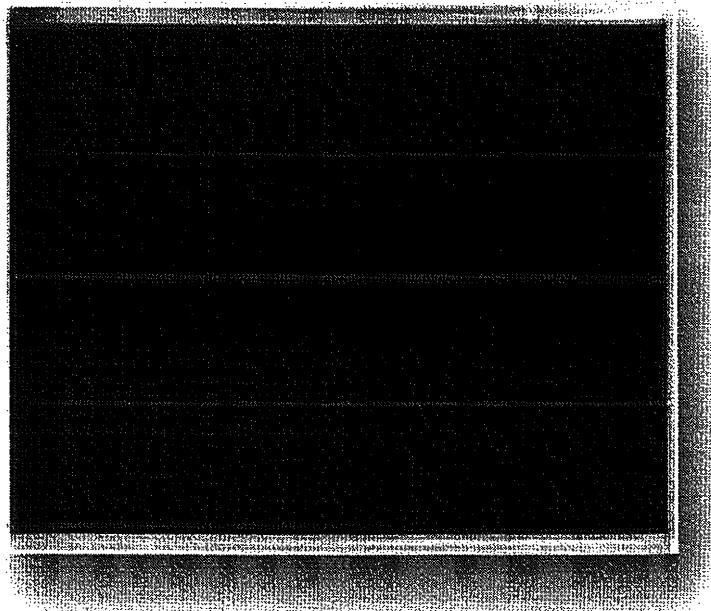


Figura 29 - Módulo de silício amorfó

4.1.2.2. Diseleneto de Cobre e Índio (CIS)

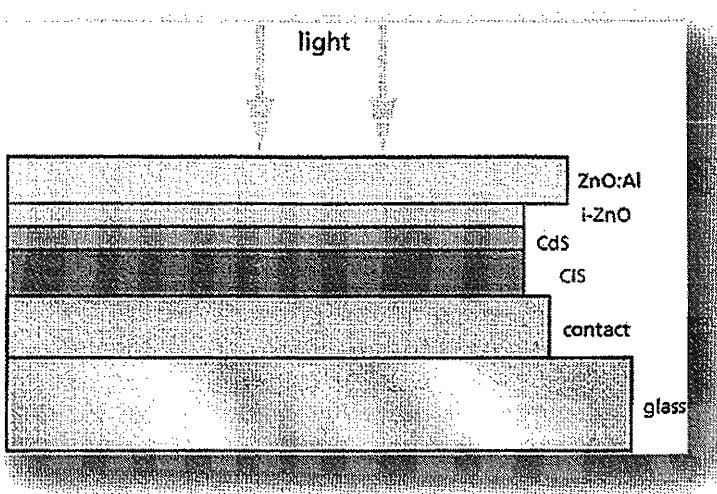


Figura 30 - Representação de uma célula CIS

Para se fabricar as células CIS o substrato é revestido com uma fina camada de molibdênio através de deposição catódica, e a camada CIS do tipo P pode ser fabricada através da vaporização simultânea do cobre, índio e selênio, numa câmara de vácuo a 500°C, ou através da deposição camada a camada dos materiais. O óxido de zinco contaminado com alumínio ($ZnO:Al$) é utilizado como contato frontal transparente. Esse material é do tipo N e é depositada uma camada intermediária de óxido de zinco *intrínseco* ($i-ZnO$). Uma camada de sulfato de cádmio (CdS) do tipo N é utilizada para reduzir as perdas causadas combinação inadequada das redes cristalinas das camada de CIS e ZnO .

Diferentemente do silício amorfó, células CIS não são susceptíveis à degradação causada pela luz, mas apresentam problemas de estabilidade em ambientes quentes e húmidos. Por isso, os módulos fabricados com esse tipo de célula tem que ter boa selagem.

Os módulos CIS são os mais eficientes, dentre os mostrados aqui, e é provável que a produção em massa torne os seus preços mais atrativos que os de silício amorfó. Infelizmente as reservas de índio estão cada vez mais *reservadas* à produção das telas *touch-screen* dos *smartphones* e *tablets*, comprometendo o

uso desse material para a indústria fotovoltaica.

Eficiência: 7,5% a 9,5 % de eficiência do módulo.

Forma: formato livre.

Tamanho: geralmente entre 1,2 x 0,6 m².

Espessura: 3 mm para o substrato com revestimento de 0,003 mm.

Cor: preto.

Fabricantes: Shell Solar, Würth Solar, Showa Shell, EPV, Global Solar, Daystar.

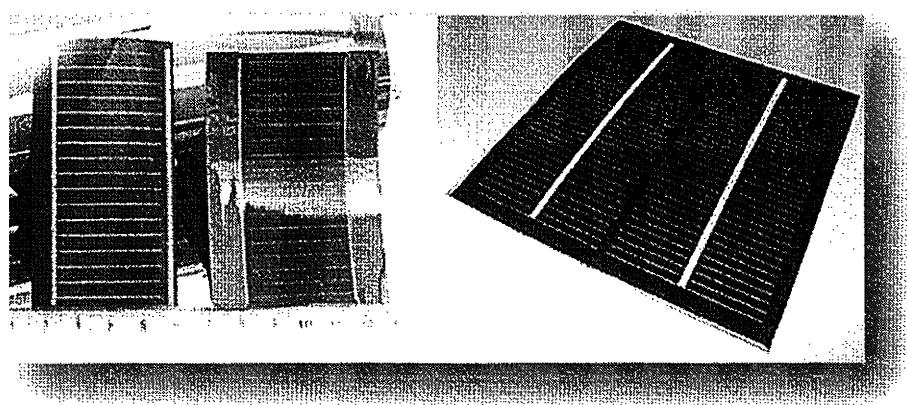


Figura 31 - Células CIS

4.1.2.3. Telureto de Cádmio (CdTe)

As células de CdTe são fabricadas sobre um substrato de vidro, com uma camada de óxido de estanho indíio (ITO) como contato frontal, que é revestido com uma camada transparente de sulfato de cádmio (CdS) do tipo N, e depois com a camada de telureto de cádmio (CdTe) do tipo P. Podem ser fabricados por *silk screen*, deposição galvânica ou *pirólise pulverizada*.

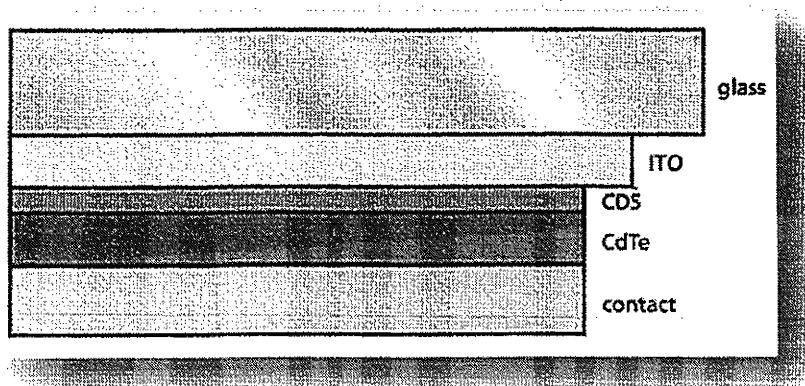


Figura 32 - Representação de uma célula CdTe

Assim como o CIS, a tecnologia de fabricação do CdTe pode ficar ainda mais barata com o aumento da produção em escala. A desvantagem está na toxicidade do cádmio. O CdTe é um composto atóxico estável, mas pode apresentar um risco para o ambiente e a saúde na condição de gás. Felizmente o estado gasoso só ocorre durante a sua fabricação, em centros de produção controlados.

Eficiência: 6 – 9% de eficiência dos módulos.

Forma: formato livre.

Espessura: 3 mm para o substrato com 0,008 mm de revestimento.

Tamanho: geralmente 1,2 x 0,6 m².

Cor: verde-escuro a preto

Fabricantes: Antec, First Solar, Matsushita.

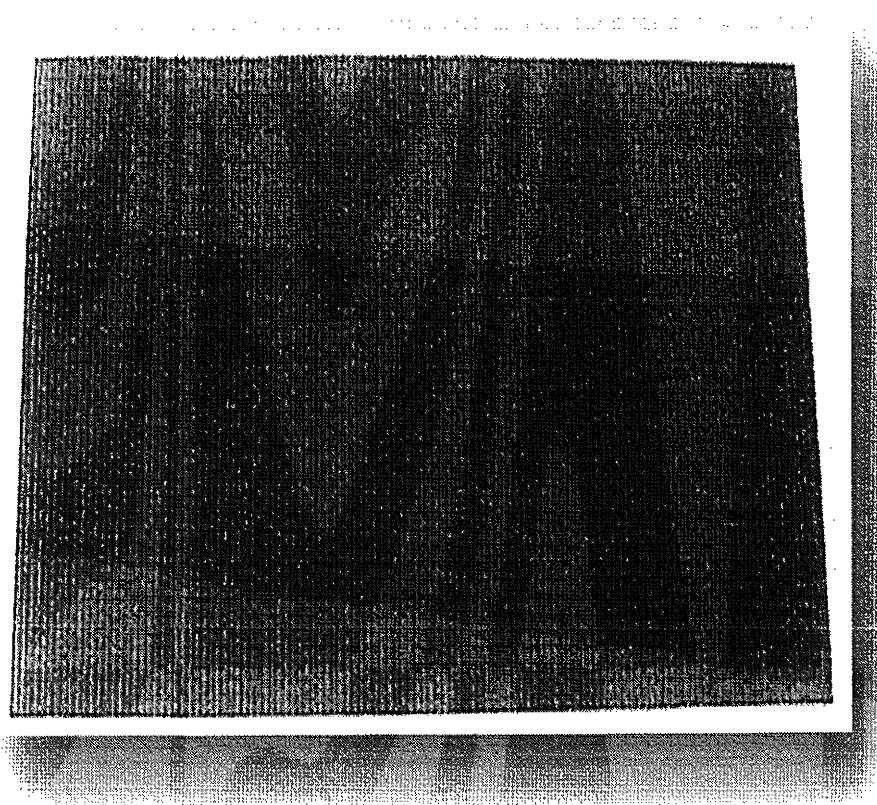


Figura 33 - Módulo de CdTe

4.1.3. Tabela de Eficiências

Tabela 2 - Eficiência dos diferentes tipos de células fotovoltaicas

Material	Eficiência em Laboratório	Eficiência em produção	Eficiência em produção em série
Silício Mono	24,7%	18%	14%
Silício Poly	19,8%	15%	13%
Silício Amorfo	13%	10,5%	7,5%
CIS, CIGS	18,8%	14%	10%
CdTe	16,4%	10%	9%



Módulos Fotovoltaicos

www.blue-sol.com.br

5. Módulos Fotovoltaicos

Uma célula fotovoltaica de silício cristalizado produz uma tensão de aproximadamente 0,46 a 0,56 volts e uma corrente aproximadamente 30 mA/cm^2 . As células comerciais geram em torno de **1 A, 2,5 A, 3 A, 5 A e 7 A**.

