



Energia Fotovoltaica

manual sobre tecnologias, projecto e instalação



O presente volume, parte integrante de uma edição de três volumes técnicos, resulta do trabalho levado a cabo no âmbito de um projecto parcialmente financiado pela Comissão Europeia, designadamente do programa ALTENER, o qual visa promover a utilização das Fontes de Energia Renováveis (FER) no espaço Europeu.

O projecto em causa, designado por “*GREENPRO*”, decorreu entre Fevereiro de 2002 e Janeiro de 2004, e envolveu um conjunto de parceiros que representaram cinco países da União Europeia, nomeadamente a Holanda, a Alemanha, a Itália, o Reino Unido e Portugal. Em todos estes países serão de igual forma editados os três mencionados volumes técnicos nos respectivos idiomas.

Com o objectivo de fornecer um documento de referência a todos aqueles que se interessam pela temática das renováveis, partiu-se de originais elaborados na Alemanha. Posteriormente cada país procedeu então à necessária tradução e adaptação, no âmbito da especificidade de cada realidade nacional.

Pretendeu-se com o formato em causa proceder à apresentação de informação de cariz essencialmente prático, sem descurar no entanto a fundamentação teórica dos aspectos mais relevantes.

Esperamos desta forma que a presente série de documentos possa ser da máxima utilidade para todos os que de algum modo pretendam contactar com as energias renováveis - arquitectos, engenheiros, empreiteiros, instaladores, proprietários de imóveis, estudantes, entre outros, quer ao nível de projectos de investimento de natureza pessoal, quer no contexto de actividades profissionais.

Janeiro de 2004

ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO	1.1
2	CONHECIMENTOS ELEMENTARES	2.1
2.1	Sistemas e aplicações fotovoltaicos	2.1
2.1.1	Panorama geral	2.1
2.1.2	Sistemas autónomos	2.1
1.	Gerador fotovoltaico	2.5
2.	(um ou vários módulos fotovoltaicos, maioritariamente dispostos em paralelo)	2.5
3.	Regulador de carga	2.5
4.	Acumulador	2.5
5.	Consumidor	2.5
2.1.3	Sistemas ligados à rede	2.6
2.2	Radiação solar	2.8
2.2.1	O Sol como fonte de energia	2.8
2.2.2	Distribuição da radiação solar	2.9
2.2.3	Radiação directa e difusa	2.10
2.2.4	Definição do ângulo	2.11
2.2.5	Posição e espectro do Sol	2.12
2.2.6	Radiação solar em planos inclinados	2.14
2.2.7	Reflexão na Terra	2.15
2.2.8	Processos de medição da radiação solar	2.16
2.2.9	O aumento da produção energética seguindo-se o movimento do Sol	2.17
2.3	Efeito fotovoltaico e função das células solares	2.20
2.3.1	Princípios funcionais de uma célula solar	2.20
2.3.2	Estrutura e função de uma célula solar de silício cristalino	2.22
2.4	Tipos de Células	2.23
2.4.1	Células de silício cristalino	2.23
2.4.2	Células de película fina	2.37
2.1.1		2.45
2.4.3	Células híbridas: Células solares HCl	2.45
2.4.4	Comparação entre os diferentes tipos de células solares	2.46
2.5	Propriedades eléctricas das células solares	2.47
2.5.1	Diagrama do circuito equivalente das células solares	2.47
2.5.2	Parâmetros celulares e curvas características da célula solar	2.53
2.5.3	Sensibilidade espectral	2.56
2.5.4	Eficácia da célula solar e dos módulos fotovoltaicos	2.57
3	COMPONENTES DO SISTEMA FOTOVOLTAICO	3.1
3.1	Módulos fotovoltaicos	3.1
3.1.1	Encadeamento de Células	3.1
3.1.2	Encapsulamento da célula	3.2
3.1.3	Tipos de módulos	3.5
3.1.4	Opções de desenho para os módulos fotovoltaicos	3.8
3.1.5	Contactos eléctricos do módulo e caixas de junção	3.17
3.1.6	Símbolos eléctricos	3.18
3.1.7	Curvas características dos módulos	3.19
3.1.8	Parâmetros do módulo	3.20
3.1.9	Características eléctricas de módulos fotovoltaicos cristalinos	3.21
3.1.10	Pontos quentes, díodos de derivação e sombreamento	3.24
3.1.11	Características eléctricas dos módulos de película fina	3.27
3.1.12	Certificação da qualidade dos módulos	3.31
3.2	Caixa de junção geral, díodos de bloqueio das fileiras e fusíveis	3.34
3.3	Inversores	3.36
3.3.1	Símbolos eléctricos e função	3.36

3.3.2	Inversores comutados pela rede	3.38
3.3.3	Inversores auto-controlados	3.39
3.3.4	Parâmetros, curvas características e propriedades dos inversores	3.43
3.3.5	Tipos de inversores e tamanhos de construção para várias classes de potência	3.48
3.3.6	Outros desenvolvimentos tecnológicos	3.50
3.4	Cabos	3.52
3.4.1	Cabos do gerador	3.52
3.4.2	Cabo principal DC	3.54
3.4.3	Cabo de ligação AC	3.54
3.5	Material da instalação	3.54
3.6	Interruptor principal DC	3.54
3.7	Equipamento de protecção AC e aparelhos de medida	3.55
3.8	Acumuladores	3.55
3.8.1	Constituição e funcionamento das baterias de ácido de chumbo	3.56
3.8.2	Tipologia e características das baterias de ácido de chumbo	3.57
3.8.3	Desempenho e características dos acumuladores de ácido de chumbo	3.61
3.8.4	Efeitos do envelhecimento	3.64
3.8.5	Critérios de selecção	3.65
3.8.6	Manutenção e informação de segurança	3.66
3.8.7	Reciclagem	3.67
3.9	Controladores de carga	3.67
3.9.1	Controladores série	3.69
3.9.2	Controladores Shunt (ligação em paralelo)	3.70
3.9.3	Protecção por depleção	3.70
3.9.4	Controladores de carga MPP	3.71
3.10	Inversor autónomo	3.72
3.10.1	Inversores de onda sinusoidal	3.73
3.10.2	Inversores trapezoidais	3.73
3.10.3	Critérios de aplicação de inversores em sistemas autónomos	3.74
4	LEVANTAMENTO DAS CARACTERÍSTICAS DO LOCAL DA INSTALAÇÃO E ANÁLISE DE SOMBREAMENTOS	4.1
4.1	Visita e levantamento das características do local da instalação	4.1
4.2	Consulta ao cliente	4.2
4.3	Levantamento de dados do local, incluindo os potenciais sombreamentos	4.3
4.3.1	Tipos de sombreamento	4.3
4.3.2	Análise de sombreamentos	4.5
4.3.3	Sombreamentos e concepção do sistema fotovoltaico	4.7
4.3.4	Sombreamento em campos fotovoltaicos inclinados	4.11
4.4	Questionário para a caracterização do prédio	4.12
5	PLANEAMENTO E CONCEPÇÃO DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS COM LIGAÇÃO À REDE	5.1
5.1	Dimensionamento do sistema e selecção do módulo fotovoltaico	5.1
5.2	Concepção do sistema fotovoltaico	5.2
5.2.1	Conceito do inversor central	5.2
5.2.2	Conceito dos inversores de cadeia de módulos	5.4
5.2.3	Conceito das unidades integradas inversor/módulo	5.6
5.3	Local da instalação do inversor	5.8
5.4	Dimensionamento do inversor	5.8
5.4.1	Determinação da potência	5.8
5.4.2	Escolha da tensão de entrada	5.9
5.4.3	Determinação do número de fileiras	5.12
5.4.4	Dimensionamento através de programas de simulação	5.12
5.5	Dimensionamento dos cabos	5.13
5.5.1	Dimensionamento do cabo da fileira	5.15
5.5.2	Dimensionamento do cabo principal DC	5.19

5.5.3	Dimensionamento do cabo de alimentação AC	5.20
5.6	Seleção das caixas de junção do gerador e dimensionamento do interruptor principal DC	5.21
5.7	Protecção contra descargas atmosféricas, sobretensões e ligação à terra	5.22
5.7.1	Protecção contra descargas atmosféricas directas	5.23
5.7.2	Protecção contra descargas atmosféricas indirectas	5.23
5.7.3	Protecção de sistemas fotovoltaicos contra descargas atmosféricas e sobre-tensões em prédios desprotegidos	5.25
5.7.4	Protecção de sistemas fotovoltaicos contra descargas atmosféricas e sobretensões em prédios previamente protegidos	5.26
5.7.5	Ligações à terra e equipotenciais	5.27
5.7.6	Variantes das protecções contra descargas atmosféricas e das protecções de terra	5.28
5.8	Ligação à rede eléctrica pública	5.29
5.8.1	Estabelecimento da ligação à rede	5.29
5.8.2	Protecção de interligação	5.31
5.8.3	Alojamento e ligação do contador	5.32
5.9	Elaboração da proposta técnica-comercial do projecto	5.32
5.9.1	Custos	5.32
5.9.2	Afectação de tempo no projecto	5.34
5.9.3	Exemplos de cotações	5.36
5.9.4	Descrição, tipos e características dos equipamentos;	5.38
5.9.5	Elaboração da memória descritiva do projecto;	5.38
5.10	Estimativa de produção de energia	5.39
5.11	Regulamentos e disposições construtivas	5.41
5.11.1	Produtos e tipos de construção	5.41
5.11.2	Normas internacionais	5.45
5.12	Fichas de registo de dados para o dimensionamento do sistema fotovoltaico	5.45
6	PLANEAMENTO E DESENHO DE SISTEMAS AUTÓNOMOS	6.1
6.1	Introdução	6.1
6.2	Cálculo do consumo de energia eléctrica	6.2
6.3	Dimensionamento do gerador fotovoltaico	6.3
6.3.1	Modelo para o cálculo da energia que é produzida por um gerador fotovoltaico	6.4
6.3.2	Consideração das perdas da linha, de conversão e de desajustamento	6.4
6.3.3	Resumo dos resultados obtidos	6.5
6.3.4	Descrição sumária do método de cálculo para o dimensionamento de um gerador fotovoltaico, tomando como exemplo a pequena casa de férias	6.7
6.4	Dimensionamento das secções transversais dos cabos	6.7
6.5	Dimensionamento do acumulador	6.10
6.6	Aplicação de um inversor	6.11
6.7	Sistema híbrido	6.11
7	SOFTWARE E PROGRAMAS DE SIMULAÇÃO PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	7.1
7.1	Uso de software e de programas de simulação	7.1
7.2	Avaliação dos resultados da simulação	7.2
7.3	Simulação de sombreamentos	7.3
7.4	Análise geral do mercado e classificação dos programas de simulação	7.3
7.5	Descrição dos programas	7.3
7.5.1	Programas de cálculo	7.4
7.5.2	Programas de simulação por passo de tempo	7.4
7.5.3	Simulação de sistemas	7.13
7.5.4	Complemento dos programas e fontes de dados	7.14
7.5.5	Programas de desenho e de suporte	7.16
7.5.6	Programas de simulação baseados na Internet	7.17
7.6	Tabelas de resumo dos programas	7.18
8	MONTAGEM E INTEGRAÇÃO EM EDIFÍCIOS	8.1

8.1	Introdução	8.1
8.2	Conceitos gerais	8.1
8.2.1	As funções de um telhado	8.1
8.2.2	Formas do telhado	8.2
8.2.3	Revestimento do telhado	8.3
8.2.4	Telhados inclinados	8.6
8.2.5	Telhado plano	8.7
8.3	Telhados inclinados	8.8
8.3.1	Sistemas montados no telhado	8.8
8.3.2	Sistemas integrados no telhado	8.20
8.4	Telhados planos	8.49
8.4.1	Sistemas montados no telhado	8.49
8.4.2	Sistemas integrados no telhado	8.56
8.5	Noções básicas sobre fachadas	8.59
8.5.1	Estruturas exteriores das paredes	8.59
8.6	Fachadas Fotovoltaicas	8.64
8.6.1	Ecrãs fotovoltaicos	8.65
8.7	Coberturas de vidro	8.73
8.8	Dispositivos solares de sombreamento	8.78
8.8.1	Sombreamento fixo	8.79
8.8.2	Outros dispositivos solares de sombreamento	8.81
8.8.3	Sistemas de sombreamento móveis	8.82
9	INSTALAÇÃO, ARRANQUE E OPERAÇÃO DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	9.1
9.1	Introdução	9.1
9.2	Notas gerais de instalação	9.2
9.3	Requisitos de segurança para trabalhos efectuados em telhados	9.3
9.4	Instalação de um sistema fotovoltaico ligado à rede	9.6
9.4.1	Dados iniciais	9.6
9.4.2	Procedimentos para a instalação do sistema	9.6
9.5	Vistoria e licença de exploração	9.12
9.6	Falhas de funcionamento, falhas típicas e manutenção de sistemas fotovoltaicos	9.12
9.7	Identificação dos problemas	9.14
9.8	Dados operacionais de monitorização e sistema de qualidade	9.16
9.9	Resultados operacionais dos sistemas ligados à rede	9.17
9.10	Seguros para sistemas solares	9.19
9.10.1	Seguro de responsabilidade civil para terceiros	9.19
9.10.2	Danos sobre o sistema fotovoltaico	9.20
9.10.3	Coberturas contra danos em sistemas solares	9.20
10	VIABILIDADE ECONÓMICA, ASPECTOS POTENCIAIS E ECOLÓGICOS	10.1
10.1	Avaliação económica	10.1
10.2	Tendências dos custos	10.3
10.3	Evolução da tecnologia	10.5
10.4	O Mercado fotovoltaico	10.6
10.5	Potencial da tecnologia fotovoltaica em Portugal	10.8
10.6	Avaliação ecológica	10.10
11	EMPRESAS DO RAMO SOLAR FOTOVOLTAICO	11.1

1 INTRODUÇÃO

O presente documento *“Energia Fotovoltaica - Manual sobre tecnologias, projecto e instalação”*, surge no contexto de um projecto Europeu, no âmbito de uma candidatura apoiada pelo programa Comunitário ALTENER.

Um dos principais objectivos deste projecto, foi o de proceder à edição de guias técnicos em áreas concretas de intervenção das Fontes de Energia Renováveis (FER), nomeadamente da *“Bioenergia”*, *“Energia Solar Térmica”* e da *“Energia Solar Fotovoltaica”*. O trabalho realizado pela maior parte dos parceiros deste projecto, em representação de cinco países da União Europeia, consistiu na tradução de textos originais e respectivas adaptações no contexto da realidade de cada um dos países em causa.

O Instituto Superior Técnico, através do seu Departamento de Engenharia Mecânica, foi o representante de Portugal no presente projecto, tendo sido da sua inteira responsabilidade todo o processo de coordenação técnica, edição e distribuição das respectivas versões Portuguesas.

O guia técnico que respeita à área da intervenção da energia fotovoltaica (PV), constitui o objecto de trabalho das páginas que se seguem.

A elaboração do presente documento partiu de uma base de trabalho desenvolvida na Alemanha, no contexto de um país que nos últimos anos tem vindo a destacar-se na presente área tecnológica. A Alemanha, para além de um estágio bastante evoluído em termos de investigação e desenvolvimento da tecnologia dos painéis fotovoltaicos e de equipamentos complementares no presente tipo de sistemas (inversores,), apresenta hoje um sector industrial consolidado na área de produção de equipamento.

A Alemanha tem sido também autora de um conjunto de iniciativas institucionais nas áreas da certificação e de estratégias de incentivos, que têm merecido um reconhecimento ao nível Mundial.

Em termos de obra executada, este País tem demonstrado uma fortíssima capacidade de realização, apresentando uma área superior a 25% do valor da área total de sistemas PV actualmente em funcionamento em todo o Mundo.

Neste contexto, o trabalho que se segue apoiou-se de forma acentuada nos bons exemplos implementados no terreno por parte da Alemanha, tendo-se por objectivo não só fornecer um conjunto de instrumentos de apoio para os interessados na área de intervenção da energia fotovoltaica, desde projectistas até aos potenciais investidores, mas também chamar a atenção junto dos centros de decisão políticos e empresariais, de um potencial não explorado num País onde abunda o Sol.

Tendo por objectivo fazer um enquadramento do interesse desta tecnologia para Portugal, incluindo o seu contexto Europeu e Mundial, bem como apresentar algum do trabalho já desenvolvido por parte dos Centros de Decisão do Poder Central deste País com vista à desejada promoção da tecnologia fotovoltaica, apresentam-se de seguida algumas referências sobre Directivas e Protocolos estabelecidos ao nível da União Europeia, e Programas, Decretos Lei e Diplomas já elaborados e apresentados de forma oficial por parte do Governo Português.

Directiva 2001/77/CE de 27 de Setembro de 2001

A Directiva **2001/77/CE** de 27 de Setembro de 2001, do Parlamento Europeu e do Conselho, constituiu um inequívoco reconhecimento por parte da União Europeia, no que se refere à actual prioridade para a produção de energia eléctrica a partir de fontes de energia renovável (FER) no espaço Europeu.