Para alcançar as potências comerciais, os fabricantes de módulos fotovoltaicos conectam células fotovoltaicas entre si, geralmente em série, em um processo de conexão que é feito soldando os terminais da parte frontal de uma célula à parte traseira da seguinte, e assim por diante. Para construir um módulo de tensão nominal em 12 volts, serão conectadas entre 30 e 40 células (geralmente 33, 36 ou 40).

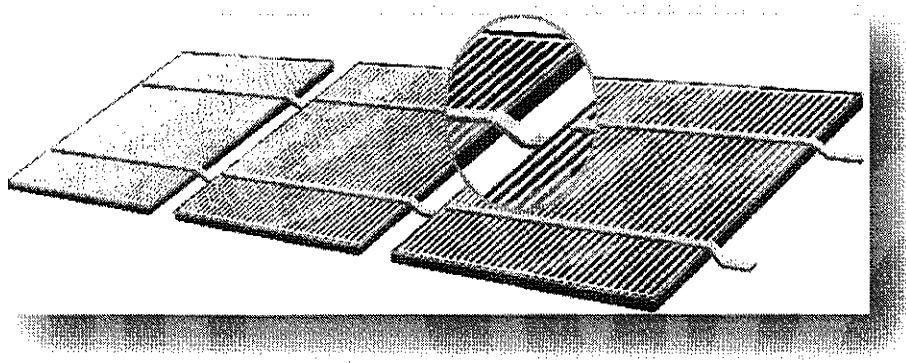


Figura 34 - Conexão de células fotovoltaicas em série

O processo de montagem do módulo fotovoltaico pode ser feito de maneira automática, através de maquinário especializado, ou por manufatura, onde o processo de produção não permite uma alta produção em escala.

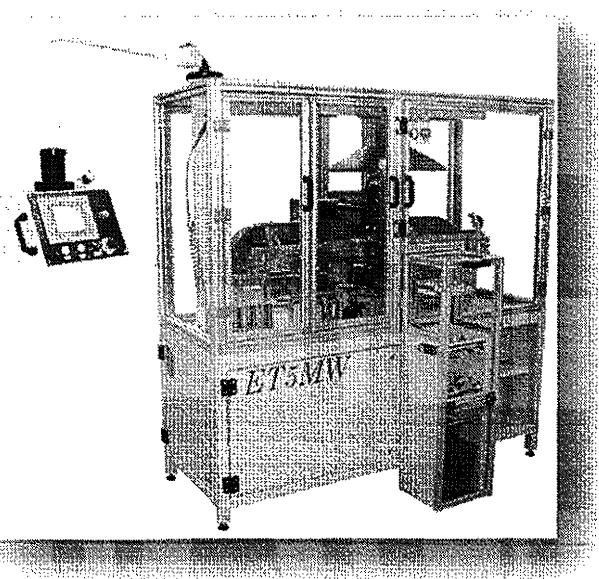


Figura 35 - Máquina para conexão automática de células

Após a conexão, as células serão encapsuladas na seguinte ordem:

- Uma lâmina de vidro temperado;
- Um material orgânico, como o EVA (etileno-vinil-acetato);
- As células conectadas;

- Mais uma lâmina de EVA (ou similar)
- Uma cobertura, que pode ser vidro, tedlar, PVC, ou outros polímeros

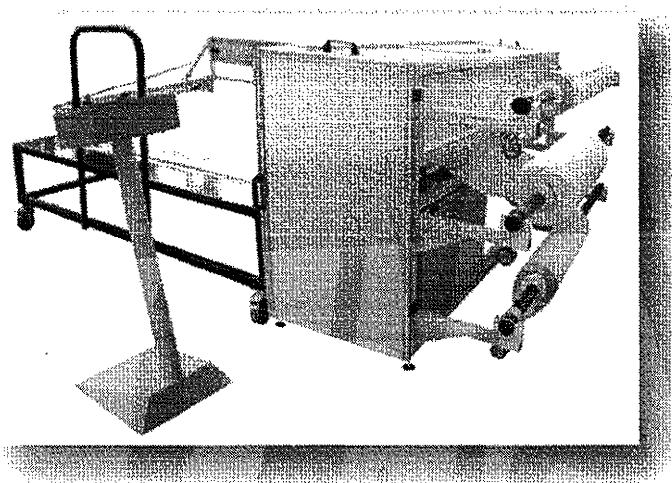


Figura 36 - Máquina de corte dos materiais de encapsulamento

O conjunto será levado a uma máquina laminadora, que finaliza a laminagem, dando estanqueidade ao conjunto.

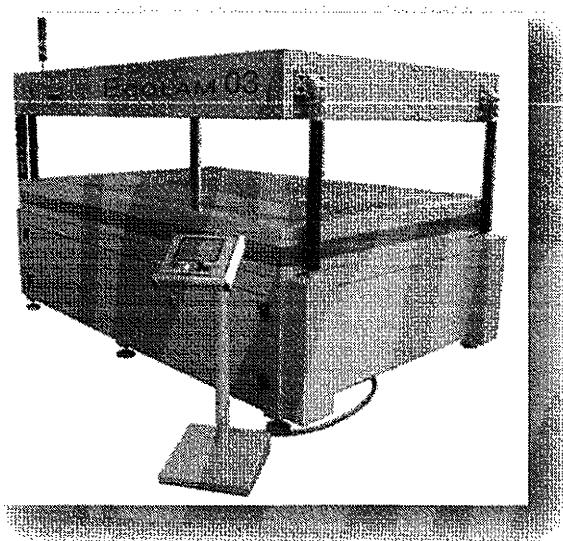


Figura 37 - Laminadora de módulos fotovoltaicos

Por fim o conjunto será emoldurado (utilizando geralmente alumínio anodizado), serão inseridas as caixas de conexão (e cabos/conectores) e o módulo será levado a um *Simulador Solar*.

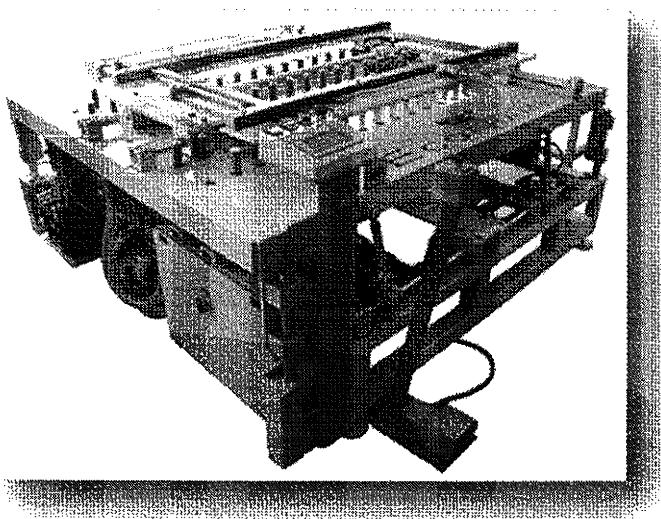


Figura 38 - Máquina de moldagem de módulos fotovoltaicos

Além do simulador solar, os módulos passam por testes mecânicos como:

- Variação de temperatura entre -40°C até + 85°C;
- Testes de isolamento sob humidade e congelamento;
- Carga mecânica, resistência a granizo e torções;
- Resistência de terminais, etc.

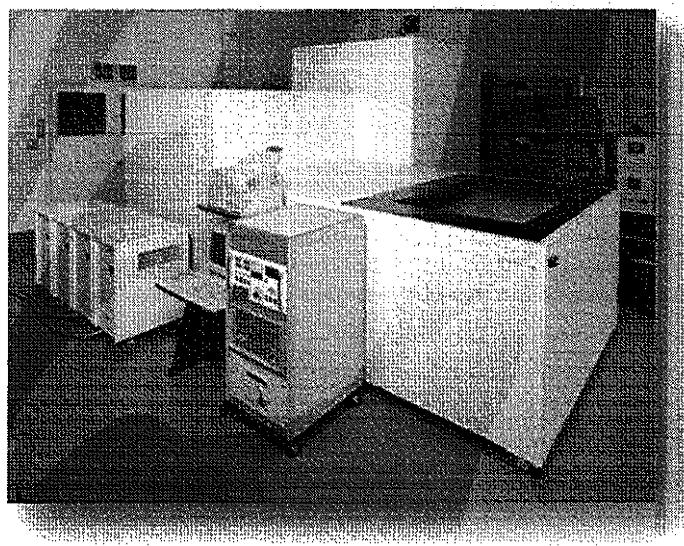


Figura 39 - Simulador Solar

Os testes mecânicos determinam a capacidade dos módulos resistirem às intempéries, os testes de isolamento são para os elementos condutores e moldura. Os testes de torção detectam defeitos que possam aparecer em caso de montagem de módulos em estrutura inadequada.

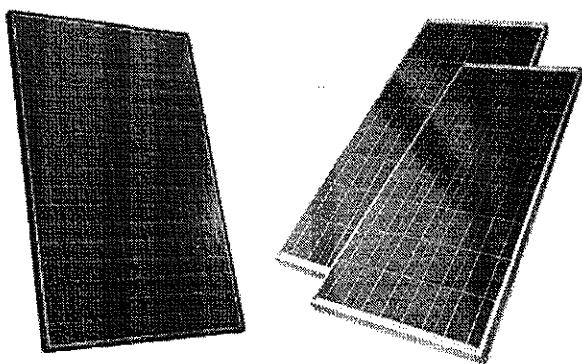


Figura 40 - Módulos fotovoltaicos comerciais

5.1. Características dos Módulos Fotovoltaicos

Cada tipo de módulo, de acordo com a tecnologia utilizada na célula, tem suas características particulares. Apresentaremos aqui, as características dos módulos de silício cristalizado, pois são os mais utilizados atualmente.

Os módulos são classificados no mercado de acordo à sua potência-pico (Wp), e ao tipo de célula. Mas para um técnico ou projetista, existem outras características a serem consideradas.

5.1.1. Características Físicas e Mecânicas

Os módulos fotovoltaicos comerciais tem forma quadrada ou retangular. A espessura, sem a moldura, não costuma ultrapassar 4 cm. Não são muito pesados e, apesar da aparência rígida, suportam ligeiras deformações, adaptando-se a esforços mecânicos.

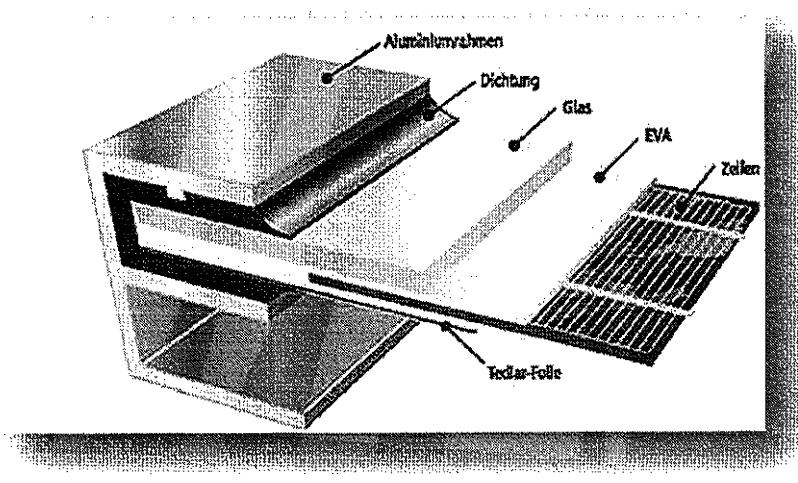


Figura 41 - Corte transversal de um módulo fotovoltaico

As caixas de conexão possuem o isolamento necessário para a conexão dos cabos e a outros módulos. Além disso, os módulos têm um ponto de aterramento, para os casos em que as conexões entre módulos cheguem a tensões maiores.

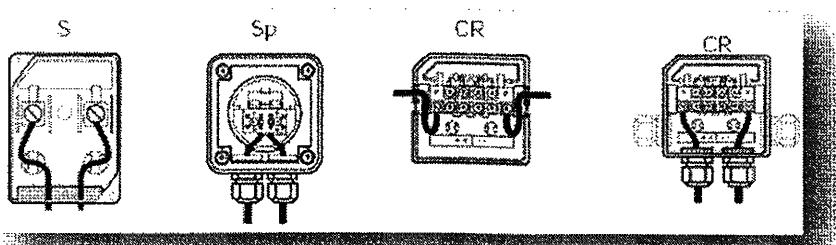


Figura 42 - Caixas de conexões de módulos fotovoltaicos

As dimensões e o peso dos módulos variam de acordo ao fabricante e à potência-pico, mas seguem padrões gerais seguidos por todos. Módulos para sistemas *on-grid* costumam vir *de fábrica* com os conectores especiais para conexão rápida. Os mais comuns são os modelos **MC3** e **MC4**, desenvolvidos pela empresa Multiconta, mas que são fabricados por diversos outros fabricantes no mesmo padrão.

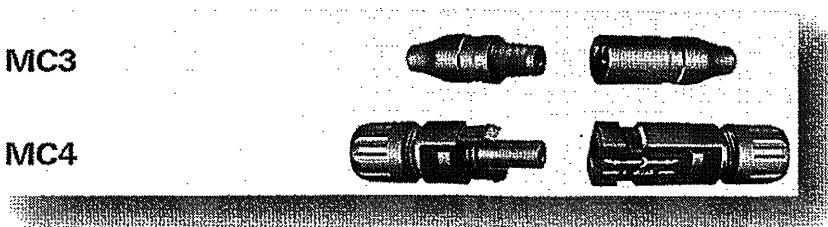


Figura 43 - Conectores MC3 e MC4

Outro modelo de conector para sistemas fotovoltaicos é desenvolvido pela empresa Tyco Electronics.

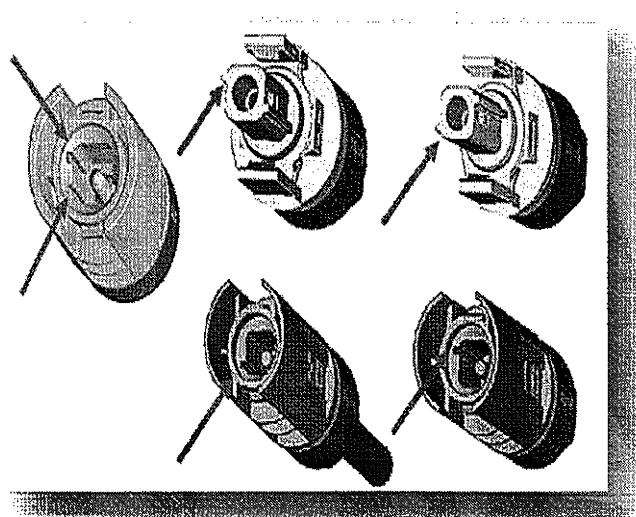


Figura 44 - Conectores Tyco

Os modelos não são compatíveis entre si, e alguns fabricantes usam diferentes modelos de conector em seus diferentes modelos de módulo. A falta de *compatibilidade* entre os conectores serve como o indicativo da recomendação de não se agrupar módulos de características distintas.

Tenha bastante atenção quanto ao conector utilizado pelo fabricante, na fase de projeto do sistema PV, pois a remoção e/ou troca do conector, em muitos casos, invalida a garantia contra defeitos de fabricação do módulo. É possível *contornar* a incompatibilidade entre os conectores dos módulos e os conectores dos

dispositivos de condicionamento de potência (como os inversores) através das caixas de junção de fileira e painéis (visto abaixo).

Nem todos os modelos de módulos fotovoltaicos vêm com conectores. Os modelos de menor potência geralmente não os têm. Mesmo módulos de maior potência, mas com foco em sistemas fotovoltaicos isolados, também não costuma ter os conectores. Possuem apenas a caixa de conexão.

5.1.2. Características Elétricas

Tensão Nominal: é a tensão padrão para a qual o módulo foi desenvolvido para trabalhar. A quantidade células fotovoltaicas determina esse parâmetro, segundo a tabela abaixo:

Tabela 3 - Tensões nominais e Voc de módulos Standard

Número de Células	Tensão Nominal	Tensão em Circuito Aberto (Voc)
18 células	6 volts	9, 2 volts
36 células	12 volts	17, 4 volts
72 células	24 volts	40, 15 volts

A tabela anterior se aplica aos módulos **Standard** que são os mais adequados para sistemas fotovoltaicos isolados. Há, no mercado, módulos **non-standard**, que possuem variados números de células (ex.: 40 ou 60) e só são adequados para sistemas fotovoltaicos conectados à rede, assim como os módulos standard. Em circunstâncias especiais, os módulos non-standard pode ser utilizados em sistemas isolados.

Tensão de Máxima Potência (Vmpp): é a tensão máxima que o módulo gerará, em seu ponto de máxima potência, sob as *condições padrão de teste (STC)*

Tensão em Circuito Aberto (Voc): tensão máxima que o módulo fornece em seus terminais, sem a presença de uma carga (em vazio). É uma tensão de teste. Podemos medi-la com um multímetro.

Corrente em Máxima Potência (Imp): corrente máxima que um módulo fotovoltaico pode fornecer a uma carga, em condições padrão de teste.

Corrente de Curto Circuito (Isc): corrente máxima que o módulo fotovoltaico fornece, quando seus terminais estão em curto circuito, sob as condições padrão de teste. Diferente das baterias e outras fontes de energia, podemos medir a corrente em curto circuito de um módulo fotovoltaico. A corrente em curto circuito, geralmente é 5% superior à corrente máxima.

Potência Máxima: a corrente elétrica gerada por um módulo varia de zero ao **Isc**, enquanto a tensão entre os terminais varia de zero até o **Voc** sob diferentes condições de Irradiância e temperatura. Como a potência é o produto da tensão pela corrente, essa só será a máxima para uma única combinação de tensão e corrente. Um módulo fotovoltaico estará fornecendo a máxima potência, quando o circuito externo possuir uma resistência tal, que determine os valores máximos de tensão e corrente e, portanto o seu produto será o máximo. Existem aparelhos que conseguem *alcançar* o ponto de máxima potência (MPP - Maximum Power Point) em diversas condições de irradiância e temperatura. São os *Seguidores do Ponto de Máxima Potência (MPP Trackers)*.

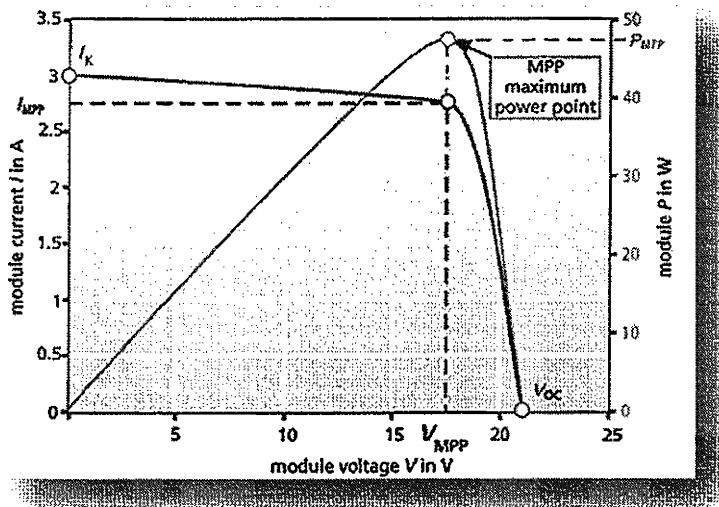


Figura 45 - Curva I/V de um módulo fotovoltaico comercial

Eficiência: é o quociente entre a potência gerada e a irradiância incidente sobre o módulo.

Fator de Forma (Preenchimento): é um *conceito teórico* que mede a forma da curva definida pelas variáveis I e V na seguinte equação:

$$FF = \frac{Impp * Vmpp}{Isc * Voc} = \frac{Pmax}{Isc * Voc}$$

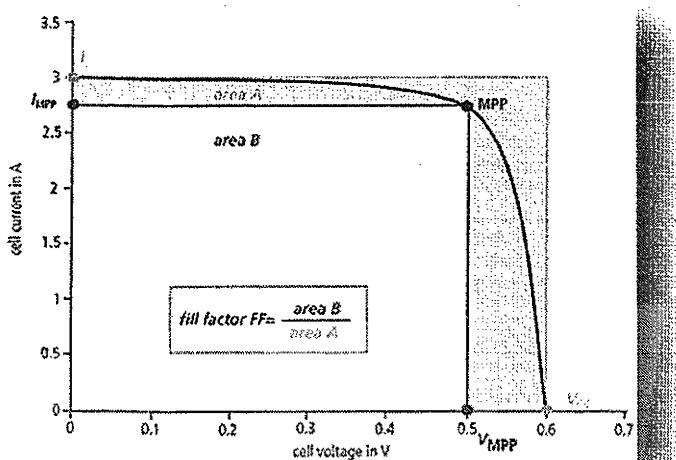


Figura 46 - Fator de forma de um módulo comercial

5.2. Condições de Teste e Operação

Para os teste de performance e rotulagem dos módulos fotovoltaicos, é utilizado um padrão de irradiância, massa de ar e temperatura. Esse padrão, chamado de **Condições Padrão de Teste (STC – Standard Test Conditions)** é conseguido em laboratório através do simulador solar. Em situações práticas, não temos as mesmas condições para o trabalho dos módulos fotovoltaicos. Veja abaixo os valores comparativos em três condições:

Tabela 4 - Condições de teste e operação dos módulos fotovoltaicos

Parâmetros	STC	NON-STC	G-NOCT
<i>Irradiância (G)</i>	1.000 W/m ²	800 W/m ²	200 W/m ²
<i>Massa de Ar (AM)</i>	1,5	2	2
<i>Temperatura da célula</i>	25°C	45°C	45
<i>Temperatura do ar</i>	0°C	20°C	20°C

Todos os módulos comerciais têm em suas fichas de dados os resultados dos testes em STC. É recomendado aos fabricantes, pela norma **DIN EM 50380**, que os fabricantes acrescentem as informações dos testes em *Condições Normais de Operação*, inclusive em baixas irradiações, como mostrado na tabela acima.