A data limite para a transposição desta Directiva para o ordenamento jurídico nacional, foi 27 de Outubro de 2003.

No âmbito desta Directiva, a título indicativo, Portugal apresentou o compromisso de ter como meta em 2010, 39% de energia eléctrica produzida a partir de fontes de energia renováveis, no contexto do consumo bruto nacional de electricidade.

Assim, para 2010, onde é estimado para o Continente Português um consumo bruto de energia eléctrica da ordem dos 62 TWh, implicará que a produção de energia eléctrica a partir da FER deverá ser superior a 24 TWh.

Protocolo de Quioto, Convenção Quadro das Nações Unidas

O crescimento da percentagem do consumo da energia eléctrica produzida a partir das **FER**, ocupa um importante espaço no pacote de medidas preconizadas no âmbito do cumprimento do Protocolo de Quioto.

Em termos da política ambiental da União Europeia, a produção de energia eléctrica a partir das FER, aparece integrada entre as estratégias prioritárias definidas no âmbito das preocupações das alterações climáticas, em particular no âmbito da desejada redução das emissões de gases com efeito de estufa (GEE).

Programa E4

As acções e metas previstas no âmbito do “*Programa E4*”, Resolução do Conselho de Ministros Nº 154/2001, de 27 de Setembro, organizam-se num contexto de uma estratégia nacional que passa pelas fontes de energia renovável (FER). Desta forma se procurou responder aos desafios que o País se propôs atingir, nomeadamente no que se refere à duplicação da disponibilidade de potência e de energia eléctrica de origem renovável, num período de 10 a 15 anos.

Dentro das medidas previstas pelo E4 que se encontram mais directamente relacionadas com o âmbito da Directiva 2001/77/CE, e que se destaca o seu interesse no âmbito da tecnologia fotovoltaica, temos a agilização do acesso e incentivo ao rápido desenvolvimento da produção de energia eléctrica a partir das FER, a promoção das FER com potencial a médio prazo (onde se inclui a energia fotovoltaica) e a promoção da micro-geração de electricidade a partir da energia solar fotovoltaica.

No E4 é traçada uma primeira meta Nacional para a energia fotovoltaica, nomeadamente de 50 MW.

Resolução do Conselho de Ministros nº 63/2003

Com a presente Resolução do Conselho de Ministros, é revogada a Resolução do Conselho de Ministros nº 154/2001, de 19 de Outubro, que aprovou o Programa **E4**. Neste documento, o Governo Português considera que a política energética Portuguesa assenta sobre três eixos estratégicos, entre os quais se destaca a necessidade de se assegurar a segurança do abastecimento Nacional e fomentar o desenvolvimento sustentável.

Nesta resolução do Conselho de Ministros, são apresentadas metas indicativas para a produção de energia eléctrica a partir das fontes de energia renovável. A meta de 50 MW traçada pelo E4 para a área da energia fotovoltaica, é pelo presente documento ampliada para 150 MW.

Diplomas Publicados

Entre os diplomas já publicados em Portugal com especial interesse para a produção de energia eléctrica a partir das FER, e com especial interesse no âmbito de intervenção do

presente documento – produção de energia eléctrica a partir de sistemas fotovoltaicos, temos os seguintes Decretos Lei e Portarias:

Portaria nº 764/2002 de 1 Julho: Estabelece os tarifários aplicáveis às instalações de produção de energia eléctrica em baixa tensão, licenciadas ao abrigo do Dec.-Lei nº 68/2002.

Portaria n.º 383/2002 de 10 de Abril: No contexto do Programa E4, foi necessário proceder a alguns ajustamentos na portaria nº 198/2001, de 13 de Março, que criou a “*Medida de Apoio ao Aproveitamento do Potencial Energético e Racionalização de Consumos*” (MAPE), por sua vez já alterada pela Portaria nº 1219-A/2001, de 23 de Outubro. É definido um regime de incentivos financeiros, num contexto de atribuição de subsídios reembolsáveis e a fundo perdido, considerando como elegíveis os projectos relativos a centros de produção de energia eléctrica com utilização de fontes renováveis. Esta medida, inserida no eixo 2 do Programa Operacional da Economia (POE) do QCA III, estará em vigor no período entre 2000 a 2006.

Decreto-Lei nº68/2002 de 25 de Março: Regula o exercício da actividade de produção de energia eléctrica em baixa tensão (BT).

Decreto-Lei nº 339 - C/2001 de 29 de Dezembro: Actualizou o Dec. Lei nº 168/99 de 18 de Maio, que define o regime aplicável à remuneração da produção de energia eléctrica, no âmbito da produção em regime especial do Sistema Eléctrico Independente (SEI). A Tarifa verde, que considera uma mais valia em função dos benefícios ambientais proporcionados, determina uma tarifa diferenciada positiva, no que respeita à remuneração do kWh produzido a partir de fontes renováveis vendido à rede eléctrica pública.

Decreto-Lei nº 312/2001 de 10 de Dezembro: Define o novo regime de gestão da capacidade de recepção de energia eléctrica nas redes do Sistema Eléctrico de Serviço Público, proveniente de centros electroprodutores do Sistema Eléctrico independente.

Decreto Lei Nº 168/99 de 18 de Maio: Revê o regime aplicável à actividade de produção de energia eléctrica, no âmbito do Sistema Eléctrico Independente (SEI), que se baseia na utilização de recursos renováveis. A presente legislação estabeleceu uma tarifa diferenciada para a entrega de energia eléctrica na rede pública de distribuição. Regula a actividade de produção de energia eléctrica integrada nos termos do Decreto-Lei nº182/95, de 27 de Julho.

Decreto – Lei 313-95 de 24 de Novembro: Estabelece no âmbito do SEI, o regime jurídico do exercício de actividade de produção de energia eléctrica em aproveitamentos hidroeléctricos, bem como da produção de energia eléctrica a partir das FER.

Para a produção de energia eléctrica a partir das fontes de energia renováveis, existem em Portugal, basicamente, dois mecanismos de apoio: i) um regime jurídico, que considera uma remuneração diferenciada por tecnologia das FER e respectivo regime de exploração; ii) e uma medida de apoio ao investimento inicial de projectos de produção de energia a partir das FER.

Em termos da meta anteriormente referida de 150 MW (conforme Resolução do Conselho de Ministros nº 63/2003), sobre o actual enquadramento legal no que respeita ao potencial de expansão nacional dos investimentos na área da energia fotovoltaica, poderemos fazer dois tipos de comentários, que talvez nos possam ajudar a entender o seu real valor. Por um lado, no que respeita ao valor anterior de 50 MW, sem dúvida alguma de que se tratou de um importante aumento, revelando uma actual perspectiva de crescente interesse por parte do Governo Português. Por outro lado, em termos do enquadramento desta meta no que respeita a resultados de estudos efectuados sobre o cenário energético nacional, será de realçar os estudos efectuados pela REN, onde é referido, para o horizonte de 2010, uma possibilidade de evolução da potência instalada até 400 MW, no que respeita à injeção de energia eléctrica na rede pública de distribuição a partir de sistemas fotovoltaicos.

2 CONHECIMENTOS ELEMENTARES

2.1 Sistemas e aplicações fotovoltaicas

2.1.1 Panorama geral

Os sistemas fotovoltaicos podem ser divididos em sistemas ligados à rede e em sistemas autónomos. No último caso, o aproveitamento da energia solar precisa de ser ajustado à procura energética. Uma vez que a energia produzida não corresponde (na maior parte das vezes) à procura pontual de energia de um consumidor concreto, torna-se obrigatório considerar um sistema de armazenamento (baterias) e meios de apoio complementares de produção de energia (sistemas híbridos).

No caso dos sistemas com ligação à rede, a rede pública de distribuição de electricidade opera como um acumulador de energia eléctrica. Contrastando com o caso Português, em alguns países, como é o caso da Alemanha, a maioria dos sistemas fotovoltaicos encontram-se ligados à rede. Nestes sistemas, a totalidade da energia produzida é injectada na rede pública de distribuição de energia eléctrica, como resultado da receita adicional que é conseguida pelo maior valor que é pago, por cada unidade de energia eléctrica produzida por sistemas fotovoltaicos. Ainda no caso da Alemanha, há previsões no sentido de que, no ano 2050, os sistemas fotovoltaicos possam ser responsáveis por uma fatia significativa da energia eléctrica fornecida (cerca de um terço).

Nos próximos anos, será de prever que os sistemas fotovoltaicos sejam progressivamente instalados na Europa. A longo prazo, será mesmo de prever um aumento generalizado da sua procura.

Paralelamente, os sistemas autónomos assumirão um papel de grande relevo nos países em vias de desenvolvimento. A indústria fotovoltaica local poderá ter um papel chave na crescente implementação deste tipo de sistemas domésticos.

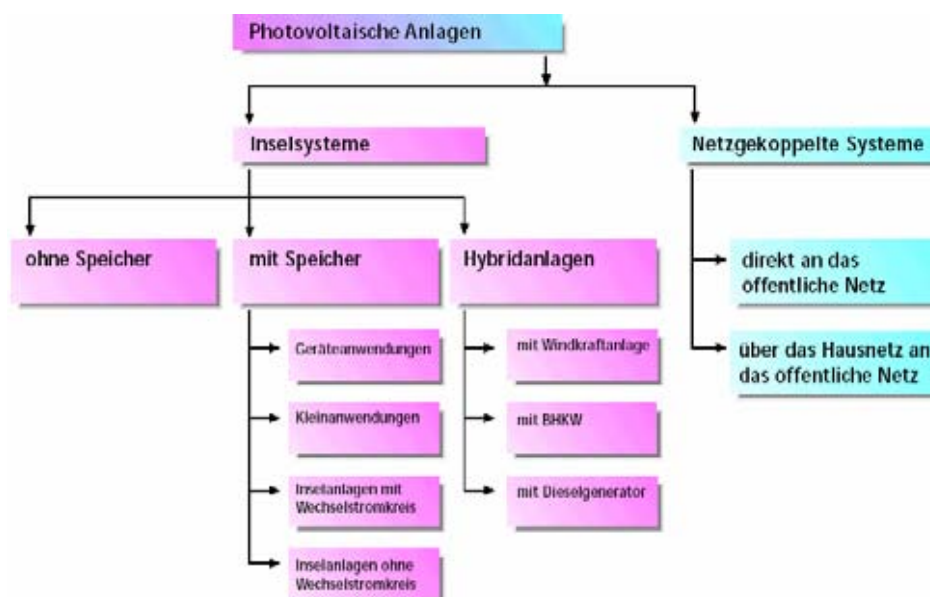


Figura 2.1

2.1.2 Sistemas autónomos

Os sistemas autónomos constituíram o primeiro campo de operação económica da tecnologia fotovoltaica. A aplicação deste tipo de sistemas autónomos, observa-se onde o fornecimento de energia através da rede pública de distribuição de energia eléctrica, não se verifica por razões técnicas e/ou económicas. Nestes casos, os sistemas fotovoltaicos autónomos podem constituir alternativas com uma vertente económica de elevado interesse.

Este cenário vem ao encontro do grande potencial para a implementação dos sistemas autónomos nos países em vias de desenvolvimento, onde se encontram grandes áreas que permanecem sem fornecimento de energia eléctrica. As sucessivas evoluções tecnológicas e a diminuição dos custos de produção nos países industrializados, poderão também contribuir para a generalização deste tipo de aplicação.

No campo das pequenas aplicações solares de fornecimento de energia eléctrica, também podemos observar consideráveis avanços: calculadoras electrónicas, relógios, carregadores de pilhas, lanternas e rádios, são alguns dos exemplos conhecidos do uso bem sucedido das células solares em sistemas autónomos de reduzida dimensão.



Figura 2.2 – Batedor de leite

Imagem: Solarc



Figura 2.3 - Candeeiro de jardim

Imagem: Solarwatt



Figura 2.4 – Carregador de pilhas

Imagem: Solarc

Exemplos adicionais de sistemas autónomos típicos:

Estruturas móveis (carros, caravanas, barcos, ...)



Figura 2.5 – Carro movido a energia solar



Figura 2.6 - Triciclo com cobertura de um sistema solar, para alimentação de uma arca frigorífica de gelados

Sepp Fiedler; Solar Lifestyle GmbH



Figura 2.7 – Barco movido a energia solar

Imagem: D.A. Seebacher; Fa. Aquawatt Yachtbau

Cabanas remotas dos Alpes (moradias de fim de semana), electrificação de povoações em países em vias de desenvolvimento



Figura 2.8 – Cabana nos Alpes com um pequeno sistema autónomo

Imagem: Fa. Sonnenschein



Figura 2.9 – Excursão à Inn Rappenecker Hof – 70% da energia é fornecida por um sistema fotovoltaico

Telefones de emergência, parquímetros, bóias



Figura 2.10 – Iluminação de uma paragem de autocarro com energia solar



Figura 2.11 – Sistema fotovoltaico para o fornecimento de energia a bóias de sinalização marítima

Aplicações na horticultura e no paisagismo



Figura 2.12 - Sistema fotovoltaico com um desenho semelhante a uma flor, para uma fonte em Mauerpark Prenzlauer Berg, Berlim

Sistemas solares de bombagem de água para garantir o fornecimento de água potável e água para irrigação



Figura 2.13 – Sistema solar de bombagem de água para garantir o fornecimento de água potável
Imagem: Fa. Siemens

Na prática, os sistemas autónomos precisam de acumular energia, para compensar as diferenças existentes no tempo entre a produção de energia e a sua procura. As baterias recarregáveis são consideradas apropriadas como acumuladores de energia. Em geral, a utilização de acumuladores obriga a que se torne indispensável a utilização de um regulador de carga adequado que faça a gestão do processo de carga, por forma a proteger e garantir uma elevada fiabilidade e um maior tempo de vida útil dos acumuladores. Assim sendo, um sistema autónomo típico consta dos seguintes componentes:

1. Gerador fotovoltaico
2. (um ou vários módulos fotovoltaicos, maioritariamente dispostos em paralelo)
3. Regulador de carga
4. Acumulador
5. Consumidor

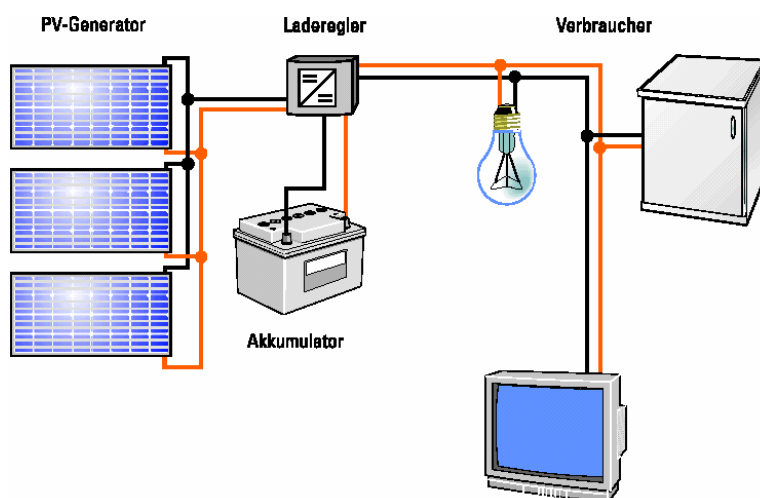


Figura 2.14 - Princípio de um sistema fotovoltaico autónomo

Os acumuladores e os reguladores, bem como os inversores autónomos potencialmente mais utilizados, serão tratados no capítulo 3. No capítulo 6, toda a planificação de um sistema e o seu respectivo desenho final, serão ilustrados pormenorizadamente.

2.1.3 Sistemas ligados à rede

Será de prever na Europa um forte crescimento, no que respeita aos sistemas fotovoltaicos com ligação à rede pública eléctrica. No caso concreto da Alemanha, os sistemas fotovoltaicos com ligação à rede, foram instalados com maior intensidade após a entrada em vigor de subsídios governamentais no âmbito do “Programa dos 1.000 telhados” (1991-1995). Com a posterior evolução para o “Programa dos 100.000 telhados” (desde 1999) e o “Decreto das Fontes de Energia Renovável” (EEG1/4/2000), o Governo

Federal lançou no mercado um conjunto de programas dinamizadores, os quais tiveram reconhecimento a nível mundial.

Um dos aspectos mais importantes dos sistemas fotovoltaicos ligados à rede, tem sido a sua **interligação** à rede pública eléctrica.

Um sistema fotovoltaico com ligação à rede é composto, normalmente, pelos seguintes componentes:

1. Gerador fotovoltaico (vários módulos fotovoltaicos dispostos em série e em paralelo, com estruturas de suporte e de montagem)
2. Caixa de junção (equipada com dispositivos de protecção e interruptor de corte principal DC)
3. Cabos AC-DC
4. Inversor
5. Mecanismo de protecção e aparelho de medida

Os componentes individuais serão descritos pormenorizadamente no capítulo 3. A figura a seguir mostra a estrutura principal de um sistema fotovoltaico com ligação à rede.