A grande importância disso está no fato de a potência máxima de um módulo comercial ser diferente da nominal quando este está recebendo Irradiâncias menores, ou quando suas células estão submetidas a temperaturas diferentes de 25°C. Abaixo a variação de tensão em circuito aberto e corrente de curto circuito de acordo à Irradiância.

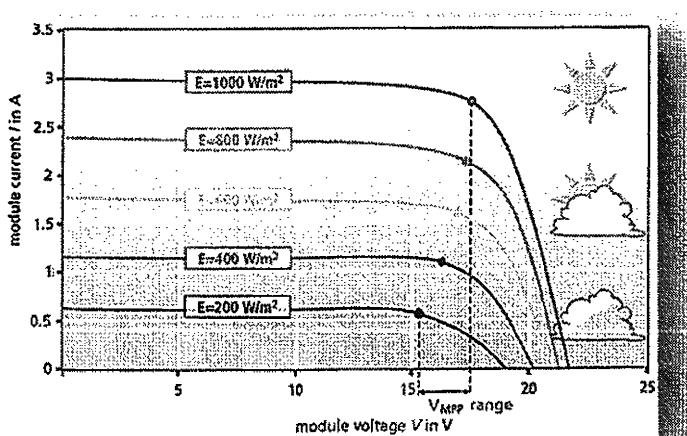


Figura 47 - Variação de Voc e Isc de acordo à irradiação

Segundo o gráfico acima, podemos ver que a tensão varia menos que a corrente. Isto porque um fóton (com energia suficiente) energiza um elétron. Com maior irradiação, maior a quantidade de fótons, e maior a corrente elétrica gerada.

As variações de temperatura também influenciam o desempenho das células fotovoltaicas. Com o aumento da temperatura, a tensão de circuito aberto cai e a corrente de curto circuito aumenta.

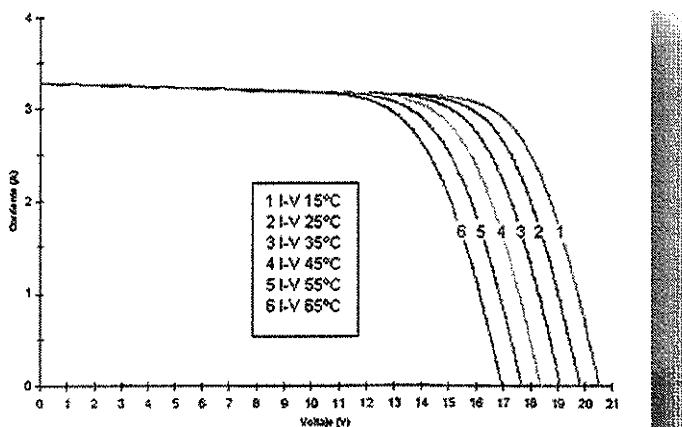


Figura 48 - Variação da tensão e corrente de um módulo em função da temperatura

A queda de tensão é maior que o incremento de corrente, portanto o aumento da temperatura reduz significativamente a potência dos módulos.

A temperatura das células fotovoltaicas não é a mesma do ambiente, pois as células sofrem um aumento de temperatura ao receber a radiação solar, por conta do efeito fotovoltaico. A diferença de temperatura varia de acordo às características construtivas da célula (a-Si, p-Si, m-Si, etc.) e do módulo. Podemos estimar essa diferença de temperatura através da seguinte equação:

$$\Delta t^\circ = 0,034 * G - 4$$

Onde:

G: é a irradiância em W/m^2

Nas folhas de dados dos fabricantes encontramos os coeficientes de temperatura, pois esse dado é de extrema importância, principalmente para o cálculo de sistemas conectados à rede, pois esses, geralmente, utilizam grandes quantidades de módulos associados em série, e as tensões são altas. Com a variação da temperatura a diferença de tensão pode não ser suficiente para o trabalho de um inversor *on-grid* durante os dias quentes de verão, mas pode alcançar valores capazes de danificar um inversor subdimensionado em um dia frio de inverno.

Temperature Characteristics

Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	$45 \pm 2^\circ\text{C}$
Temperature Coefficient of P_{max}	$-0.400\%/\text{C}$
Temperature Coefficient of V_{oc}	$-0.314\%/\text{C}$
Temperature Coefficient of I_{sc}	$0.051\%/\text{C}$

Figura 49 - Coeficientes de temperatura de um módulo comercial

Em geral temos os seguintes valores médios, caso o fabricante não forneça os dados, para cada 1°C acima de 25°C :

Tabela 5 - Coeficientes de temperatura de módulos fotovoltaicos

Coeficiente	Silício Cristalizado	Película Fina
Corrente de Curto-Círculo (Isc)	$+15 \times 10^{-6}$ A por cm^2 de célula	$+1,3 \times 10^{-5}$ A por cm^2 de célula
Tensão em Circuito Aberto (Voc)	$-2,3 \times 10^{-3}$ V por célula	$-2,8 \times 10^{-3}$ V por célula
Potência do Módulo (Wp)	-0,5% por módulo	-0,5% por módulo

5.3. Associação de Módulos Fotovoltaicos

Dificilmente um único módulo fotovoltaico será suficiente para constituir o *painel fotovoltaico* de um sistema fotovoltaico. Um painel fotovoltaico é um conjunto de módulos fotovoltaicos eletricamente ligados entre si, que fornecem determinado potencial, e geralmente estarão ligados a um dispositivo de condicionamento de potência e/ou controle.

Na associação em série, chamada de fileira, os módulos terão suas tensões somadas, e a tensão do painel será a soma das tensões individuais de cada módulo. A corrente será a média das correntes de cada módulo, por isso não é aconselhável a associação de módulos de capacidades distintas.

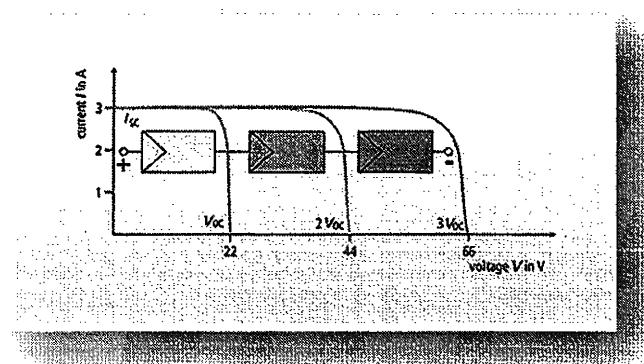


Figura 50 - Comportamento de uma associação em série de módulos fotovoltaicos

Na associação em paralelo teremos o aumento direto da corrente que será, no painel, a soma das correntes individuais de cada módulo. A tensão será a média das tensões geradas.

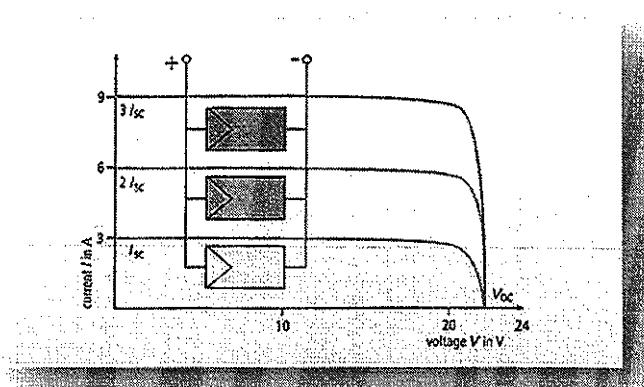


Figura 51 - Comportamento de uma associação de módulos em paralelo

Na maioria dos casos, será necessário associar os módulos em série, para alcançar a tensão nominal do sistema, e também em paralelo, para alcançar a potência-pico calculada no projeto. Nesses casos, temos as características das duas associações anteriores, e maiores perdas ao utilizar módulos de características diferentes.

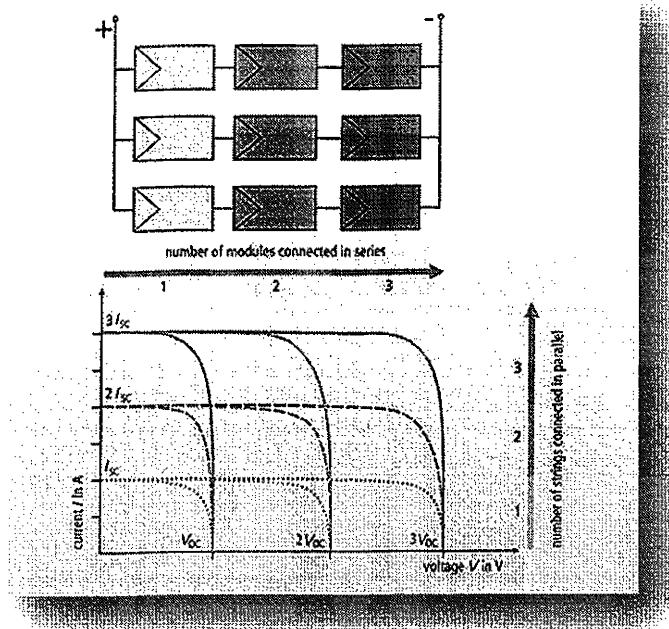


Figura 52 - Associação mista de módulos fotovoltaicos

5.4. Sombreamento, Pontos Quentes e Diodos de Proteção

Sob determinadas condições de operação, uma célula fotovoltaica, ao receber uma sombra, pode aquecer tanto, que o material semicondutor pode ser danificado pelo calor. Aparecem os chamados *pontos-quentes* (*hot-spots*), que danificam o módulo permanentemente. Isso acontece quando, ao invés de gerar, o módulo *recebe* corrente.