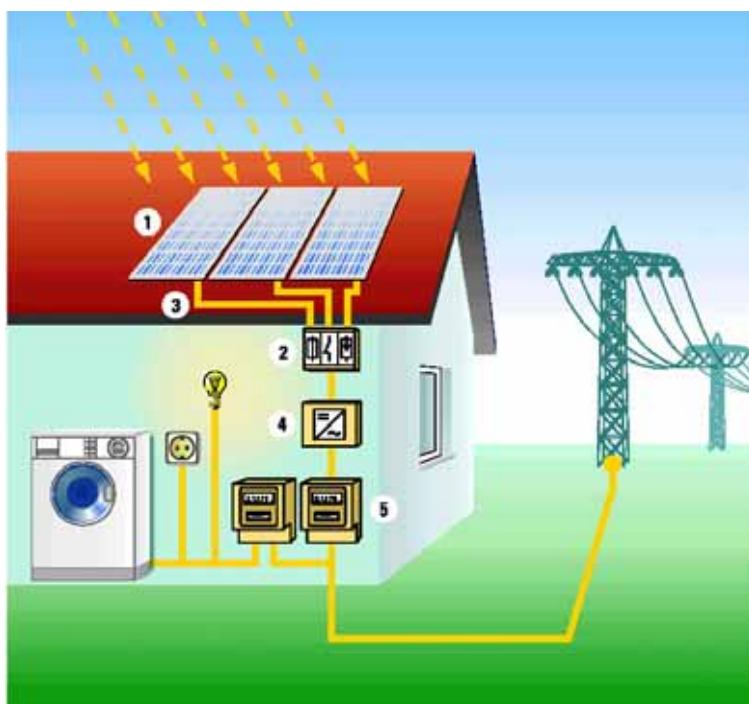


Figura 2.15 – Estrutura Principal de um sistema fotovoltaico com ligação à rede

De início, o local preferencial para a instalação técnica fotovoltaica, foi o topo dos telhados dos edifícios. Posteriormente, a integração dos sistemas fotovoltaicos em diferentes tipos de prédios (apartamentos, escolas, centros comerciais), tem vindo a ganhar um espaço cada vez maior. Paralelamente, a utilização da tecnologia fotovoltaica em diferentes formas de construção, como por exemplo nos painéis anti-ruído das auto-estradas, está também a crescer de forma acentuada. A grande variedade de opções actualmente disponíveis, em termos de alternativas técnicas, serão ilustradas pormenorizadamente no capítulo 8.

Um outro tipo de projecto, também em franca expansão, refere-se aos grandes projectos fotovoltaicos que são construídos à superfície do solo, formando grandes centrais fotovoltaicas ligadas à rede. Este tipo de projecto fotovoltaico tem vindo a ser promovido por empresas operadoras do sector eléctrico.



Figura 2.16 – Sistema fotovoltaico ligado à rede, instalado no telhado de uma casa familiar
Imagem: ENERGIEBISS



Figura 2.17 – Sistema fotovoltaico com ligação à rede numa área urbana, na zona comercial de Weierwirtschaft em Berlin



Figura 2.18 -Sistema fotovoltaico com ligação à rede, encontrando-se a instalação fixada no solo
Imagem: Siemens

2.2 Radiação solar

2.2.1 O Sol como fonte de energia

O Sol fornece energia na forma de radiação, que é a base de toda a vida na Terra. No centro do Sol, a fusão transforma núcleos de hidrogénio em núcleos de hélio. Durante este processo, parte da massa é transformada em energia. O Sol é assim um enorme reactor de fusão.

Devido à grande distância existente entre o Sol e a Terra, apenas uma mínima parte (aproximadamente duas partes por milhão) da radiação solar emitida atinge a superfície da Terra. Esta radiação corresponde a uma quantidade de energia de 1×10^{18} KWh/ano. A figura 2.19 relaciona esta quantidade de energia, com o consumo anual de energia no mundo e com os recursos das energias de origem fóssil e nuclear.

Os tipos de energia predominantemente utilizados na era industrial são limitados. De acordo com a evolução da exploração das reservas de petróleo e de gás, é previsto que as reservas se esgotem nas três primeiras décadas do nosso século. Mesmo no caso de serem descobertos novos depósitos, apenas se prolongará a dependência da energia fóssil por mais algumas décadas.



Figura 2.19 – Conteúdo energético da radiação solar na superfície terrestre, em contraste com o consumo mundial de energia e com as reservas dos recursos de energia fóssil e nuclear dados: BMWi 2000

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

2.2.2 Distribuição da radiação solar

A intensidade da radiação solar fora da atmosfera, depende da distância entre o Sol e a Terra. Durante o decorrer do ano, pode variar entre $1,47 \times 10^8 \text{ km}$ e $1,52 \times 10^8 \text{ km}$. Devido a este facto, a irradiância E_0 varia entre 1.325 W/m^2 e 1.412 W/m^2 . O valor médio é designado por constante solar, $E_0 = 1.367 \text{ W/m}^2$.

No entanto, apenas uma parte da quantidade total da radiação solar atinge a superfície terrestre. A atmosfera reduz a radiação solar através da reflexão, absorção (ozono, vapor de água, oxigénio, dióxido de carbono) e dispersão (partículas de pó, poluição). O nível de irradiância na Terra atinge um total aproximado de 1.000 W/m^2 ao meio-dia, em boas condições climáticas, independentemente da localização. Ao adicionar a quantidade total da radiação solar que incide na superfície terrestre durante o período de um ano, obtém-se a irradiação global anual, medida em kWh/m^2 . Este parâmetro varia de um modo significativo com as regiões, como se pode observar na figura 2.20.

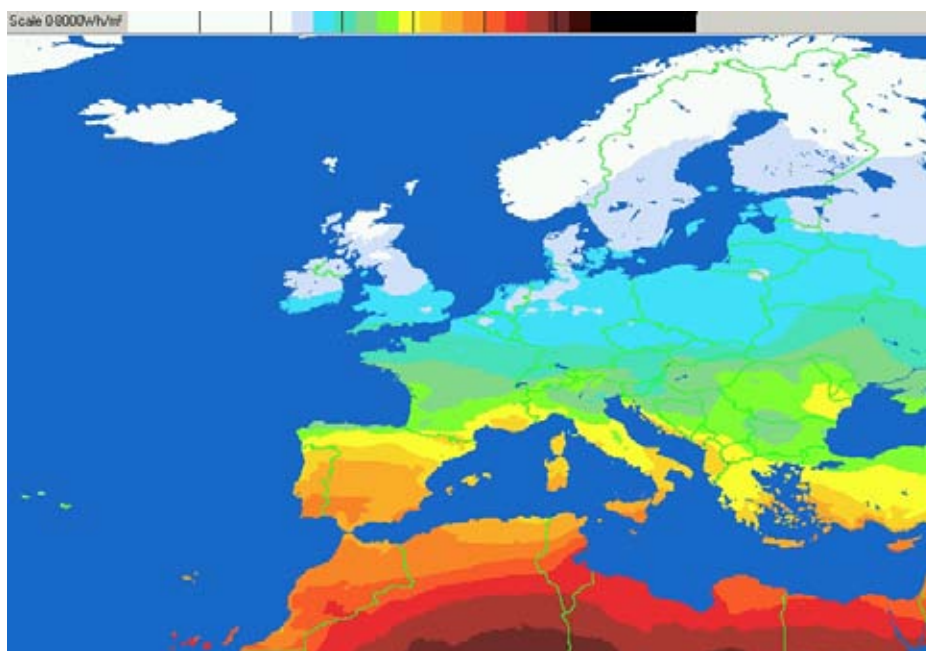


Figura 2.20 - Distribuição global da irradiação solar em Wh/m²

Fonte: Atlas Europeu de Radiação Solar - referência Scharmer, K and J. Greif, Eds (2000)

A irradiação solar, em algumas regiões situadas perto do Equador, excede **2.300 kWh/m²** por ano, enquanto que no sul da Europa não deverá exceder os **1.900 kWh/m²**. Em Portugal, este valor poderá situar-se entre os **1.300 kWh/m²** e os **1.800 kWh/m²**. São notáveis as diferenças sazonais existentes por toda a Europa, quando se observa a relação entre a radiação solar para os períodos de Verão e de Inverno.

Tabela 2.1 - Média mensal (1966-1975) de radiação global diária

Dados: Palz, W., Greif, J., European Solar Radiation Atlas, Springer, Berlim 1996

Irradiação em kWh/m ² d)	Bergen	Estocolmo	Berlim	Londres	Viena	Nice	Roma	Lisboa	Atenas
Latitude	60°24'N	59°21'N	52°28'N	51°31'N	48°15'N	43°39'N	41°48'N	38°43'N	37°58'N
Jan.	0,2	0,32	0,61	0,56	0,76	1,72	1,70	1,99	1,75
Fev.	0,72	0,95	1,14	1,10	1,42	2,46	2,54	2,96	2,62
Mar.	1,71	2,24	2,44	2,07	2,64	3,91	3,78	4,28	3,82
Abr.	3,27	3,68	3,49	3,04	3,95	5,36	4,99	5,50	5,15
Mai.	4,13	5,29	4,77	4,12	5,10	6,10	6,03	6,67	6,41
Jun.	4,85	6,58	5,44	4,99	5,33	6,79	6,59	7,18	6,84
Jul.	4,15	5,59	5,26	4,38	5,44	7,13	6,86	7,54	6,88
Ago.	3,49	4,52	4,58	3,62	4,52	5,92	6,16	6,96	6,18
Set.	1,86	2,70	3,05	2,71	3,30	4,59	4,69	5,22	4,86
Out.	0,94	1,24	1,59	1,56	2,05	3,27	3,29	3,70	3,38
Nov.	0,30	0,46	0,76	0,81	1,01	1,99	2,02	2,51	2,33
Dez.	0,12	0,23	0,45	0,47	0,69	1,65	1,51	2,15	1,69
Média	2,15	2,83	2,81	2,46	3,03	4,25	4,19	4,73	4,33

As diferenças regionais da irradiação solar em Portugal, são evidenciadas na figura a seguir. Os somatórios médios da radiação são indicados para um ano normal.

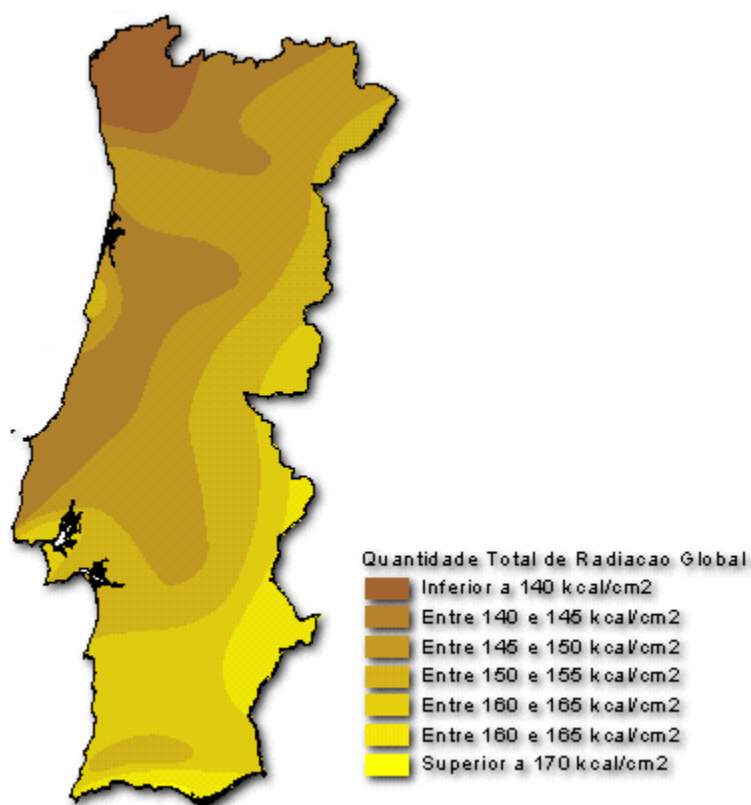


Figura 2.21 - Radiação global anual em Portugal

Fonte: Atlas do Ambiente, Instituto do Ambiente

2.2.3 Radiação directa e difusa

A luz solar que atinge a superfície terrestre, é composta por uma fracção directa e por uma fracção difusa. A radiação directa vem segundo a direcção do Sol, produzindo sombras bem definidas em qualquer objecto. Por outro lado, a radiação difusa carece de direcção específica.



Figura 2.22 – Luz solar no seu percurso através da atmosfera

A figura 2.23 apresenta as fracções da radiação diária directa e difusa, durante o período de um ano em Lisboa. Nos dias claros, a fracção da radiação directa prevalece. No entanto, na maioria dos dias cobertos de nuvens (especialmente no Inverno), a radiação solar é quase completamente difusa. Em Portugal, a proporção da radiação solar difusa durante um ano, é cerca de 40 % para 60 % de radiação directa.

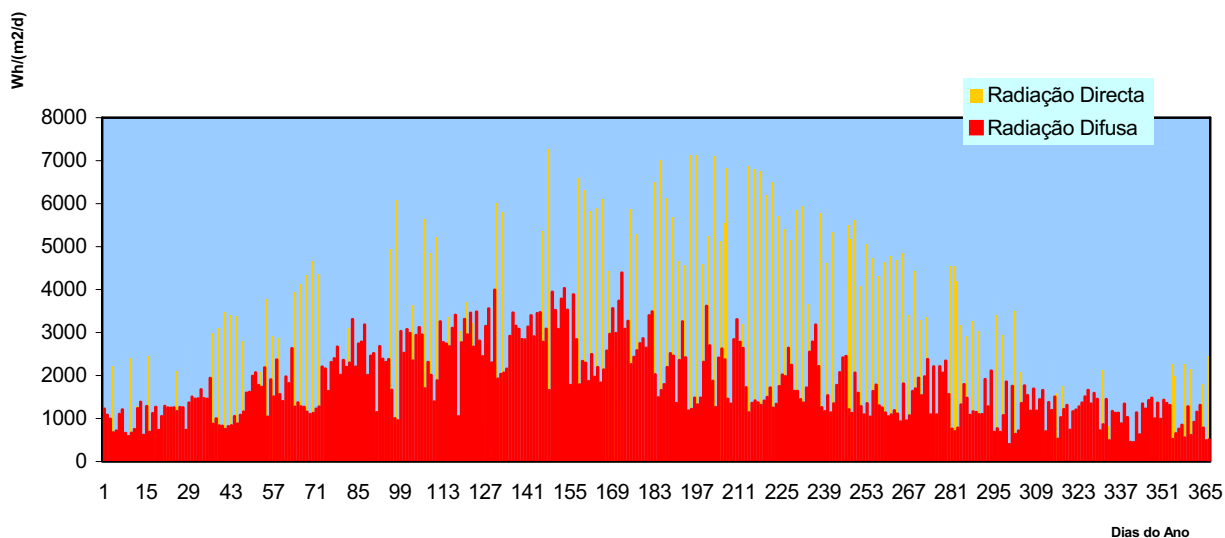


Figura 2.23 – Padrão típico da radiação directa e difusa total diária em Lisboa

2.2.4 Definição do ângulo

O conhecimento exacto da localização do Sol, é necessário para determinar os dados de radiação e a energia produzida pelas instalações solares. A localização do Sol pode ser definida em qualquer local, pela sua altura e pelo seu azimute. No campo da energia solar, o Sul é referido geralmente como $\alpha = 0^\circ$. O símbolo negativo é atribuído aos ângulos orientados a Leste (**Leste: $\alpha = -90^\circ$**) e o símbolo positivo aos ângulos orientados a Oeste (**Oeste: $\alpha = 90^\circ$**).

Representação de ângulos nas técnicas solares

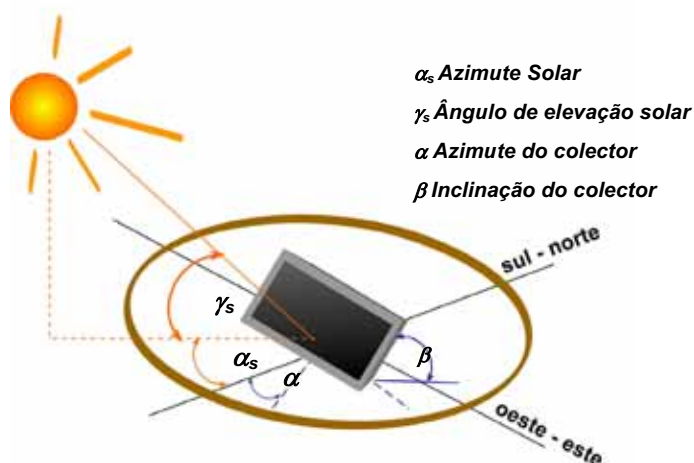


Figura 2.24 – Representação dos ângulos segundo as técnicas solares

Contudo, na arquitectura e na construção, o ângulo de azimute é 0° , referindo-se ao Norte. Os restantes ângulos surgem no sentido dos ponteiros do relógio (**Leste: $\alpha = 90^\circ$** ; **Sul: $\alpha = 180^\circ$** ; **Oeste: $\alpha = 270^\circ$**).