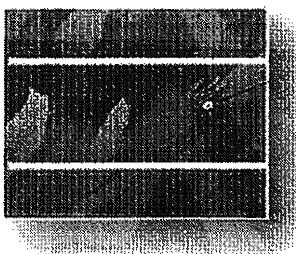


Figura 53 - Ponto-quente em uma célula fotovoltaica

Vejamos as circunstâncias que levam ao aparecimento dos hot-spots e, em seguida, as formas de evitá-los. Quando operando normalmente, a corrente elétrica gerada por uma célula fotovoltaica é *consumida* por uma carga.

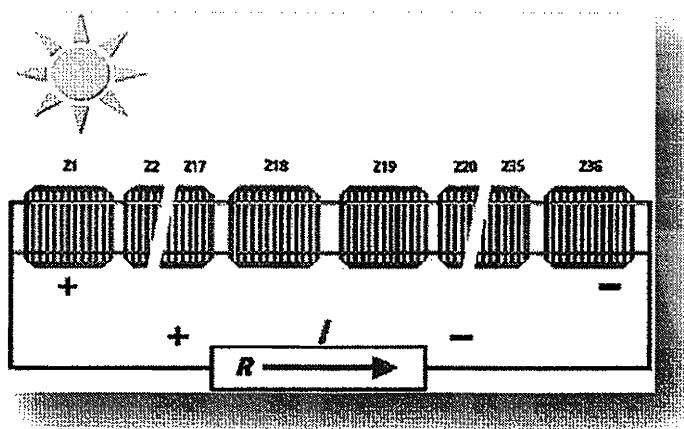


Figura 54 - Funcionamento normal de um conjunto de células fotovoltaicas

Se uma folha cai sobre o módulo, de forma a cobrir uma célula, esta estará *inversamente polarizada* e passará a agir como uma carga, convertendo electricidade em calor. Se a corrente que atravessa a célula for alta o suficiente, teremos a formação do hot-spot. A maior corrente que uma célula, nessas condições pode receber, é a corrente de curto circuito, o que acontece frequentemente em sistemas fotovoltaicos com *controladores shunt* (vistos abaixo).

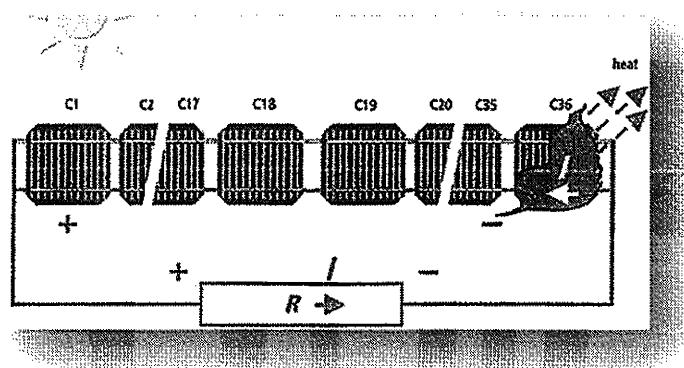


Figura 55 - Célula sombreada convertendo electricidade em calor

5.4.1. Diodos de By-Pass

Um conjunto de 18 a 20 células em série pode gerar uma tensão em torno de 12 V, e a tensão de bloqueio de uma célula fotovoltaica está entre 12 V e 50 V. Com uma associação de quatro módulos em série teremos a faixa de tensão onde é possível que a corrente inversa atravesse as células sombreadas. Para evitar a formação dos hot-spots, a corrente deve ser *desviada* das células, através de um *diodo de derivação* – também chamado de *diodo de by-pass* – conectado de maneira inversamente polarizada em relação a um conjunto de células. Os diodos são conectados a grupos de 18 ou 20 células, de maneira que um módulo de 36 células tem 2 diodos e um módulo de 72 células tem 4 diodos.

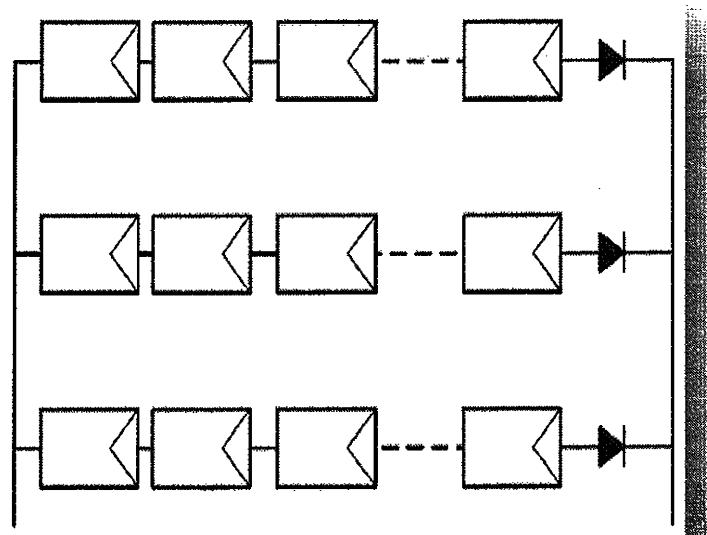


Figura 58 - Fileiras de módulos com diodos de bloqueio

Como os diodos de bloqueio fazem parte da *instalação elétrica* do sistema, serão instalados pelo técnico responsável, geralmente no quadro de conexão dos módulos, juntamente com os fusíveis de fileiras que protegem o cabeamento contra correntes excessivas.

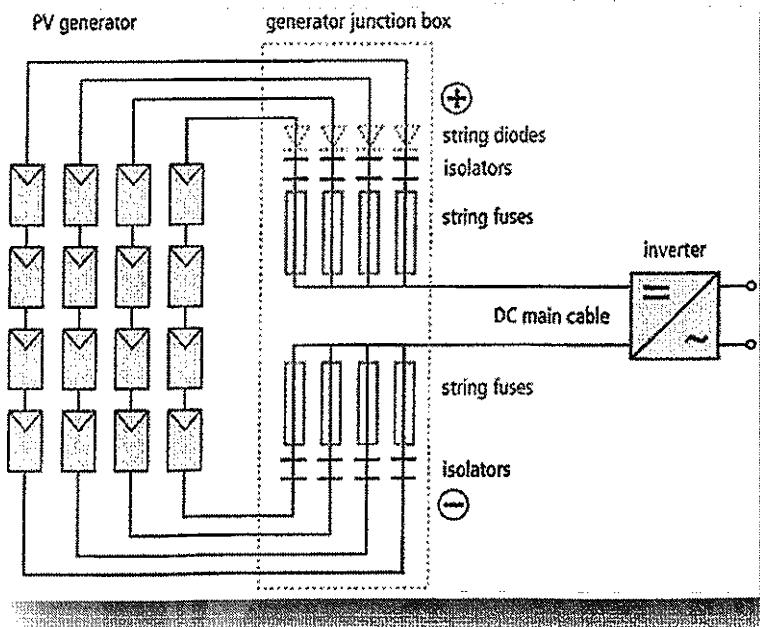


Figura 59 - Diodos de bloqueio e fusíveis de proteção na caixa de conexão dos módulos

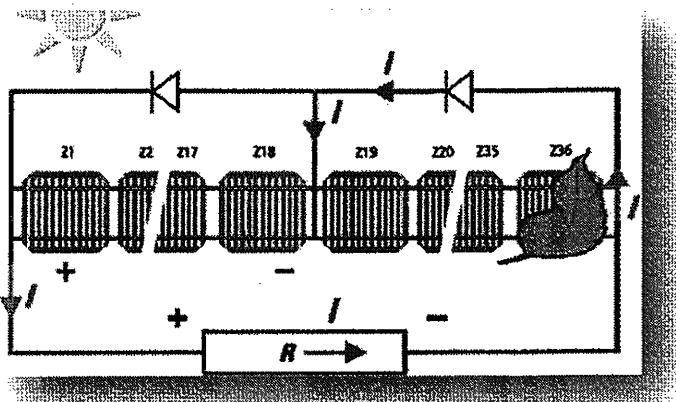


Figura 56 - Diodos de derivação desviando a corrente reversa

Os diodos de derivação são, geralmente, montados nas caixas de conexão, mas os fabricantes só costumam usar os diodos em módulos com potência superior a 40 Wp.

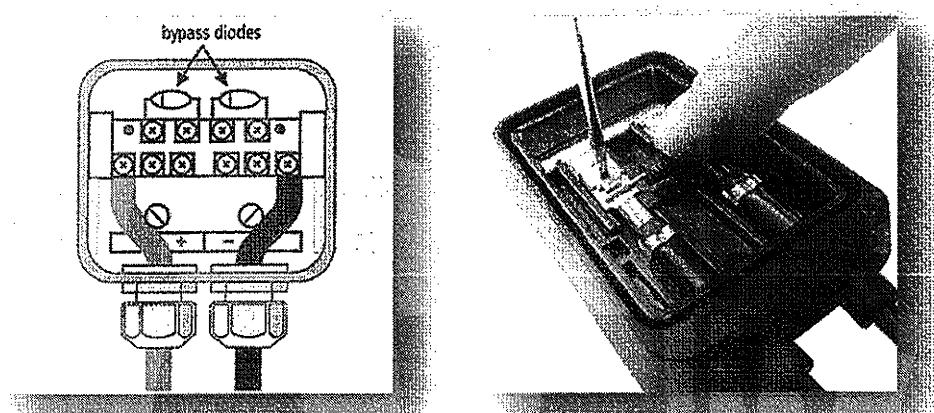
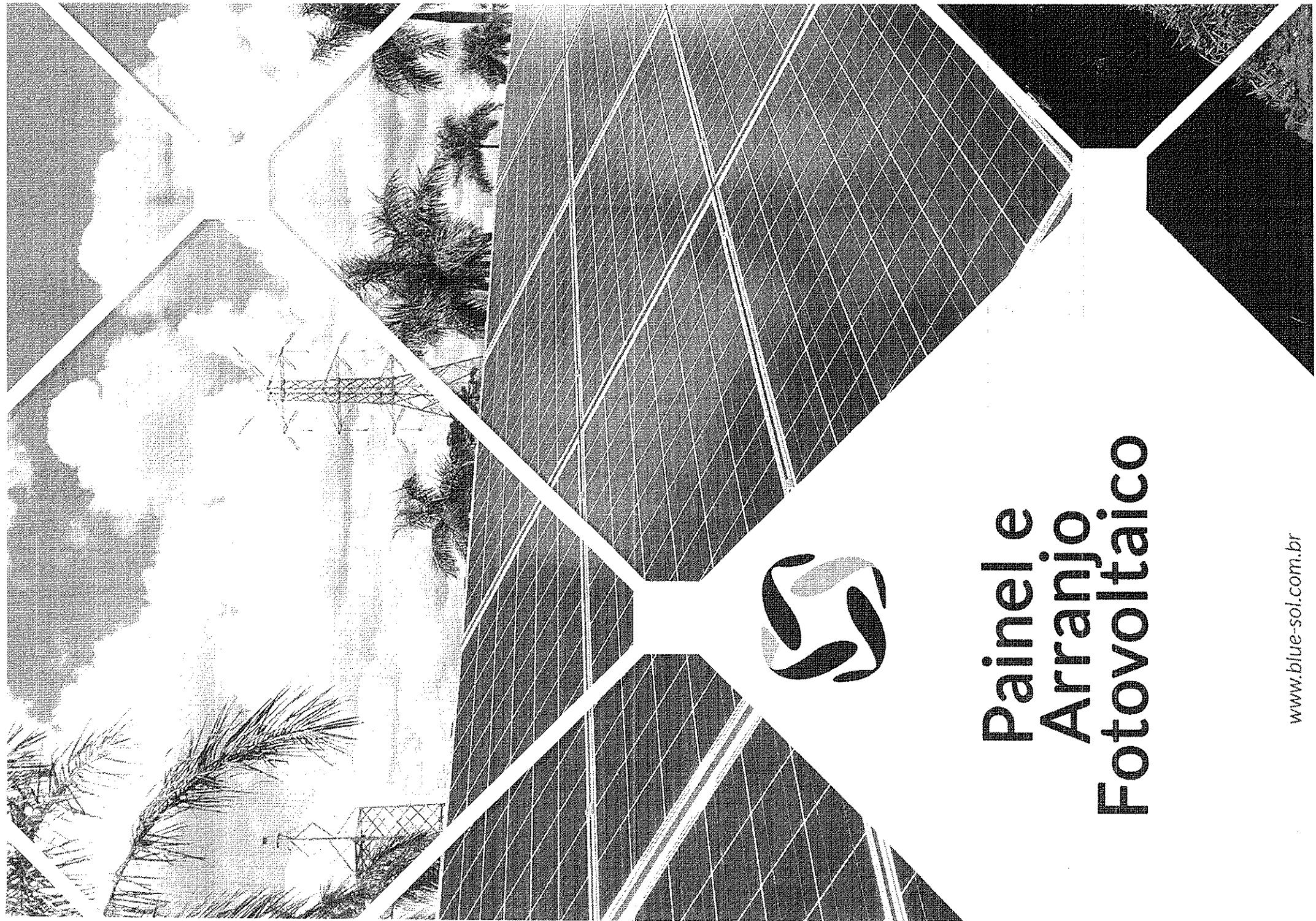