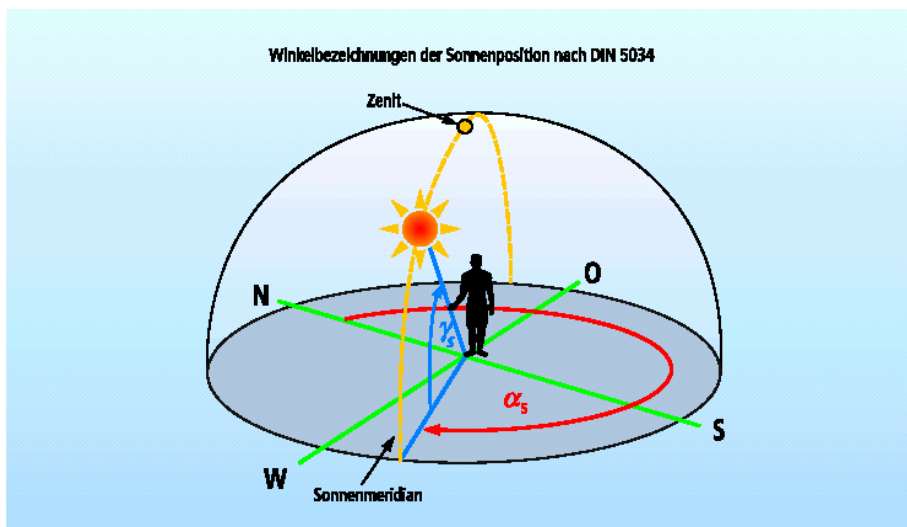


Figura 2.25 – Representação de ângulos da posição solar

2.2.5 Posição e espectro do Sol

A irradiância solar depende da altura do Sol ($=\gamma_s$). Esta é calculada a partir de uma base horizontal. Devido à trajetória do Sol, a altura do Sol muda durante o dia e também durante o ano.

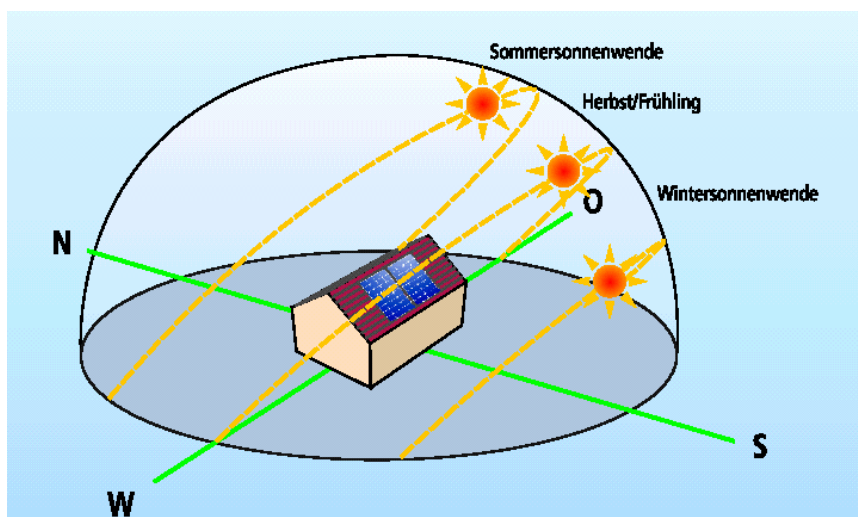


Figura 2.26 – Trajecto do Sol em determinados dias das estações

A luz solar toma o percurso mais curto através da atmosfera, quando a posição do Sol é perpendicular à superfície da Terra. Se o ângulo de incidência solar é mais baixo, o percurso através da atmosfera é mais longo. Nesta segunda posição, leva a uma maior absorção e difusão da radiação solar, o que implica uma menor irradiância. A Massa de Ar (factor **AM**), indica um múltiplo do percurso da radiação solar na atmosfera para um local preciso, num determinado momento. A relação entre a posição do Sol (γ_s) e a Massa de Ar, é definida do seguinte modo:

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

Neste contexto, **AM = 1** quando a posição do Sol é perpendicular ($\gamma_s = 90^\circ$). Isto corresponde à posição solar no equador ao meio dia, no início da Primavera ou do Outono.

A figura 2.27 mostra a posição mais alta do Sol, para a latitude de 39° (Santarém). A altura solar máxima é atingida no dia 21 de Junho, quando $\gamma_s = 74,3^\circ$. Equivale a uma Massa de Ar de **1,039**. No dia 22 de Dezembro, atinge-se a altura solar mínima $\gamma_s = 27,7^\circ$ e, respectivamente, uma Massa de Ar de **2,151**.

Como média anual para a Europa, utiliza-se uma Massa de Ar de **1,5**.

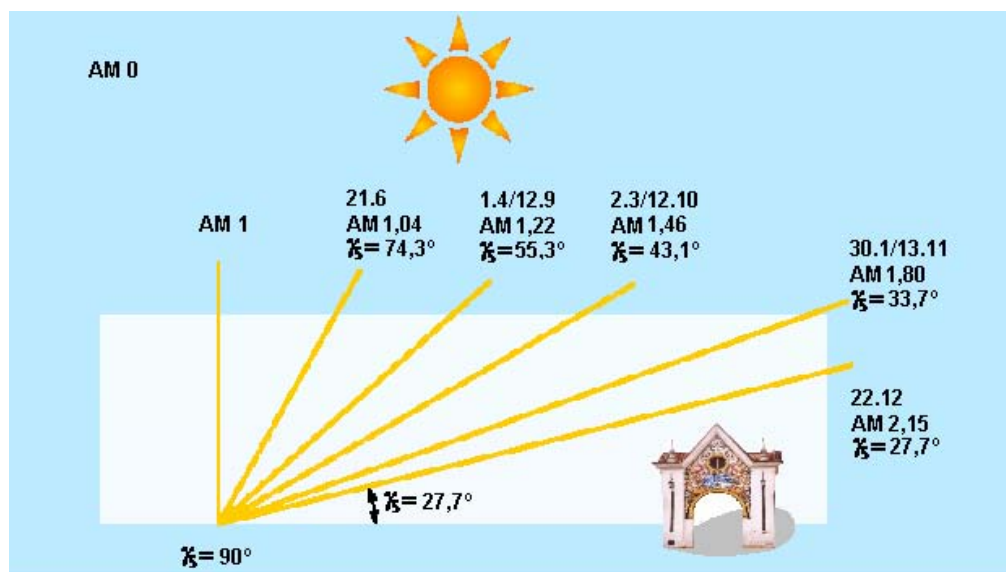


Figura 2.27 – A posição do Sol durante o período de um ano em Santarém

A radiação solar no espaço que não é influenciada pela atmosfera, é designado espectro **AM 0**.

No seu percurso através da atmosfera, a irradiância é reduzida por:

- Reflexão atmosférica
- Absorção pelas moléculas da atmosfera (O_3 , H_2O , O_2 , CO_2)
- Dispersão de Rayleigh (dispersão molecular)
- Dispersão de Mie (dispersão por partículas de pó e poluição do ar)

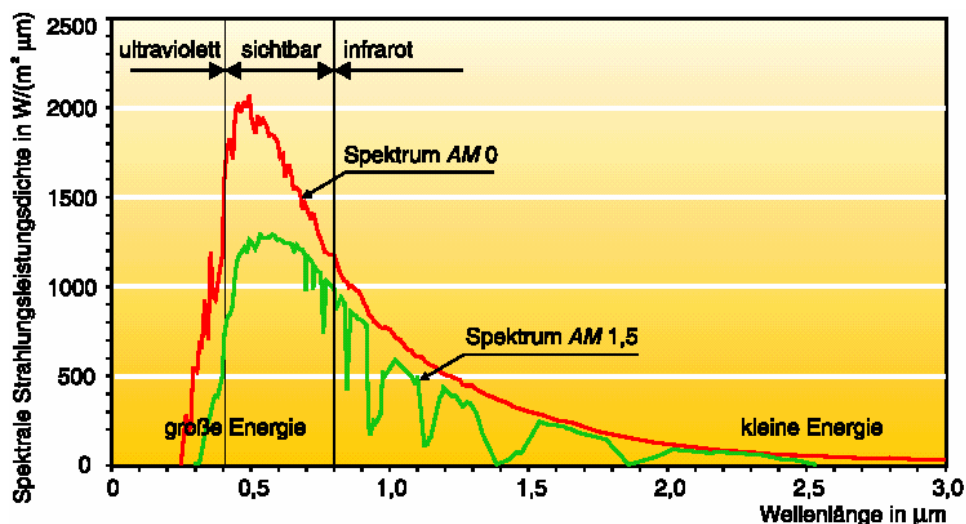


Figura 2.28 – Espectro solar AM 0 no espaço e AM 1,5 na Terra com uma altura solar de $41,8^\circ$

A tabela que se segue, mostra a dependência da irradiância com a altura do Sol (γ_s). A absorção e a dispersão de Rayleigh, aumentam com a diminuição da altura solar. A dispersão devida à poluição do ar (difusão de Mie), varia consideravelmente conforme a sua localização, sendo maior nas áreas industriais.

Influências climatéricas locais como as nuvens, a chuva ou a neve, levam a uma maior redução da radiação.

Tabela 2.2

γ_s	AM	Absorção	Dispersão de Rayleigh	Difusão de Mie	Redução Total
90°	1,00	8,7%	9,4%	0...25,6%	17,3...38,4%
60°	1,15	9,2%	10,5%	0,7...29,5%	19,4...42,8%
30°	2,00	11,2%	16,3%	4,1...44,9%	28,8...59,1%
10°	5,76	16,2%	31,9%	15,4...74,3%	51,8...85,4%
5°	11,5	19,5%	42,5%	24,6...86,5%	65,1...93,8%

2.2.6 Radiação solar em planos inclinados

A radiação solar é sempre maior numa área que se estende perpendicularmente em relação aos raios solares, do que numa área horizontal das mesmas dimensões. Uma vez que o azimute e a altura solar mudam ao longo do dia e do ano, o ângulo de incidência da radiação solar varia constantemente na maior parte das áreas potenciais ao aproveitamento da energia solar (telhados,...). A análise da radiação anual ajuda a equacionar a conveniência das áreas existentes, tendo em conta o seu aproveitamento solar. Para ilustrar este aspecto, a figura 2.29 mostra o exemplo de Lisboa, a qual representa a irradiação solar anual que incide numa área de um metro quadrado, em função do azimute e da altura solar (média a longo prazo).

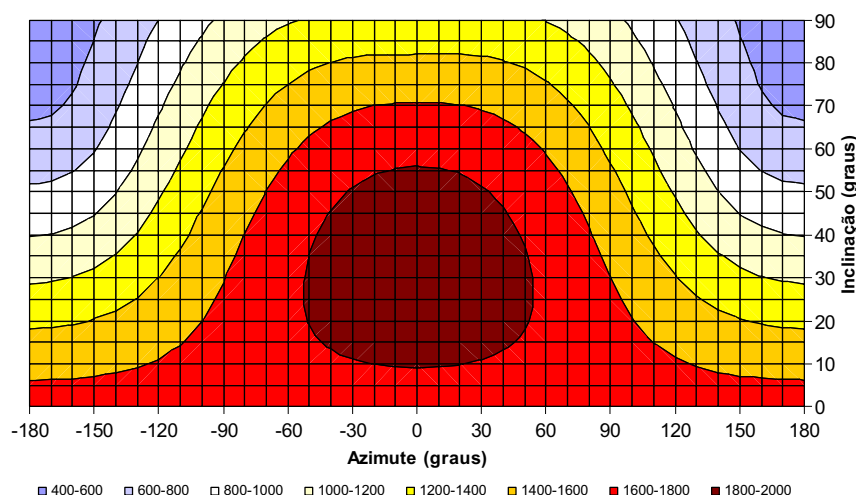


Figura 2.29 – Irradiação solar global para diferentes orientações da superfície receptora

A orientação da instalação solar, tem por resultado diferentes níveis de irradiação. Em Portugal, a orientação óptima de uma instalação é a direcção Sul, com um ângulo de inclinação de **35°** de inclinação. Neste caso, o nível de irradiação é quinze por cento maior do que numa área horizontal (ângulo de inclinação: $\beta = 0$).

A construção de instalações solares em telhados inclinados, com orientações diferentes à da posição óptima, traduz-se numa menor produção de energia devido à redução da radiação. Uma orientação para Sudoeste ou Sudeste dos telhados, ou uma inclinação entre **20°** e **50°**, implicam uma redução máxima da energia produzida de dez por cento. Os telhados com uma orientação que varie ainda mais da posição óptima, podem também ser explorados, mas nesta situação a menor irradiação deverá ser equacionada.

A utilização das fachadas para a integração de tecnologias solares (ângulo de inclinação $\beta = 90^\circ$) implica uma produção de energia menor, devido à redução significativa da irradiação. Neste caso, a boa visibilidade da instalação solar (o proveito da imagem), aspectos de design, entre outros factores, têm um papel vital para a decisão final sobre a construção da fachada com este material.

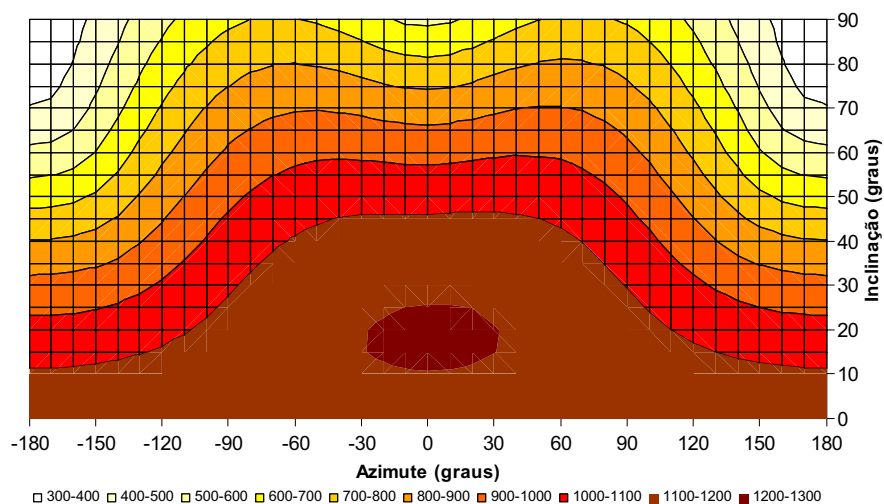


Figura 2.30 – Irradiação solar global no semestre de Verão, com diferentes orientações da superfície receptora (kWh/m²)

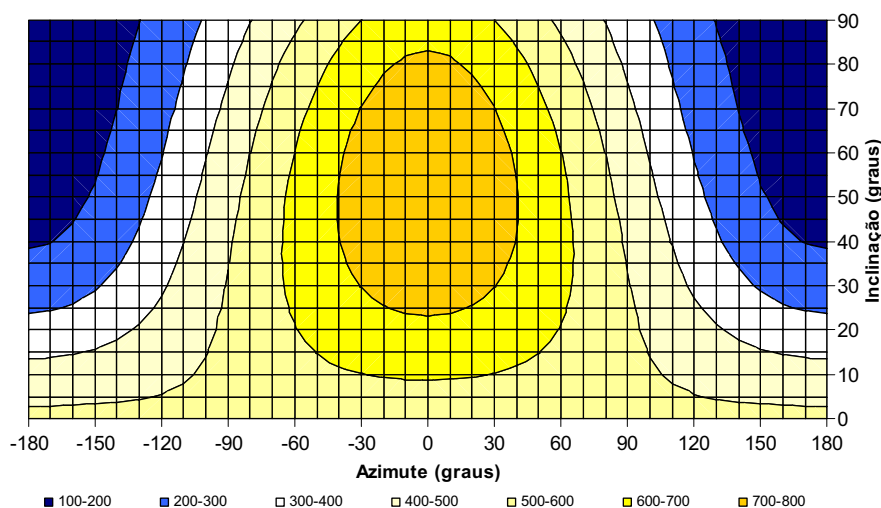


Figura 2.31 – Irradiação solar global total em Lisboa, no semestre de Inverno, para diferentes orientações da superfície receptora (kWh/m²)

O semestre do Verão (de Abril a Setembro), proporciona a maior proporção do total da irradiação anual global, aproximadamente **77 %**, e perto de **1.120 kWh/m²**. Na latitude média Europeia de **52°** (como por exemplo Berlim, Londres, Amsterdão), o ângulo óptimo de inclinação em termos da energia produzida é de **27°**.

No semestre do Inverno, na mesma localização, o ângulo mais favorável de inclinação é de **50°** e tem como resultado apenas **260 kWh/m²**.

Desta forma, um sistema autónomo utilizado apenas no Verão, tem um pequeno ângulo de inclinação. Sistemas fotovoltaicos ajustáveis podem tomar em consideração ambas as posições solares ideais (posição diária e posição sazonal).

2.2.7 Reflexão na Terra

O albedo varia de acordo com a composição da superfície terrestre. Trata-se de um dado inicial solicitado por alguns programas de simulação. Quanto maior for o albedo, maior é a reflexão da luz solar (pelo que mais brilhantes ficam as zonas adjacentes) e a radiação difusa. Pode-se assumir um valor geral de **0,2** para o albedo.

Tabela 2.3 - Albedo para diferentes superfícies

Superfície	Albedo	Superfície	Albedo
Pastos (Julho, Agosto)	0,25	asfalto	0,15
Relva	0,18...0,23	florestas	0,05...0,18
Pastos secos	0,28...0,32	Áreas de urzes e areal	0,10...0,25
Campos no lavrados	0,26	Superfície da água ($\gamma_s > 45^\circ$)	0,05
Terra estéril	0,17	Superfície da água ($\gamma_s > 30^\circ$)	0,08
Pedregulhos	0,18	Superfície da água ($\gamma_s > 20^\circ$)	0,12
Betão liso	0,30	Superfície da água ($\gamma_s > 10^\circ$)	0,22
Betão sob efeito da erosão	0,20	Camada de neve fresca	0,80...0,90
Cimento liso	0,55	Camada de neve velha	0,45...0,70

2.2.8 Processos de medição da radiação solar

A medição da radiação solar pode ser efectuada com piranómetros, por sensores fotovoltaicos ou indirectamente através da análise das imagens de satélite.

Os piranómetros são instrumentos de medição de elevada precisão, que medem a radiação solar num plano horizontal. Compõem-se principalmente de duas semi-esferas de vidro, um prato de metal preto que é usado como superfície absorvente, os termoelementos e uma concha de metal branco. A radiação solar atravessa o vidro semi-esférico, incidindo perpendicularmente sobre a superfície absorvente, aquecendo-a. Uma vez que o aquecimento depende directamente da irradiação, esta pode ser calculada recorrendo à diferença de temperatura do metal branco e a superfície absorvente. Para calcular esta diferença de temperatura é utilizado uma fila de termoelementos, dispostos em paralelo, que proporcionam uma tensão proporcional à diferença de temperatura.

A tensão medida e o respectivo factor de calibração do voltímetro, permitem determinar imediatamente a quantidade de radiação global. Quando a radiação directa está escudada por uma banda sombreadora, é possível medir a radiação difusa. Um piranómetro é um aparelho de medida de elevada precisão. Contudo, é ligeiramente inerte, pelo que as mudanças rápidas da radiação (devidas, por exemplo, à céus cobertos com intervalos de Sol), são registadas de um modo insuficiente. Durante largos períodos de medição, pode alcançar-se uma precisão média de **0,8 %** por ano.



Figura 2.32 – Piranómetro [Kipp & Zonen Ltd.; fotografia: Lambrecht, Göttingen]

Os sensores fotovoltaicos são muito mais baratos do que os piranómetros. Na maioria dos casos são utilizados sensores de silício cristalino. Um sensor fotovoltaico consiste numa célula solar, que fornece uma corrente eléctrica proporcional à irradiância solar. Contudo, certas partes da radiação solar não são medidas com total precisão devido à sensibilidade do espectro. A radiação infravermelha de onda longa, não pode ser medida por uma célula solar. Alcança uma precisão média de medida de **2 % a 5 %** por ano, conforme a calibragem e a estrutura do sensor. Pode atingir-se uma precisão abaixo de **4 %** com a calibragem e a utilização de sensores de temperaturas laminados para compensar a temperatura.



Figura 2.33 - Sensor fotovoltaico [IKS]



Figura 2.34 - Instrumento de medição da radiação com sensor fotovoltaico [solarc]

Os sensores solares fotovoltaicos, são muitas vezes instalados como um instrumento operacional de controlo nos sistemas fotovoltaicos de maior dimensão. Neste contexto, devemos salientar que um sensor da mesma técnica celular (amorfo, silício monocristalino e policristalino, Cádmio Telúrico ou CIS – Diselenieto de Cobre e Índio), aumenta a precisão e simplifica a avaliação. Os aparelhos de aquisição e armazenamento de dados, ligados a dispositivos de análise ou a inversores modernos, podem comparar a radiação medida com a energia eléctrica produzida, permitindo assim avaliar o desempenho do sistema fotovoltaico. Na figura 2.34, é apresentado um compacto aparelho de medida, que inclui um sensor, um visualizador da radiação e da temperatura, e um sistema de aquisição e armazenamento de dados opcional.

Fabricantes e fornecedores de piranómetros: Kipp & Zonen, Thies Clima, Uniclimate sensors, UMS.

Fabricantes e fornecedores de instrumentos de medição de radiação ou sensores fotovoltaicos: ESTI, IKS, Mencke & Tegtmeier, NES, Solarwatt, Solarc, Tritec.

2.2.9 O aumento da produção energética seguindo-se o movimento do Sol

Se um sistema seguir a posição do Sol, a energia produzida será maior. Nos dias de maior radiação, em que existe uma grande proporção de radiação directa, podem obter-se ganhos relativamente elevados de radiação através deste movimento. Em dias sem nuvens, estes ganhos podem atingir **50 %** no Verão e **300 %** no Inverno, quando comparados com os ganhos de sistemas fotovoltaicos com uma área de captação horizontal.

A maior parte do aumento da produção de energia, devido ao movimento do equipamento que permite seguir a deslocação do Sol, pode ser obtida no Verão. Não só os ganhos absolutos são muito maiores do que no Inverno, mas também a proporção de dias nublados é significativamente maior no Inverno.

Há dois tipos de dispositivos, que permitem o movimento dos equipamentos de acordo com a deslocação do sol: os *que têm dois eixos* e os *que têm apenas um eixo*. Os mecanismos com dois eixos (figura 2.38) focam sempre o Sol na melhor posição. No entanto, dado que os mecanismos de dois eixos são muito mais complexos do ponto de vista técnico do que os de um eixo, são muitas vezes preteridos a favor destes últimos.

Estes dispositivos permitem seguir a trajectória diária do Sol bem como a trajectória anual. Esta última pode ser conseguida de um modo bastante simples, uma vez que o ângulo de inclinação terá de ser ajustado em maiores períodos de tempo (semanas ou meses).

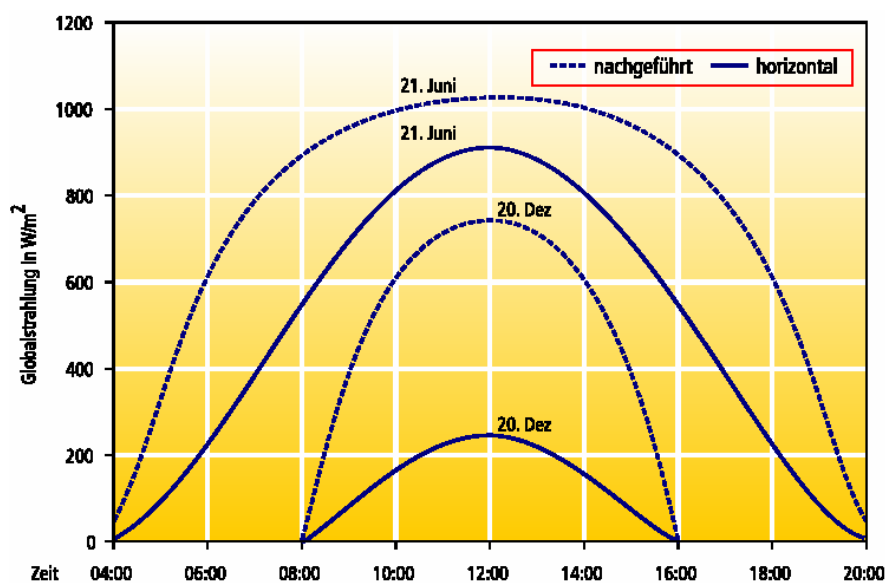


Figura 2.35 - Diferenças na irradiação para duas áreas - horizontal e orientada, em dias sem nuvens, para 50° de latitude

Na Europa Central, os sistemas fotovoltaicos com dispositivos de dois eixos, podem obter um aumento de produção de **30 %**. Nos dispositivos de um eixo, este ganho situa-se nos **20 %**. Nos locais de maior radiação, o aumento de energia produzida será ainda maior.

No entanto, seguir o Sol implica uma maior despesa. Este processo requer um mastro vertical regulável, que terá de resistir às grandes pressões do vento. Pode vir equipado com um sistema de controlo eléctrico, ou ser movido através de meios termohidráulicos. Se utilizamos um sistema de controlo eléctrico, será necessário a sua alimentação em energia eléctrica, o que reduz a eficiência energética global do sistema. Os sistemas termohidráulicos são baseados no princípio de aquecimento de líquidos e nas diferenças resultantes de pressão.

Caso o mecanismo deixe de funcionar, o sistema fotovoltaico pode ficar imobilizado numa posição desfavorável, o que conduz a uma diminuição considerável da radiação captada durante o período de imobilização.

Em geral, na Europa Central, a maior produção energética dos sistemas fotovoltaicos com estes dispositivos, não compensa o maior investimento que resulta do mecanismo em causa.

No entanto, verifica-se uma crescente oferta de sistemas com um eixo, com preços mais competitivos (figuras 2.36 e 2.37), cuja utilização pode fazer sentido em determinadas condições. Em alguns casos, o proveito económico dos sistemas fotovoltaicos pode ser aumentado, quando é pago um preço mais elevado pela energia produzida. Para além do aumento da energia produzida, entre outros argumentos a favor deste mecanismo, coloca-se o seu aspecto visual e o respectivo impacto sobre a opinião pública.



Figura 2.36 - Sistema de orientação (passiva) solar termohidráulica
Fotografia : Altec-Solartechnik



Figura 2.37 - Sistema de orientação solar com controlo eléctrico



Figura 2.38 - Diferentes mecanismos de sistemas de orientação solar, em operação no solo da fábrica UFA em Berlim

Fotografia: SOLON AG, Zwickert

O sistema termohidráulico da figura 2.36, possui dois tanques tubulares nos extremos do módulo fotovoltaico. Por cima deles são colocados dois painéis de sombreamento. Caso a superfície do módulo fotovoltaico não esteja devidamente orientada para o Sol, o líquido nos tanques aquece de forma diferente. Devido à diferença de pressão desenvolvida, o líquido é pressionado na direcção do tanque tubular com a menor temperatura, através de um tubo que os liga. O aumento de peso resultante leva à viragem do painel, até se atingir o equilíbrio. Os sistemas termohidráulicos são fundamentalmente conhecidos pelo seu elevado tempo de resposta, especialmente durante o horário matinal. O módulo fotovoltaico é ajustado apenas ao fim de uma hora, da sua posição nocturna para a direcção do Sol matinal a Leste. As perdas resultantes reduzem a energia produzida.

A orientação dos módulos através de um sistema de controlo eléctrico, que é apresentada na figura 2.37, é operada com dois pequenos módulos solares em posição oposta e no ângulo direito, em direcção ao módulo fotovoltaico segundo o eixo de rotação. Estão ligados electricamente em anti-paralelo. Quando o módulo fotovoltaico está orientado directamente para o Sol, ambos os módulos solares experimentam a mesma irradiância. Se a iluminação dos módulos é idêntica, a tensão fica equalizada. Caso um dos módulos tenha maior iluminação, produz-se a respectiva mudança do sinal de tensão. Produz-se assim uma corrente através de um motor **DC**, que define a direcção do movimento para o qual a diferença de tensão é compensada. Neste contexto, ambos os módulos de direcção solar alimentam simultaneamente o mecanismo de corrente contínua.

Fabricantes de mecanismos de seguimento: Altec Solartechnik, Berger Solar, EGIS, Elektro-Spiegler, DEGERenergie, Solar-Trak, Traxle.

2.3 Efeito fotovoltaico e função das células solares

Fotovoltaico significa a transformação directa da luz em energia eléctrica, recorrendo-se a células solares. Neste processo, são utilizados materiais semicondutores como o silício, o arsenieto de gálio, teluriato de cádmio ou disselenieto de cobre e índio. A célula de silício cristalina é a mais comum. Actualmente, cerca de de **95 %** de todas as células solares do mundo são de silício. Numa posição próxima do oxigénio, é o segundo elemento químico mais frequentemente utilizado na Terra. O silício apresenta uma disponibilidade quase ilimitada. O silício não existe como um elemento químico. Existe apenas associado à areia de sílica.

O material utilizado nas células solares deve ser da maior pureza possível. Isto pode ser conseguido através de sucessivas etapas na produção química. Até aos dias de hoje, os fabricantes de células solares têm obtido, na sua maior parte, o material purificado do desperdício da indústria electrónica de semicondutores.

2.3.1 Princípios funcionais de uma célula solar

A seguir será ilustrado o princípio funcional de uma célula solar de cristal de silício. Os átomos de silício formam um retículo cristalino estável. Cada átomo de silício detém quatro electrões de coesão (electrões de valência) na sua camada periférica. Para atingir uma configuração estável de electrões, dois electrões de átomos vizinhos formam um par de ligações de electrões. Através do estabelecimento desta ligação com quatro átomos de silício vizinhos, obtém-se a configuração do gás inerte estável de seis electrões. Com a influência da luz ou do calor, a coesão dos electrões pode ser quebrada. O electrão pode então mover-se livremente, deixando uma lacuna atrás de si, no retículo cristalino. Este processo é designado por auto-condução.

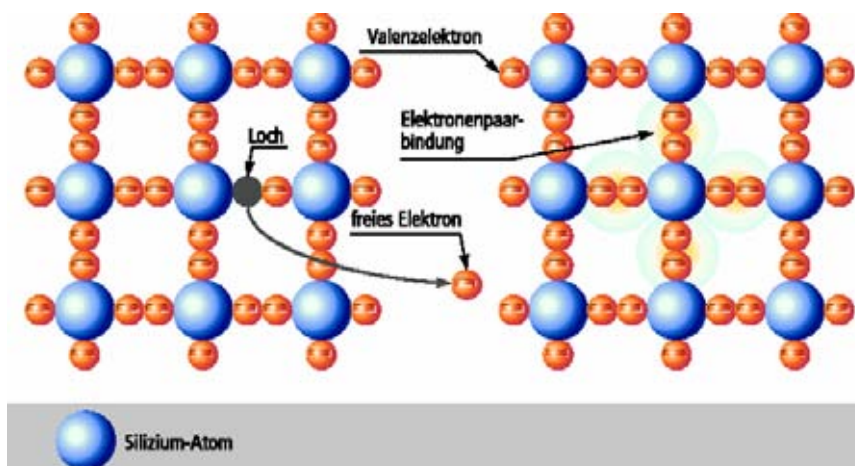


Figura 2.39 - Estrutura cristalina do silício e processo de auto-condução

A auto condução não pode ser utilizada para gerar energia. Para que o material de silício funcione como um gerador de energia, o retículo cristalino é propositadamente contaminado com os chamados átomos impuros (figura 2.40). Estes átomos possuem um electrão a mais (fósforo), ou um electrão a menos (boro), do que o silício na camada externa de valência. Por este motivo, os átomos impuros causam defeitos no interior do retículo cristalino. Se ao retículo for adicionado fósforo (impureza **n**), fica um electrão supérfluo por cada átomo de fósforo introduzido. Este electrão pode mover-se livremente dentro do cristal e por isso transportar carga eléctrica. Com o boro (impureza **p**), fica disponível uma lacuna (electrão de coesão perdido) por cada átomo de boro introduzido. Os electrões dos átomos vizinhos de silício podem preencher este orifício, resultando na produção de uma nova lacuna noutro lugar. O mecanismo condutor que resulta da presença dos átomos impuros, é chamado de condução extrínseca. Contudo, se virmos individualmente o material de impureza **p** ou **n**, as cargas livres não têm uma direcção definida durante o seu movimento.