Figura 57 - Diodos de bypass nas caixas de conexão dos módulos

5.4.2. Diodos de Bloqueio

Os diodos de bloqueio são utilizados nas fileiras de módulos em série, para evitar que um módulo sombreado transforme a fileira inteira em uma carga. Em alguns sistemas *autorregulados*, os diodos são utilizados para evitar que a bateria se descarregue sobre o painel fotovoltaico. Nos sistemas que utilizam controladores não é necessário, sendo até desencorajado o seu uso, pois o diodo provoca uma queda de tensão, que em sistemas menores pode ser significativa.

De acordo com a norma **IEC 6036-7-712**, os diodos de bloqueio não são necessários se forem utilizados módulos do mesmo tipo, com proteção Classe II e certificados para funcionar com 50% da corrente nominal de curto-círcuito, quando polarizados inversamente.



Painel e
Arranjo
Fotovoltaico

6. Painel e Arranjo Fotovoltaico

Define-se **painel fotovoltaico** como sendo um conjunto de módulos fotovoltaicos. Um conjunto de **painéis fotovoltaicos** é um **Arranjo Fotovoltaico**.

Em diversas instalações fotovoltaicas vemos um único painel formado por um grande número de módulos, mas, na verdade, podemos ter vários painéis, do ponto de vista elétrico. Quando a potência de um painel é muito grande, de tal maneira que as correntes elétricas geradas são demasiadamente grandes para os dispositivos de controle, é preferível subdividi-lo em painéis menores, que podem ser acomodados em uma estrutura única, e seus conectores serão levados a diferentes caixas de conexão, e daí para os dispositivos de controle correspondentes.

Veremos agora os cuidados e formas de instalação de um painel fotovoltaico, que podem ser utilizadas tanto para sistemas isolados, quanto sistemas on-grid, pois os conceitos são os mesmos.

6.1. Estruturas de Suporte e Ancoragem

Tão importantes quanto os módulos fotovoltaicos, são as estruturas que os contêm. O *mau funcionamento* dos suportes faz cair por terra o investimento na tecnologia limpa da energia solar.

Para cada caso, há uma solução. No caso de telhados, deve ser verificado o tipo de telha ou de madeiramento – a estrutura que suporta o telhado. Nas instalações em plano horizontal deve ser verificada a altura mínima e também as *cargas de vento* que adicionam um esforço mecânico aos suportes e ancoragens.

Em todos os casos deve ser observada a correta orientação e inclinação do painel. A correta orientação permite captar o máximo de energia ao meio dia solar e horas próximas, que é o momento de maior concentração da radiação solar. A inclinação adequada permite a melhor captação durante o ano, compensando a menor irradiação nos períodos de inverno, no caso dos sistemas autônomos, ou maximizando a captação e geração nos períodos de verão, no caso das instalações on-grid.

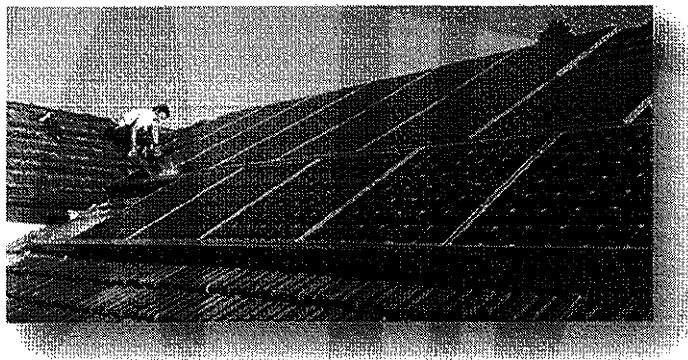


Figura 60 - Painel fotovoltaico montado em telhado

6.1.1. Suportes para telhado

Para fixar os módulos em telhados, é necessário instalar um perfil de suporte que pode ser afixado nas telhas (no caso de telhas metálicas) ou no suporte do telhado (no caso de telhas de cerâmica/argila ou concreto).

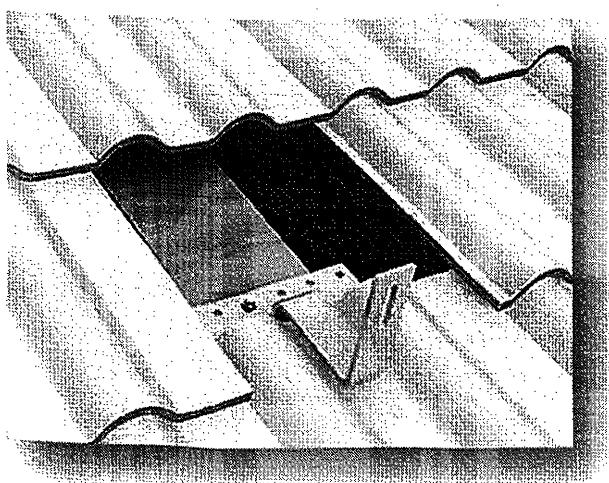


Figura 61 - Presilha para telhas de argila

Em todos os casos deve-se ter especial cuidado quando à impermeabilização, tanto pelo sistema fotovoltaico, quanto pela própria edificação.

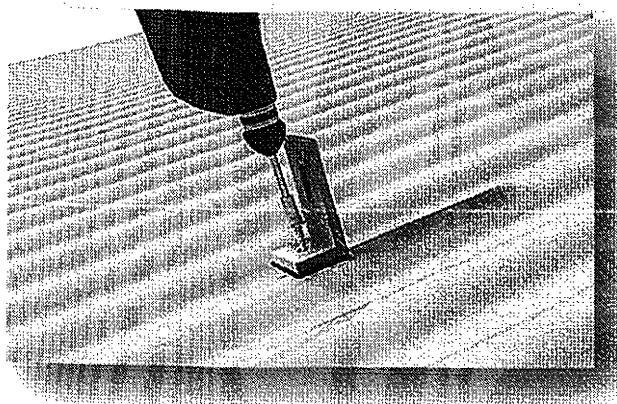


Figura 62 - Presilha para telhas de metal

As presilhas são dispostas para receber o *perfil de suporte* que será dimensionado e posicionado de acordo aos módulos que comporão o painel fotovoltaico. Por isso uma etapa importante durante o estudo de caso e proposta de projeto é a fase de medição dos espaços disponíveis.

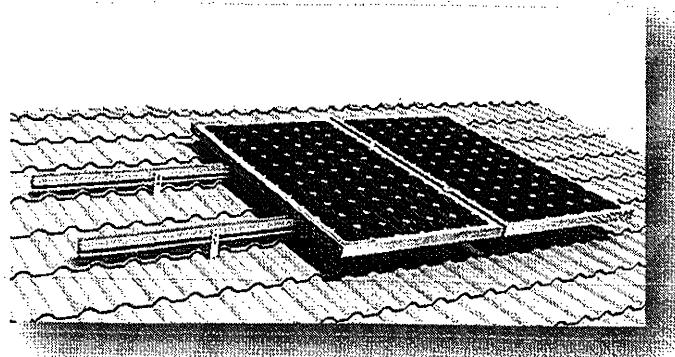


Figura 63 - Módulos montado sobre o perfil de suporte

O que prende os módulos ao perfil de suporte são as presilhas rosqueadas, que são adaptáveis à grande maioria dos módulos, tanto os standard quanto os non-standard, desde que sejam emoldurados e a

sua moldura esteja dentro dos padrões (com espessura entre 3 e 4,5cm).

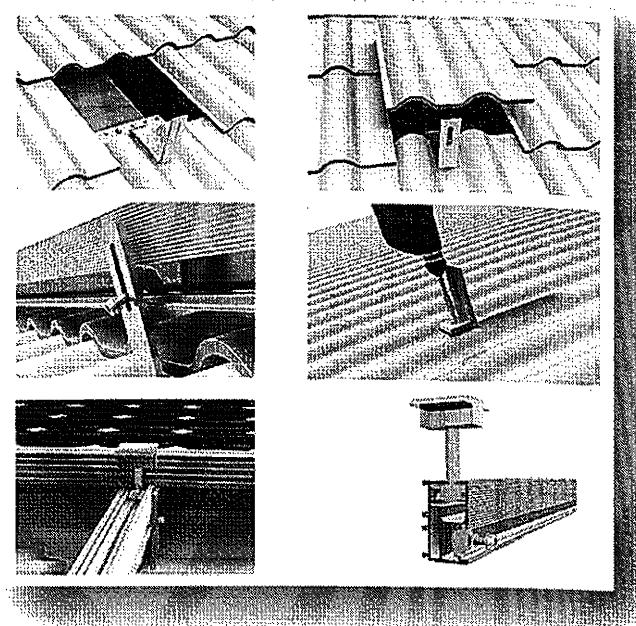


Figura 64 - Detalhes das presilhas e perfil de suporte dos módulos para telhados

Nas estruturas em telhado inclinado, principalmente os de telhas de argila, não é recomendável utilizar de *ajustes* para corrigir a inclinação, que tornam a instalação mais difícil, pois o suporte deverá suportar cargas de vento maiores. Além disso, o esforço extra no telhado pode ser perigoso, se este não for suficientemente forte para suportá-lo. O melhor seria arquitetar o telhado com a devida orientação e inclinação, mas isso só é possível na fase de projeto da edificação. Depois de pronta, se não há necessidade de reformas, um ajuste para a instalação do sistema fotovoltaico pode inviabilizar o projeto.

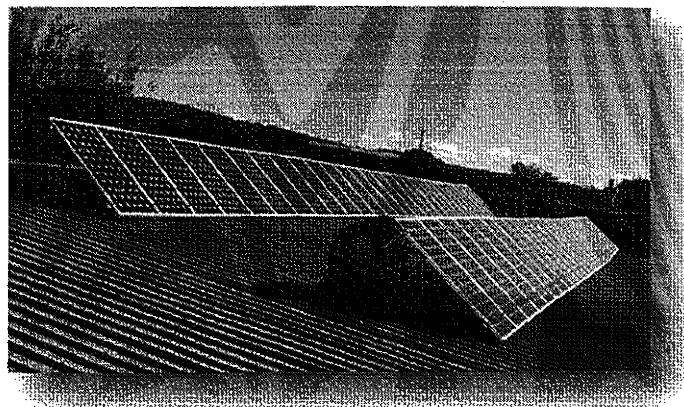


Figura 65 - Suporte com correção da inclinação, instalado em telhado metálico

6.1.2. Suportes Para Instalação Em Plano Horizontal

A construção do painel fotovoltaico no chão ou cobertura permite maior flexibilidade quanto à orientação e inclinação. É a escolha para grandes instalações, onde alguns cuidados devem ser tomados, principalmente quanto ao sombreamento que, como já vimos, pode ser prejudicial às células fotovoltaicas.

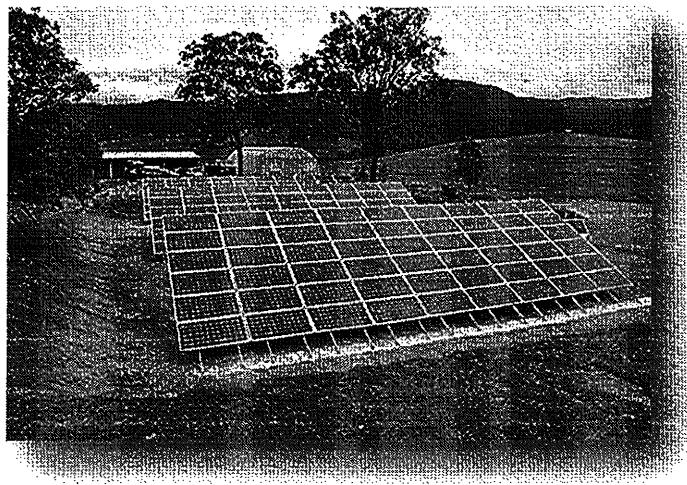


Figura 66 - Painéis fotovoltaicos montados no chão, com inclinação adequada

Para instalação no chão, o painel deverá ter altura mínima de 30 cm do chão, para evitar o sombreamento causado pelo crescimento de ervas, ou a sujeira na base dos módulos mais baixos, causada pelas gotas de chuva. Esses cuidados são especialmente importantes para os sistemas instalados em localidades remotas e/ou inóspitas.

Para painéis montados em cobertura, a altura mínima recomendável é de 5 cm. Isto é para permitir o escoamento da água da chuva, e a quebra da força do vento em duas componentes, o que diminui a carga de vento sobre o painel.

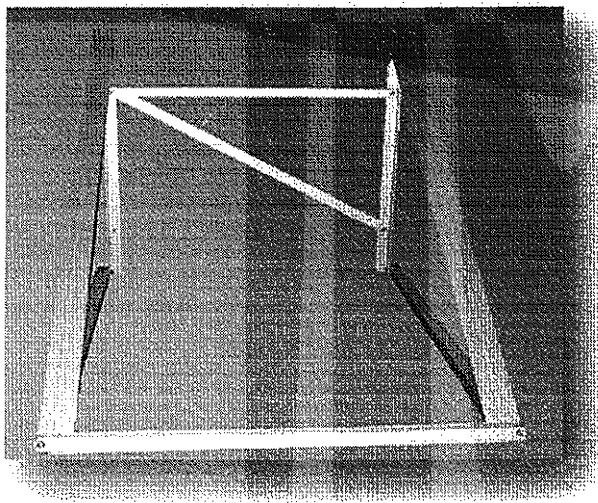


Figura 67 - Suporte para instalação em plano horizontal

6.1.2.1. Orientação do Painel Fotovoltaico

Os painéis fotovoltaicos devem estar orientados para o ponto azimutal, e de preferência com ângulo azimutal de superfície igual a zero. O azimute é o equador, portanto no hemisfério norte os painéis são orientados para o sul, e no hemisfério sul são orientados para o norte. Dentro da zona tropical, o sol declina para norte e para sul durante as diferentes estações do ano, o que pode fazer com que um painel corretamente orientado, não receba os raios solares diretamente em alguns períodos do ano. Nesses casos é recomendável a utilização de mastros, tanto para as pequenas instalações, quanto para as grandes usinas. Este último caso se beneficia dos sistemas de seguimento do sol (*sun-tracking*). No caso das instalações residenciais, ou as que aproveitam o espaço livre dos telhados, o melhor é compensar essa dificuldade

durante os cálculos do projeto.

Em todo caso devem ser evitados os ângulos maiores que 30°, tanto para Leste, quanto para Oeste. Para cada 15° de desvio do Norte geográfico, teremos uma hora de diferença para a captação máxima. Para Leste, haverá um *adiantamento*, e para Oeste haverá *atraso*. O adiantamento em determinadas localidades pode ser benéfico, como em locais tropicais, onde chove no meio ou fim da tarde, prejudicando a geração. Além disso, a maior irradiação que acontece ao meio dia solar não será aproveitada em sua totalidade.

Também não é recomendável *distribuir* os módulos nas duas *águas* de um telhado não orientado para o norte, pois teríamos pouco mais da metade da geração durante a manhã, e o mesmo valor durante a tarde.

6.1.2.2. Inclinação do Painel Fotovoltaico

A inclinação ideal dos painéis fotovoltaicos varia de acordo à Latitude da localidade, e também quanto ao tipo de sistema fotovoltaico. Para sistemas isolados um painel com maior inclinação é recomendável, pois garante maior captação nos períodos de menor irradiação, próximo ao solstício de inverno. Para os sistemas conectados à rede, inclinações menores propiciam maior captação nos períodos próximos ao solstício de verão, o que gera mais energia e, nos países com tarifas diferenciadas, maiores ganhos financeiros.

É possível calcular a melhor inclinação, para um sistema isolado, utilizando a seguinte equação:

$$\beta = \phi + (\phi/4)$$

Onde:

β = inclinação do painel em relação ao plano horizontal.

ϕ = Latitude da localidade

Esta equação retorna um valor aproximado, e a inclinação real pode ser *arredondada* em até 5° sem perda de desempenho.

Para os sistemas conectados à rede, podemos utilizar a seguinte equação:

$$\beta = 3,7 + 0,69\phi$$

Em latitudes acima de entre 15° e 30° podemos aproximar os cálculos em:

- Latitude + 5°, para sistemas autônomos.
- Latitude - 5°, para sistemas on-grid.

Em nenhum dos casos é recomendável inclinações menores que 10°, pois a limpeza natural dos módulos pela água da chuva será prejudicada. Isso é especialmente importante em sistemas autônomos instalados em localidades remotas ou inóspitas, nas quais a manutenção é reduzida.

6.1.3. Suporte em Forma de Mastro

Os mastros comportam bem os sistemas de rastreamento solar, que só são *rentáveis* nos grandes sistemas.

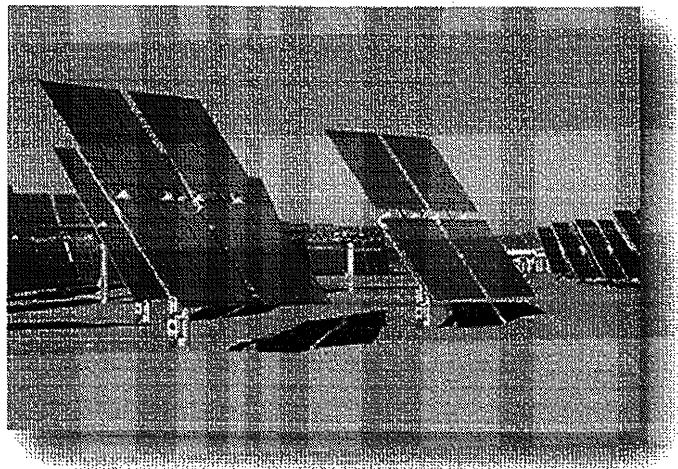


Figura 68 - Painel fotovoltaico com sistema de rastreio solar

No caso de pequenos sistemas dentro da zona tropical, mesmos os residenciais, o uso de um suporte em mastro permite a mudança manual da inclinação e orientação, pelo técnico responsável pela manutenção.

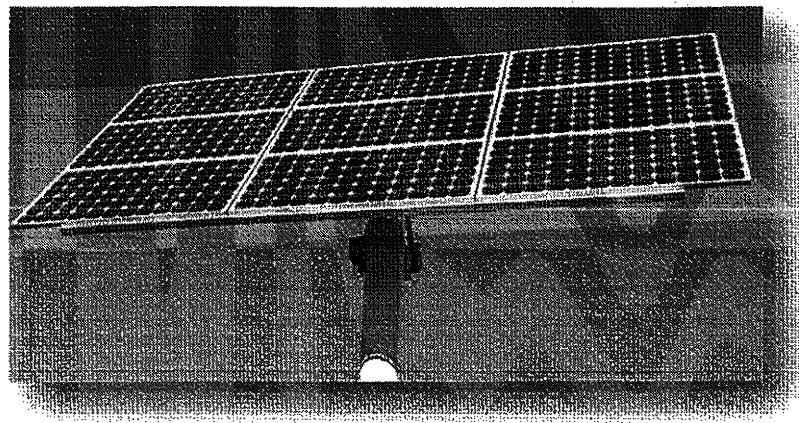


Figura 69 - Painel fotovoltaico em mastro

6.2. Cálculos de Sombreamento

Tanto nos sistemas maiores, quanto nas pequenas instalações, é importante evitar a projeção de sombras sobre o painel fotovoltaico.