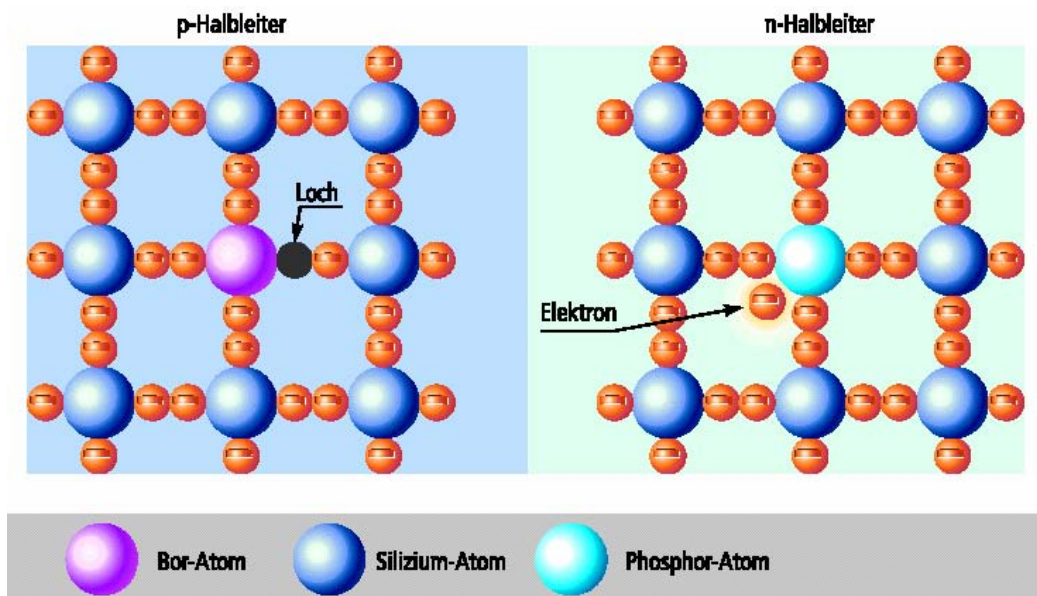


Figura 2.40 - Condução extrínseca com silício dopado com impurezas do tipo n e p

Se juntarmos as camadas dos semicondutores **n** e **p** impuros, produziremos uma região de transição **pn**. Isto leva à difusão dos electrões supérfluos do semicondutor **n** para o semicondutor **p** na junção. Cria-se assim uma nova área com poucos portadores de carga (ver figura 2.41), designada por barreira de potencial. Na área **n** da região de transição, os átomos dopantes positivos são remetidos para trás, acontecendo de modo semelhante com os negativos na área **p**. É criado um campo eléctrico que se mantém contrário ao movimento dos portadores de carga. Por esta razão a difusão não se mantém infinitamente.

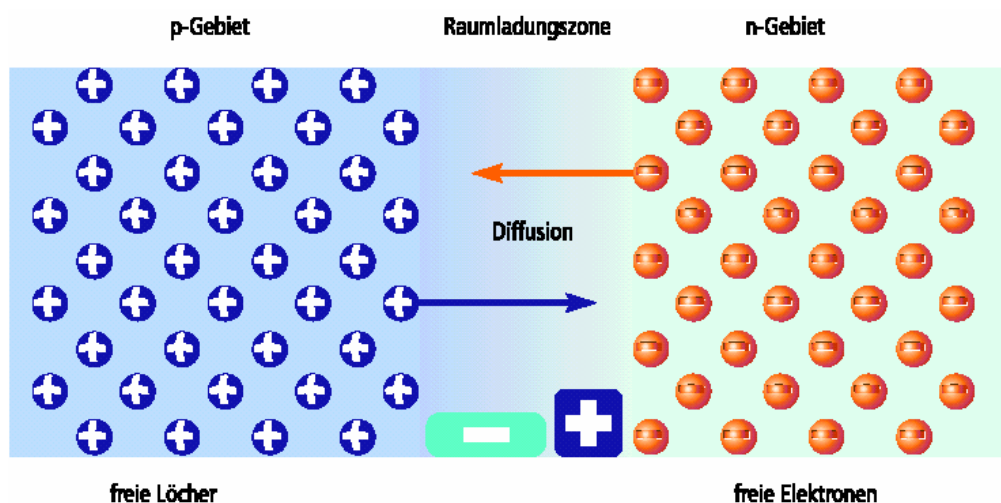


Figura 2.41 - Criação da barreira de potencial numa região de transição pn, através da difusão dos electrões e das lacunas

Se um semicondutor **pn** (célula solar) é exposto à luz, os fotões são absorvidos pelos electrões. As ligações entre electrões são quebradas por este fornecimento de energia. Os electrões libertados são conduzidos através do campo eléctrico para a área **n**. As lacunas assim criadas seguem na direcção contrária para a área **p**. Todo este processo é denominado por efeito fotovoltaico. A difusão dos portadores de carga até aos contactos eléctricos, produz tensão na fronteira da célula solar. Se não estiver ligada a nenhuma carga, é obtida a tensão de circuito aberto na célula solar. Se o circuito eléctrico estiver fechado, a electricidade pode fluir. Contudo, alguns electrões que não alcançam os contactos são recombinados. A recombinação consiste no processo de unir um electrão livre a um átomo destituído de um electrão de valência (lacuna).

Neste contexto, chamamos de longitude da difusão, à distância média que um electrão cobre durante o seu ciclo de vida no retículo cristalino, até que encontre um átomo com um electrão de valência com o qual estará pouco depois ligado. Durante este processo são perdidos os portadores de carga livre, e não podem contribuir para a geração posterior de electricidade. A longitude da difusão depende da quantidade de defeitos no interior do cristal, devendo ser suficientemente grande, para permitir que uma quantidade suficiente de portadores de carga atinjam os contactos. A difusão de material depende do material usado. Para uma razão de um átomo impuro (dopante) por cada dez biliões de átomos de silício, esta distância está estimada em **0,5 mm**.

Isto corresponde, aproximadamente, a duas vezes o valor de espessura do diâmetro de uma célula. Na região da barreira de potencial, a probabilidade de uma separação (electrões, lacunas) bem sucedida é elevada, sem que haja lugar à recombinação. Fora desta região, a probabilidade de recombinação aumenta conforme a distância à mesma.

2.3.2 Estrutura e função de uma célula solar de silício cristalino

A célula solar clássica de silício cristalino, é composta por duas camadas de silício contaminadas com diferentes impurezas. A camada orientada para o Sol está contaminada negativamente com fósforo, e a camada inferior está contaminada positivamente com boro. É produzido um campo eléctrico na junção das duas camadas, que conduz à separação das cargas (electrões e lacunas) libertadas pela luz solar. No intuito de gerar electricidade a partir da célula solar, são impressos contactos metálicos nas suas partes frontal e posterior. Em geral, e neste contexto, é utilizada a impressão em tela. É possível conseguir uma camada de contacto em toda a extensão da célula, com a aplicação de uma folha de alumínio ou de prata na parte posterior. No entanto, a parte frontal deverá ser tão translúcida quanto possível. Aqui os contactos são essencialmente aplicados na forma de uma grelha fina ou numa estrutura em árvore. A reflexão da luz pode ser reduzida, com o depósito por vapor de uma camada mais fina (camada anti-reflexão) na parte frontal da célula solar, feita de nitreto de silício ou de dióxido de titânio.

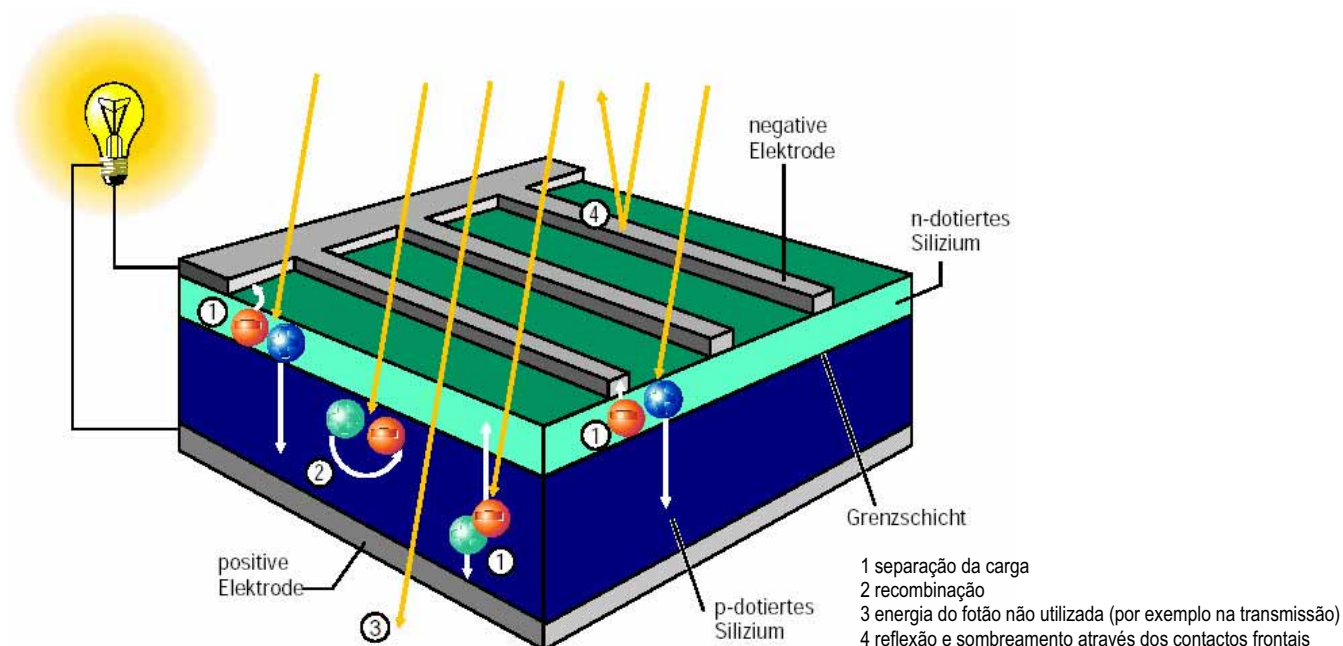


Figura 2.42 - Estrutura e função de uma célula cristalina solar

A radiação provoca a separação dos portadores de carga, como é acima descrito, e o surgimento de uma corrente caso exista um aparelho de consumo ligado (a imagem mostra uma lâmpada). As perdas ocasionadas pela recombinação, pela reflexão e pelo sombreamento entre os contactos frontais, ocorrem na célula solar. Para além disso, uma grande proporção da energia de radiações de onda longa e curta não pode ser aproveitada. Como exemplo, as perdas de transmissão estão ilustradas na figura. Uma outra parte da energia não aproveitada é absorvida e transformada em calor. As perdas individuais de uma célula solar de silício cristalino, são dadas no seguinte balanço energético:

100% energia solar irradiada

- 3,0% reflexão e sombreamento dos contactos frontais
- 23,0% insuficiente energia do fotão na radiação de onda longa
- 32,0% excedente de energia do fotão na radiação de onda curta
- 8,5% recombinação
- 20,0% gradiente eléctrico numa célula, especialmente na região da barreira de potencial
- 0,5% resistência em série (perdas térmicas da condução eléctrica)

= 13,0% energia eléctrica utilizável

Esquema 2.1- Balanço energético de uma célula solar cristalina

2.4 Tipos de Células

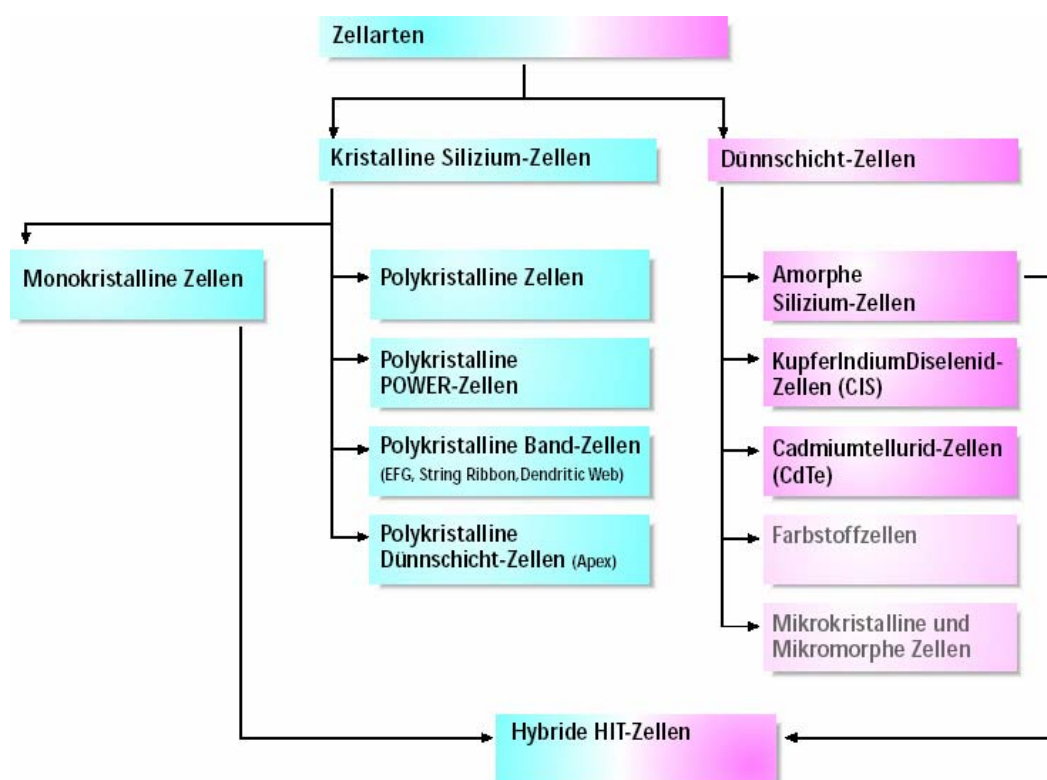


Figura 2.43

2.4.1 Células de silício cristalino

O material mais importante para as células solares cristalinas é o silício. Não é um elemento químico puro, mas uma ligação química em forma de dióxido de silício.

Para a obtenção do silício, em primeiro lugar é necessário separar o oxigénio não desejado do dióxido de silício. Para o conseguir, a areia de sílica é aquecida e fundida num cadinho, junto com pó de carvão. Durante este processo é criado o silício metalúrgico, com uma pureza de **98 %**.

No entanto, **2 %** de impurezas no silício é demasiado para aplicações electrónicas. É apenas admissível um bilionésimo por cento. Por este motivo, o silício em estado bruto é ainda purificado através de um processo químico. É cuidadosamente depositado num forno com ácido clorídrico. Como resultado são produzidos os químicos hidrogénio e triclorosilano, um líquido que ferve a **31 °C**. Este último é destilado em várias e sucessivas etapas, durante as quais é reduzida a percentagem de impurezas em cada estágio da destilação. Quando se consegue a percentagem de pureza necessária, o triclorosilano é reduzido a silício com a ajuda do hidrogénio a **1.000 °C**. Este silício de elevada qualidade pode agora ser processado de diferentes modos, como por exemplo para produzir células monocristalinas ou células policristalinas.

Células de silício monocristalino (um único cristal)

Produção: O processo de Czochralski (processo de extracção de cadinho), foi estabelecido para produzir silício monocristalino para aplicações terrestres. Durante este processo, o núcleo do cristal com uma orientação definida, é imerso num banho de silício fundido (ponto de fusão de 1.420°C) e retirado do banho enquanto roda lentamente. Deste modo, podem ser produzidos cristais únicos redondos com um diâmetro de trinta centímetros e vários metros de largura. Os cristais únicos redondos são estriados em barras semiquadradas e depois cortados em espessas lâminas de **0,3 mm** (pastilhas). Durante o processo de estriagem dos cristais únicos e de corte das pastilhas, perde-se uma grande parte do silício em forma de pó de serragem. A partir das pastilhas já com impurezas positivas, a fina camada com impurezas negativas é produzida com difusão de fósforo, a temperaturas de **800-1.200 °C**. Depois de unir a camada de contacto posterior, as pastilhas são equipadas com pistas eléctricas e com uma camada de anti-reflexão (**AR**) na parte frontal.

O processo de zona flutuante consiste noutro processo de produção de silício monocristalino, sendo utilizado para a produção de células solares de maior pureza e de maior eficiência (**1 a 2 %**). No entanto, o material bruto necessário para alcançar esta pureza, uma barra de silício cristalino de extrema pureza, é muito dispendioso. É reduzida através de uma espiral e fundida do fundo até à parte superior com a ajuda de um campo de altas frequências. A partir do núcleo de silício monocristalino, é produzido silício monocristalino no topo da barra, à medida que esta arrefece. O material impuro fica, de preferência, no banho de fusão.

Eficiência: 15 – 18 % (silício de Czochralski)

Forma: São produzidas células redondas, semi-quadradas ou quadradas, dependendo da quantidade que é estriada do cristal único. As células redondas são mais baratas do que as semi-quadradas ou as quadradas, uma vez que se perde menos material durante a sua produção. No entanto, raramente são utilizadas em módulos standards devido à sua exploração ineficaz do espaço. Para módulos especiais, utilizados em sistemas de integração em edifícios, para os quais é desejável algum grau de transparência, ou para sistemas solares domésticos, as células redondas poderão constituir uma boa alternativa.

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

Espessura: 0,3 mm.

Estrutura: Homogénea.

Cor: Gama de azul-escuro para preto (com Anti-reflexão), cinza (sem Anti-Reflexão).

Fabricantes de Células: Astro Power, BP Solar, CellSiCo, Eurosolare, GPV, Helios, Isofoton, RWE Solar, Sharp, Shell Solar, Solartec, Telekom-STV.

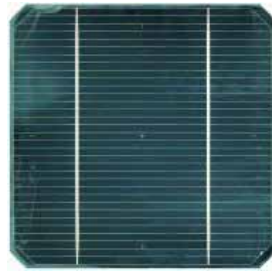


Figura 2.44 - Célula quadrada monocristalina
Célula: Siemens Solar

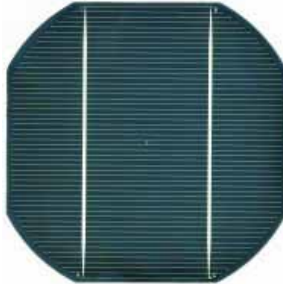


Figura 2.45 - Célula semi-quadrada monocristalina
Célula: Siemens Solar

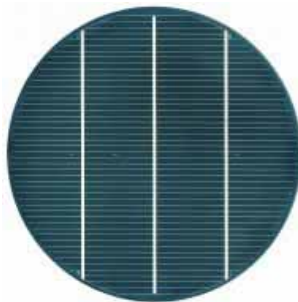


Figura 2.46 - Célula redonda monocristalina
Célula: Siemens Solar

Células de silício policristalino



Figura 2.47 - Blocos de silício policristalino fundidos



Figura 2.48 - Varetas de silício policristalino serrado
Imagens: Photowatt

Produção: O processo de produção mais comum para o silício policristalino, é o de fundição de lingotes. O silício em estado bruto é aquecido no vácuo até uma temperatura de **1.500 °C** e depois arrefecido na direcção da base do cadinho, a uma temperatura aproximada de **800 °C**. São assim criados os blocos de silício de **40x40 cm²** com uma altura de **30 cm**. Os blocos são primeiro serrados em barras e depois em pastilhas com uma espessura de **0,3 mm**. Durante a serragem, perdem-se partes do silício na forma de pó de serragem. Depois da introdução de impurezas de fósforo, a camada posterior de contacto é unida à pastilha. Por último, os contactos eléctricos são fixados no lado frontal juntamente com uma camada de anti-reflexão (**AR**).

Eficiência: 13-15 % (com AR).

Forma: Quadrada.

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

Espessura: 0,3 mm.

Estrutura: Durante a fundição do bloco, formam-se cristais com várias orientações. Os cristais individuais podem ser facilmente vistos na superfície (padrão estrutural semelhante a cristais de gelo), devido ao efeito criado pela diferente reflexão da luz.

Cor: azul (com AR), cinza prateada (sem AR).

Fabricantes de células: BP Solar, Eurosolare, ErSol, GPV, Kyocera, Photowatt, Q-Cells, RWE Solar, Sharp, Shell Solar, Sunways.



Figura 2.49 - Pastilha policristalina sem a camada de anti-reflexão

Célula: Photowatt



Figura 2.50 - Pastilha policristalina com uma camada de anti-reflexão

Célula: Photowatt



Figura 2.51 - Célula policristalina com AR e filamentos eléctricos

Célula: Photowatt

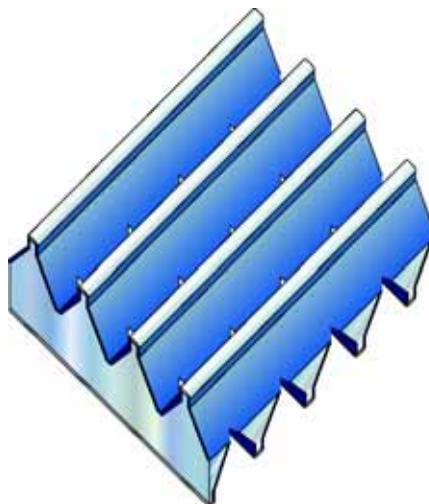
POWER–Células de silício policristalino (resultado de engenharia da pastilha policristalina)

Figura 2.52 - Isometria de uma célula POWER. É criada uma estrutura microscópica de um orifício no intercâmbio dos sulcos, cortados em ambos os lados.

Produção: As células **POWER**, são constituídas por pastilhas policristalinas produzidas por fundição de lingotes. São posteriormente tratadas num processo estrutural mecânico. São polidos sulcos em ambos os lados (anterior e posterior) da pastilha de silício, recorrendo a uma fresadora com uma lâmina de rotação rápida. As partes polidas de ambas as faces, são colocadas em posição rectangular umas em relação às outras.

São então criados orifícios macroscopicamente diminutos na intersecção dos sulcos, onde a célula é transparente. A transparência da célula resulta assim do regular padrão de orifícios que a compõem. Pode variar entre **0 %** e **30 %**, de acordo com o tamanho do orifício. A Célula **POWER** pode também ser produzida com duas faces fotossensíveis.

Eficiência: 10 % (para uma transparência de 10%).

Forma: Quadrada.

Tamanho: 10x10 cm².

Espessura: 0,3 mm.

Estrutura: O padrão estrutural semelhante a cristais de gelo da célula policristalina permanece visível. Uma pequena franja opaca permanece no limite da célula transparente por razões técnicas.

Côr: Como células policristalinas.

Produtor de células: Sunways.

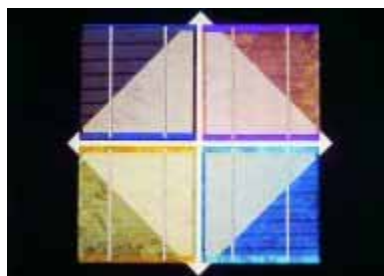


Figura 2.53 - Células POWER com diferentes camadas de anti-reflexão [Sunways]

Células de silício laminadas e células de silício cristalino de película fina

Aproximadamente metade do silício em bruto é perdido na forma de pó de serragem, com a aplicação do processo tradicional de produção das pastilhas de silício cristalino.

Para além disso, por razões mecânicas, a pastilha cortada requer uma espessura de cerca de **0,3 mm**. Para reduzir as elevadas perdas de material e aumentar a sua exploração, foram desenvolvidos diferentes tipos de procedimentos de laminagem de faixas, que permitem produzir lâminas directamente a partir do banho de fusão do silício. Já detêm a espessura da futura pastilha, precisando apenas que a sua superfície lisa seja cortada em peças com a ajuda de raios laser. Devido aos progressos tecnológicos, a espessura das folhas de silício será reduzida a **0,1 mm** no futuro. O procedimento de laminagem de faixas consome menos energia e material, e tem um maior potencial de redução de custos, quando comparado com a produção de pastilhas utilizando a fundição de lingotes ou as técnicas de laminagem de cristais.

Quatro tecnologias prevaleceram até à fase de maturidade de produção em série e são utilizadas na produção comercial de células solares. Pastilhas obtidas nos processos de **EFG**, faixa de filamentos e rede dendrítica, têm a forma de faixas de silício. As células **Apex** são células solares de película fina policristalina, com um substrato de baixo custo.

Células de silício policristalino EFG

Produção: O processo **EFG** (Edge-defined Film-Fed Growth = Alimentação da película com limite de crescimento definido), foi utilizado na produção industrial em série durante muitos anos. Um corpo de forma octogonal feito em grafite é imerso no banho de silício e retirado de seguida. O resultado são tubos octogonais de **5,6 m** de comprimento, com uma largura lateral de **10 cm** e uma espessura média da parede de **0,28 mm**. As pastilhas prontas para ser usadas, são cortadas dos oito lados do Octógono. Deste modo, perde-se menos de **10 %** do material. Após a contaminação do material com fósforo e a união da camada de contacto posterior, as pastilhas são equipadas com contactos eléctricos no lado frontal e com uma camada de anti-reflexão (**AR**). Apesar do silício **EFG** ser policristalino, apresenta um pequeno número de fronteiras entre núcleos e reduzidos defeitos no cristal. Por este motivo, as células assemelham-se mais a células monocristalinas na sua aparência e na sua qualidade eléctrica.

Para produzir células ainda mais finas com uma maior rapidez de laminagem, serão no futuro produzidos tubos arredondados em vez de octogonais. No entanto, esta técnica de produção continua ainda a ser desenvolvida.



Figura 2.54 - Tubo octogonal, do qual é cortada a pastilha via laser
Imagem: RWE Solar

Eficácia: 14 %.

Forma: Quadrada ou rectangular.

Tamanho: 10x15 cm², 10x10 cm².

Espessura: 0,28cm em média.

Estrutura: Durante o processo **EFG**, são obtidos cristais expandidos, que podem apenas ser vistos de perto. A superfície da célula é ligeiramente irregular.

Cor: Azul (com AR).

Fabricante de células: RWE Solar.



Figura 2.55 - Unidade de laminagem de faixas EFG (RWE Solar)



Figura 2.56 - Célula EFG rectangular
Célula: RWE Solar

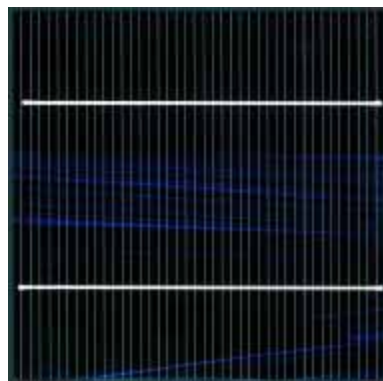


Figura 2.57 - Célula EFG quadrada
Célula: RWE Solar

Células de faixa de filamentos de silício policristalino

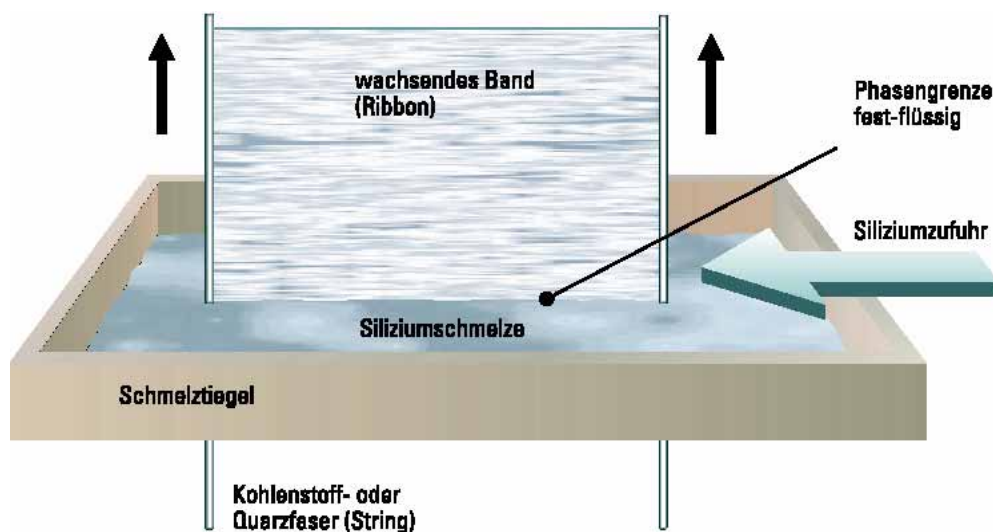


Figura 2.58 - Extracção de uma faixa de silício num processo de laminagem de faixas

Produção: No processo de **Laminagem de Faixas**, dois filamentos de carbono ou de quartzo designados por lâminas, aquecidos a altas temperaturas, são extraídos de um cadinho liso com silício fundido. O silício líquido forma uma pele entre as lâminas e cristaliza em faixas de lâminas de **8 cm** de largura. Neste processo contínuo de laminagem, as lâminas são desenroladas de uma bobina e o silício em estado bruto é vertido permanentemente no cadinho, enquanto que a faixa que está a aumentar constantemente é cortada em fatias rectangulares no seu extremo.

Eficiência: 12 %.

Forma: Rectangular.

Tamanho: 8x15 cm².

Estrutura: Igual a EFG.

Espessura: Cerca de 0,3 mm.

Cor: Azul (com AR), cinza prata (sem AR).

Fabricante de células: Evergreen Solar.

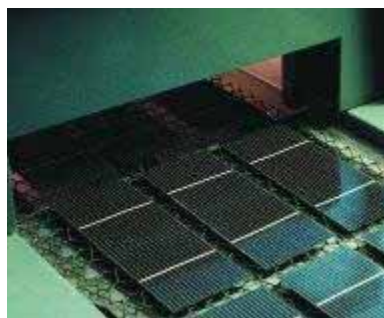


Figura 2.59 - Célula solar de faixa de lâminas no processo de fabrico
Imagem: Krannich Solartechnik

Células de rede dendrítica de silício monocristalino

Produção: Com um processo semelhante ao da faixa de lâminas, uma pequena faixa de **5 cm** de largura é extraída do banho de silício durante o método da rede dendrítica. Em vez de lâminas, é imerso um núcleo de cristal de silício no banho. No início, ao arrefecer o banho a valores inferiores a **0 °C**, o núcleo estende-se na superfície em linhas. Ao içá-las lentamente, formam-se em ambos extremos duas peças verticais de filamentos de silício (dendrites, derivado da palavra grega “árvore”). A pele de silício retesa nestas duas capas de dendrites e solidifica na forma de uma faixa. A estrutura do cristal é monocristalina. Para se ser mais exacto, trata-se de um cristal duplo. Os limites, assim como as próprias dendrites, são cortadas de acordo com a largura das células e a faixa é cortada em células de **10 cm** de largura. Devido à sua reduzida espessura de **0,1 mm**, as células em rede dendrítica podem ser dobradas até um raio de curvatura de **15 cm**. Os respectivos módulos estão disponíveis no mercado americano.

Eficiência: 13 %.

Forma: Rectangular.

Tamanho: 3,3 x 10 cm².

Espessura: 0,13 mm (com contactos).

Estrutura: Sem textura, homogénea, como células de silício monocristalino.

Cor: Azul (com AR).

Fabricante de Células: Ebara Solar.

Células policristalinas Apex

Produção: As células **Apex** são as primeiras aplicações de um procedimento de película fina com silício cristalino, que está preparado para a produção em série. Um substrato condutivo de cerâmica, substitui a espessa pastilha de silício e é coberta num processo horizontal e contínuo com uma fina película de silício policristalino de **0,03 a 0,1 mm**, como uma camada fotoactiva. São assim criadas células solares em larga escala com características semelhantes às clássicas células policristalinas. São ainda necessárias elevadas temperaturas de processo (**900 a 1.000 °C**). No entanto, a escassa necessidade de semicondutores de alta qualidade, bem como a elevada velocidade de produção, prometem obter proveitos em termos de custos.

Eficiência: 9,5 %.

Forma: Quadrada.

Tamanho: 20,8 x 20,8 cm².

Estrutura: Semelhante às células solares policristalinas, mas com menores cristalites.

Cor: Azul (com AR), a cor cinza prateada das células Apex sem AR foi utilizada nos painéis de protecção solar do Centro de Inovação para as Técnicas do Meio Ambiente em Berlim – Adlershof (ver a imagem 8-258).

Fabricante de células: Astropower.



Figura 2.60 - Processo de fabrico das Células solares APex
Imagem: Sunset

De modo a assegurar que entre tanta luz quanto possível na célula, é aplicada uma camada de anti-reflexão, que garanta que apenas uma quantidade mínima de luz seja reflectida na superfície da célula. Esta camada de anti-reflexão é a responsável pela cor azul (nas células policristalinas), ou pelas tonalidades de azul escuro ao preto (nas células monocristalinas), que resultam após a sua aplicação sobre a pastilha cristalina de cor cinza.

Além da optimização do processo de captação de energia, o revestimento de anti-reflexão permite obter diferentes tonalidades de cor conforme a espessura da camada. As cores resultam da reflexão de determinadas partes do espectro luminoso. Hoje em dia podem ser produzidas cores esverdeadas, douradas, acastanhadas e púrpuras. No entanto, a impressão óptica é consumida pela eficácia reduzida das células. Para além disso, é possível prescindir da camada de anti-reflexão e deixar as pastilhas nas suas cores originais: cinza prateada (nas células policristalinas) e cinza escura (nas células monocristalinas). As células sem **AR** são utilizadas mais frequentemente nos sistemas fotovoltaicos integrados em fachadas. A sua produção é realmente simples: a camada **AR** é meramente abandonada. É de referir que os arquitectos requerem muitas vezes uma cor neutral. Neste contexto, é permitido que mais de **30 %** da luz solar seja reflectida na superfície da célula solar.