No caso das instalações menores, as sombras a serem evitadas são das árvores e edificações ao redor. Para se calcular a projeção das sombras durante o dia, é necessário conhecer a posição do sol em cada momento, nas diferentes estações do ano.

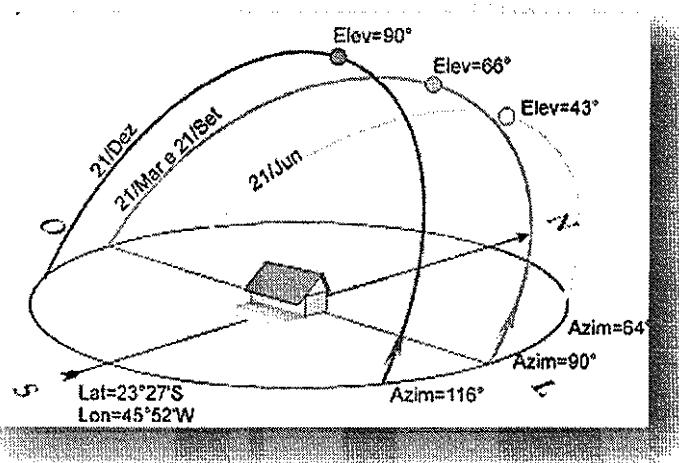


Figura 70 - Diferenças na posição do sol nas diferentes estações do ano

Para fazer cálculos de sombreamento mais sofisticados, é recomendável o uso de softwares específicos, que através de uma imagem digital, devidamente orientada, descrevem a trajetória do sol e as projeções de sombras.

Para calcular uma sombra simples, podemos recorrer a equações simplificadas que dão bons resultados, podendo ser adicionadas a planilhas automáticas de dimensionamento, facilitando o seu uso. Essas equações não são recomendadas para sistemas complexos, em localidades urbanas com grande quantidade de altos edifícios circunvizinhos ao local de instalação do painel fotovoltaico.

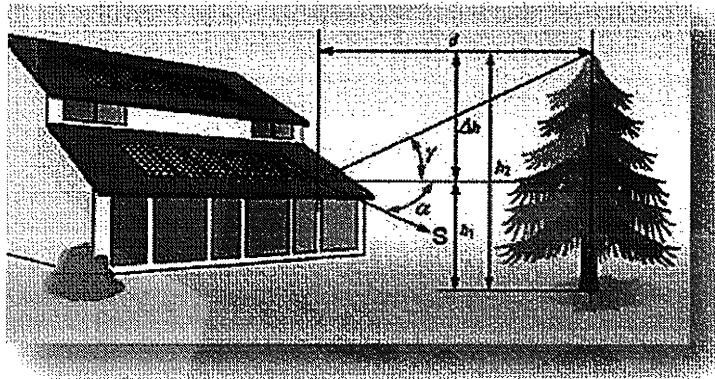


Figura 71 - Relações geométricas entre possíveis geradores de sombra

No caso de sombras causadas por objetos frontais, podemos calcular a sombra no solstício de inverno, quando a projeção é maior. Se conseguirmos evitar essa sombra, nesse período, evitaremos as sombras o ano todo. Nas Latitudes abaixo de 20° há o risco de objetos anteriores projetarem sombras, já que em tais localidades o sol declina a sul em alguns períodos do ano. Em localidades com Latitude entre 0° e 15° a situação é mais crítica, pois o sol declina a sul em metade do ano. Portanto o *entorno* do painel fotovoltaico deve ser vistoriado a procura de possíveis causadores de sombra.

A seguinte equação permite o cálculo da projeção de sombras frontais:

$$d = z \tan h_0$$

Onde:

d = distância entre o painel e um obstáculo frontal;

z = altura do obstáculo;

h_0 = altura solar, no solstício de inverno, ao meio dia solar;

O fator h_0 pode ser calculado mediante a seguinte equação:

$$h_0 = (90^\circ - \text{latitude da localidade}) - 23,5^\circ$$

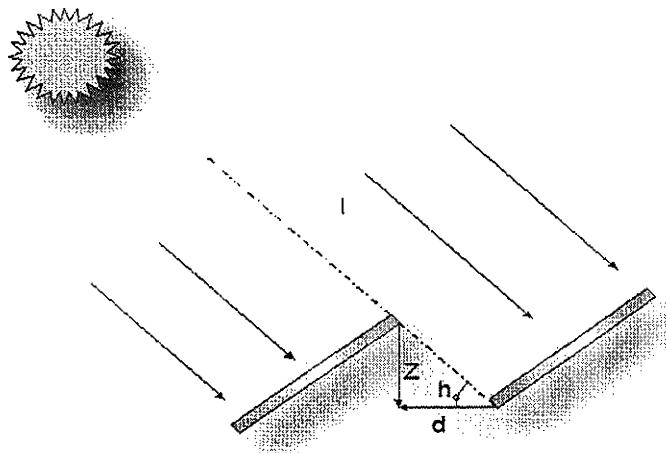


Figura 72 - Distância mínima entre o painel e um obstáculo frontal

No caso de instalações que dispõem de grande quantidade de painéis, como a mostrada na figura 62, utilizamos a seguinte equação:

$$d = \ell * (\sin \beta / \tan h_0 + \cos \beta)$$

Onde:

ℓ = altura do painel em metros;

β = inclinação do painel em graus;

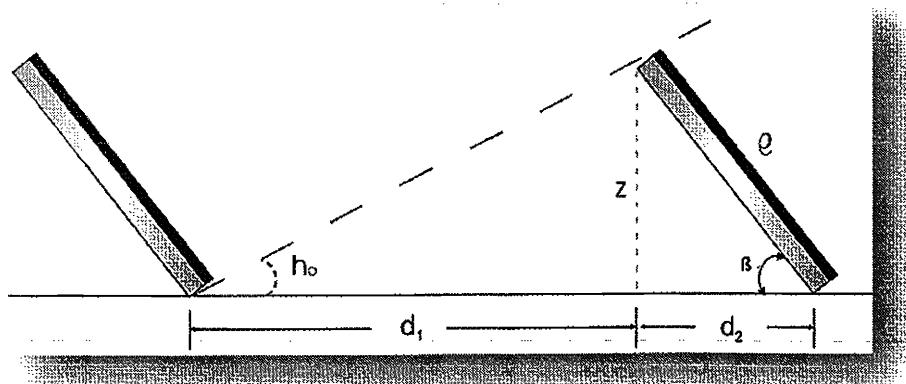
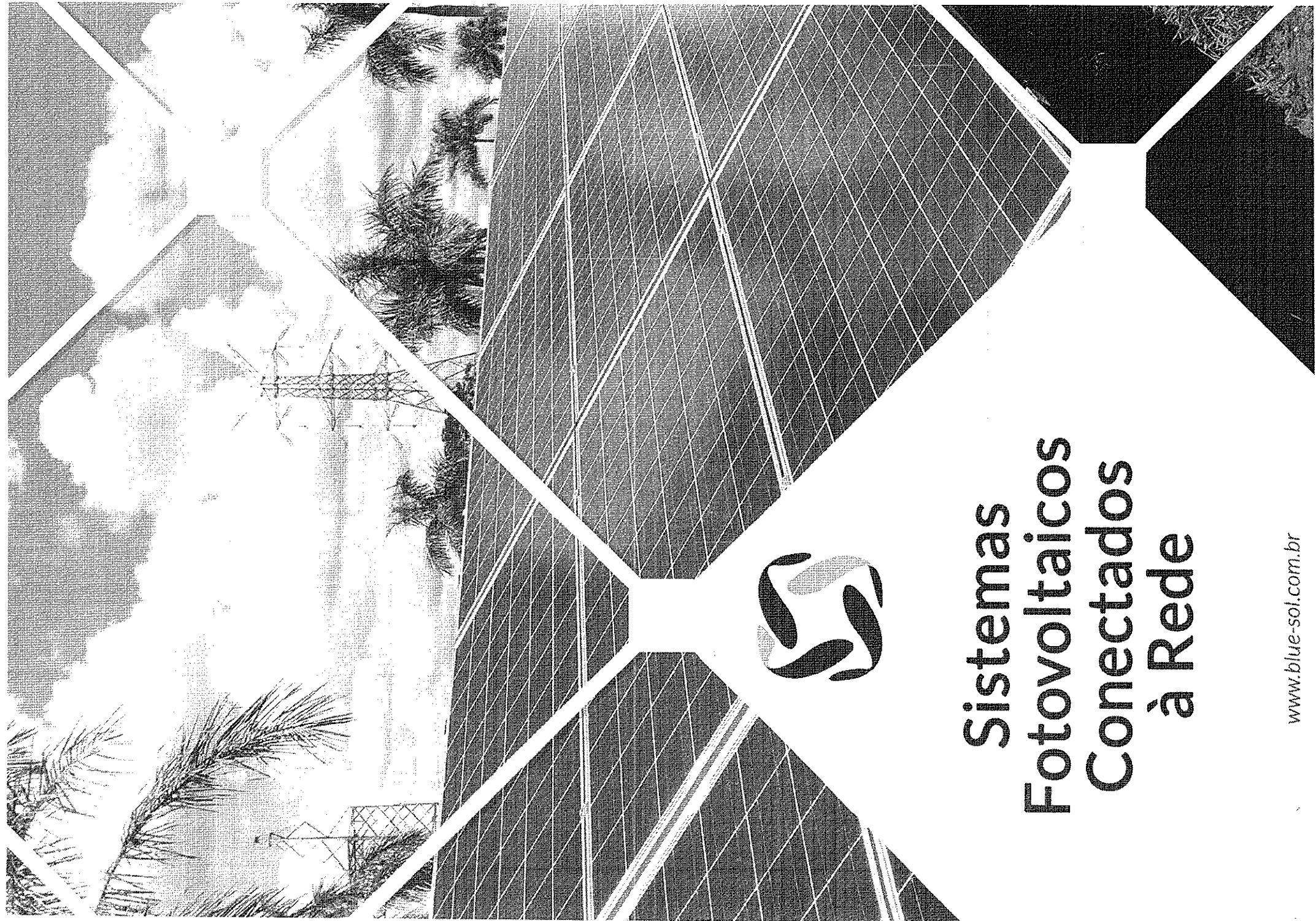


Figura 73 - Cálculo da distância entre painéis

$$d_2 = Z * \cos \beta$$

Estas equações calculam a projeção de sombra ao meio-dia-solar. Para estender às duas horas próximas, adicione 25% ao valor encontrado para d .



**Sistemas
Fotovoltaicos
Conectados
à Rede**