Figura 2.61 - Gama de cores das células monocristalinas, eficácia: de 11.8% a 15.4%
Imagem: Solartec Photo – Archiv

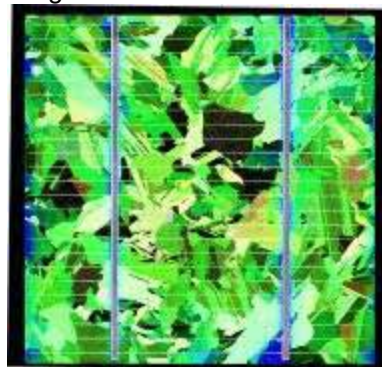


Figura 2.62 - Células policristalinas. Célula esverdeada com AR especial, eficácia: 11.8 %
Célula: ASE

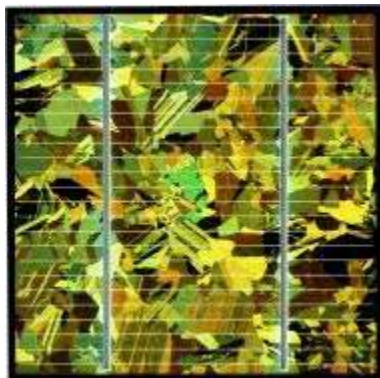


Figura 2.63 - Célula dourada com AR especial, eficácia: 12
Célula: ASE%



Figura 2.64 - Célula de cor cinza sem AR
Célula: Ersol



Figura 2.65 - Célula acastanhada com AR especial, eficácia 12.5%
Célula: ASE

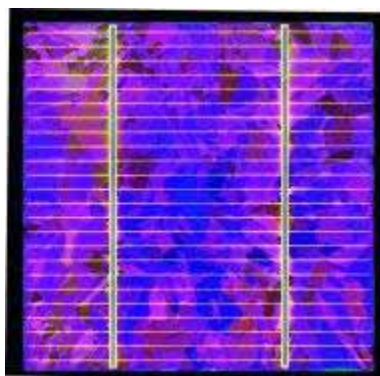


Figura 2.66 - Célula de cor violeta sem AR, eficácia 13.2%
Célula: ASE

Estrutura da superfície e contactos das células de silício cristalino

Contactos frontais

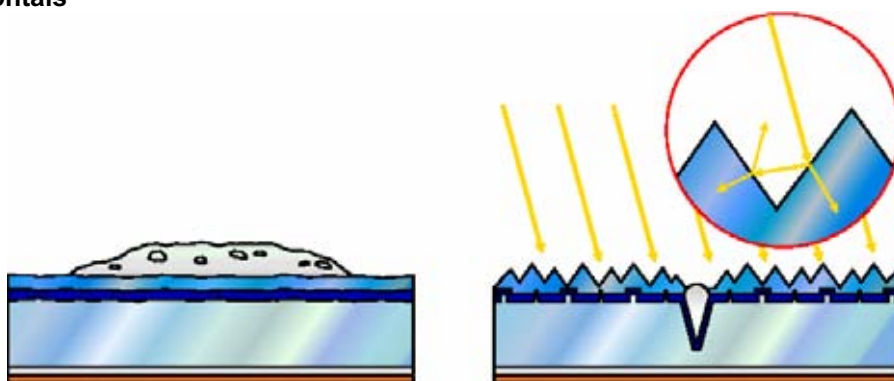


Figura 2.67 - Comparação da impressão em tela com a tecnologia Saturno: Produção dos contactos frontais e da estrutura da superfície.

Com o intuito de integrar as células num circuito eléctrico, são unidos contactos metálicos em ambos os lados. Na face da célula que está orientada para o Sol, é utilizada uma fina malha metálica, para minimizar a área de sombreamento. Os contactos da zona anterior são normalmente unidos, utilizando um processo de impressão em tela. Durante este processo, uma massa metálica é pressionada sobre a pastilha de silício através de uma máscara. As linhas individuais (linhas de contacto), têm neste procedimento uma largura situada entre **0,1 mm** e **0,2 mm**. Duas linhas significativamente mais espessas, que são soldadas com os contactos da zona posterior da célula vizinha, atravessam as finas linhas de contacto.

Foram desenvolvidas tecnologias especiais para as células solares de elevada potência, no sentido de melhorar as suas características de contacto e minimizar a reflexão na superfície da célula. Um exemplo é o denominado “*Procedimento Saturno*”. Neste caso, a linha de contacto é cortada com raios laser. A largura das linhas de contacto é significativamente reduzida para **0,02 mm**, quando comparada com o processo de impressão em tela.

Devido a este facto, existem menos células sombreadas e é possível cortar ainda mais linhas na célula solar. As perdas óhmicas reduzem-se e a “vala” cortada por laser pode ser preenchida por completo com material de contacto.

Por outro lado, uma superfície com uma textura de pequenas pirâmides, permite uma menor perda de reflexão. A luz incidente reflecte-se e refracta-se várias vezes na superfície das pirâmides. Assim, uma maior quantidade de luz pode penetrar no interior da célula e ser absorvida. Este efeito é chamado fotóforo. Dependendo do procedimento e do fabricante, é possível obter diferentes tipos de estruturas ou texturas na superfície, como por exemplo pirâmides soterradas na tecnologia de contacto soterrado. Neste caso, as linhas de contacto são recolocadas em valas numa secção transversal rectangular a partir de cavidades em forma de **V**.

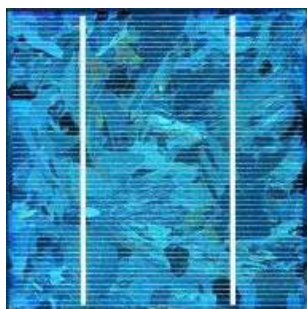


Figura 2.68 - Célula policristalina, com contactos na zona frontal gravados por impressão em tela



Figura 2.69 - Célula monocristalina, com contactos na parte frontal gravados a laser
Célula: BP

No âmbito do Projecto internacional de investigação **BIMODE**, o Instituto Atómico da Universidade Austríaca, levou a cabo experiências relacionadas com o desenho das linhas de contacto frontais, no sentido de criar um efeito óptico adicional. Os padrões desenhados para os contactos frontais, mostraram uma diminuição máxima de **5 %**, quando comparados com os padrões optimizados standard. Durante esta experiência, os contactos frontais foram também alinhados com os limites das partículas de silício policristalino, para assim melhorar ainda mais a eficácia das células. Contudo, nos padrões de desenho dos contactos frontais, foram intensivamente aplicados custos de mão de obra.



Figura 2.70 - Linhas de contacto frontal nos limites das partículas da célula de silício policristalino
Célula: AIAU

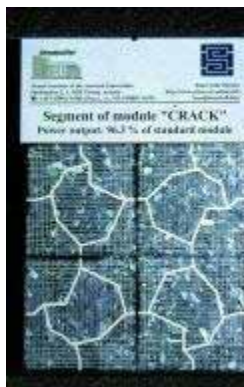


Figura 2.71 - Desenho do padrão dos contactos frontais. Eficiência: 96% comparada com contactos frontais optimizados
Célula: AIAU



Figura 2.72 - Desenho do padrão dos contactos frontais. Eficiência: 98% comparada com contactos frontais otimizados
Célula: AIAU

Contactos posteriores

Em contraste com os contactos frontais, os contactos posteriores podem ser aplicados em toda a extensão do espaço da parte posterior da célula. Embora não sejam visíveis nos módulos standard que possuem uma cobertura opaca traseira, são visíveis em módulos especiais para integração em edifícios com uma cobertura traseira transparente (ver capítulo 3), e podem ser utilizados como mais um elemento de desenho arquitectónico.



Figura 2.73 - Contacto posterior em forma circular



Figura 2.74 - Contacto posterior em tamanho real



Figura 2.75 - Contacto posterior blindado

2.4.2 Células de película fina

Desde a década de 90, o desenvolvimento dos processos de película fina para fabricar células solares, tornaram-se cada vez mais importantes. Neste caso, os semi-condutores fotoactivos são aplicados em finas camadas num substrato (na maioria dos casos vidro). Os métodos utilizados incluem disposição por vaporização, processos de disposição catódica e banhos electrolíticos. O Silício amorfo, o diselenieto de cobre e índio (**CIS**), e o telurieto de cádmio (**CdTe**), são utilizados como materiais semicondutores. Devido à elevada absorção luminosa destes materiais, uma camada com uma espessura menor que **0,001 mm** é, teoricamente, suficiente para converter a luz solar. Estes materiais são mais tolerantes à contaminação de átomos estranhos.

Comparando com as temperaturas de fabrico das células de silício cristalino, que vão até **1.500 °C**, as células de película fina apenas requerem temperaturas situadas entre **200 °C** e **500 °C**. Os menores consumos de materiais e de energia, assim como a elevada capacidade de automatização da produção em larga escala, oferece um potencial considerável para a redução dos custos de produção, quando comparada com a tecnologia de produção do silício cristalino.

As células de película fina não estão restringidas no seu formato aos tamanhos standard das pastilhas, como acontece no caso das células cristalinas. Teoricamente, o substrato pode ser cortado em vários tamanhos e revestido com material semi-condutor. Todavia, uma vez que na interligação interna apenas podem ser ligadas em série células com medidas semelhantes, a área eléctrica eficaz vem determinada pela maior área rectangular possível dentro de uma forma assimétrica. A área exterior a este rectângulo não é activa do ponto de vista eléctrico, mas não pode ser distinguida visualmente da área activa.

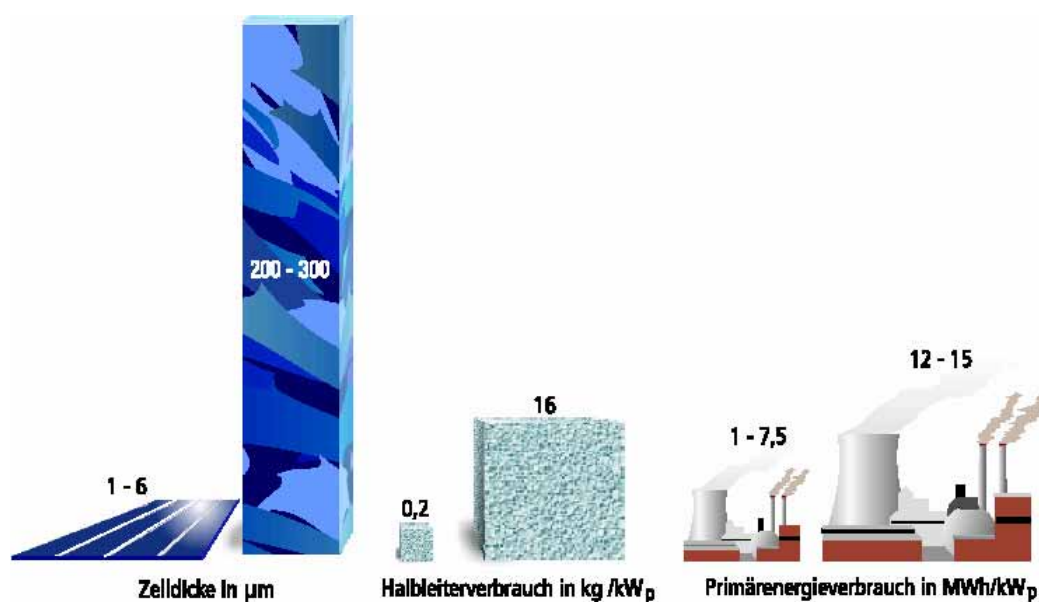


Figura 2.76 - Comparação da espessura da célula, material usado e gasto energético entre células de película fina (à esquerda) e células de silício cristalino (à direita)

Fonte: Informação do fabricante, Photon 9/2001, Quasching

Uma característica das células de película fina, que as diferencia das células cristalinas, é o tipo de interligação. Enquanto as células cristalinas estão soldadas de célula para célula (interligação externa), as células de película fina estão interligadas monoliticamente (interligação interna). As células são separadas electricamente e interligadas em etapas estruturais, que têm lugar entre as fases de fabrico individual das camadas celulares (ver capítulo 3 “enfitamento das células”). Isto cria finas ranhuras transparentes entre as células individuais.

No intuito de atingir a maior produção energética possível, as ranhuras são tão finas quanto possível e dificilmente visíveis a olho nu. Contudo, podem ser utilizadas como um elemento de desenho e especificamente alargadas. Quanto maior é a ranhura entre as células, maior é a transparência. O efeito óptico semi-transparente pode também ser criado, acrescentando ranhuras perpendiculares às tiras celulares.



Figura 2.77 - Módulos de película fina semitransparente de silício amorfo

O contacto eléctrico é criado na parte posterior por um revestimento metálico opaco. Na parte frontal orientada para a luz, esta função é desempenhada por uma camada de metal óxido (fortemente transparente e condutivo), designada por camada **OTC** (Óxido Transparente Condutivo). Os materiais tipicamente **OTC** incluem óxido de zinco (ZnO), óxido de estanho (SnO_2) e óxido de índio e estanho (ITO).

Na tecnologia de película fina, os termos usados para as células e módulos de tecnologia cristalina, precisam de ser complementados com outro termo: o *módulo monolítico*. Neste caso, uma célula consiste numa longa e estreita fita de material semiconductor, depositada sobre um substrato de vidro. Assim, o módulo em bruto designa uma folha de vidro completamente revestida com várias fitas de células ligadas em série. Quando este é encapsulado com um material composto (**EVA**) e protegido por uma segunda folha de vidro, passa a designar-se por módulo.

Apesar de ter em termos relativos uma baixa eficiência, a energia produzida pode, sob certas condições, ser bastante considerável.

As células de película fina têm um melhor aproveitamento para baixos níveis de radiação e para radiações do tipo difusa. Para além disso, o coeficiente de temperatura é mais favorável, isto é, a deterioração do desempenho para elevadas temperaturas é menor da que se verifica com outras tecnologias.

Outra vantagem das películas finas resulta da sua forma celular (longas e estreitas fitas), conferindo-lhe uma menor sensibilidade aos efeitos de sombreamento. No caso de um módulo cristalino, uma folha de árvore pode cobrir completamente a célula cristalina. No caso do módulo de película fina, essa folha poderá cobrir várias células ao mesmo tempo, ficando no entanto apenas uma pequena área de cada uma destas células efectivamente sombreada (ver capítulo 3 "Propriedades eléctricas dos módulos de película fina").

Células de silício amorfo

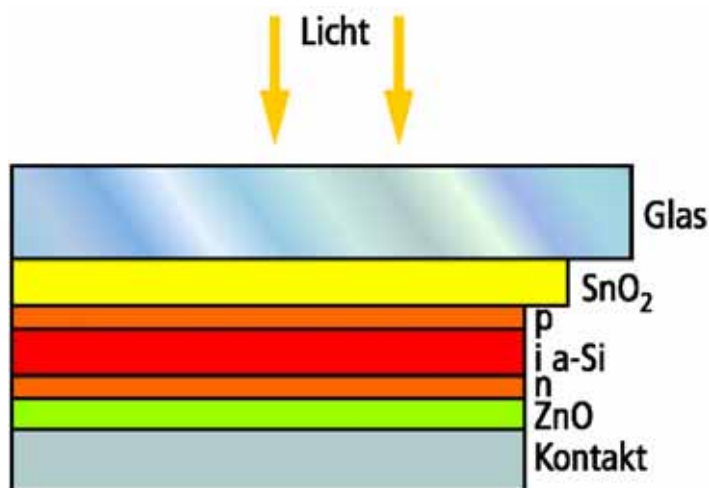


Figura 2.78 - Estrutura em camadas de uma célula amorfa

Produção: O silício amorfo (sem forma) não forma uma estrutura regular de cristal, mas uma rede irregular. Como resultado, ocorrem ligações livres que absorvem hidrogénio até à saturação. Este silício amorfo hidrogenado (**a-Si:H**) é criado num reactor plasmático, através da vaporização química (**DVC**) de Silano Gasoso (**SiH₄**). Este processo requer temperaturas relativamente baixas, na ordem dos **200 °C a 250 °C**.

A contaminação é levada a cabo pela mistura de gases que contêm o correspondente material contaminante (por exemplo **B₂H₆** para a dopagem do tipo **p** e **PH₃** para a dopagem do tipo **n**). Dada a reduzida extensão da difusão do material **a-Si:H** contaminado, os portadores de carga livre da junção directa **p-n** não conseguem sobreviver por forma a contribuir para a geração de energia eléctrica. Assim, uma camada **i** intrínseca (não contaminada) é aplicada entre as camadas contaminadas **n** e **p**, aumentando a longevidade do portador de carga. É este o local onde a absorção da luz e a geração da carga ocorrem. As camadas **p** e **n** criam apenas o campo eléctrico que separa os portadores de carga libertados. Se as células forem depositadas na parte superior do vidro, como acontece na figura 2.78, então cria-se a característica estrutura **p-i-n**. Em alternativa, podem também ser depositadas numa sequência inversa (**n-i-p**) na parte posterior. Isto permite que sejam criados módulos solares flexíveis sobre qualquer tipo de substrato (sobre chapas de metal ou de plástico).

A maior desvantagem das células amorfas, consiste na sua baixa eficiência. Esta eficiência diminui durante os primeiros 6 a 12 meses de funcionamento, devido à degradação induzida pela luz (o “Efeito Staebler-Wronski”), até nivelar num valor estável. As células solares multi-junções foram desenvolvidas para contrariar este problema (ver figura 2.105). Nas células são sobrepostas duas estruturas **p-i-n** e, com células triplas, três estruturas **p-i-n**. Cada célula individual pode ser otimizada para uma diferente banda de cor do espectro solar, conseguindo-se assim aumentar a eficiência total.

De acrescentar que, com células em pilhas, o efeito do envelhecimento do material é reduzido, uma vez que as camadas **i** individuais são mais finas e, portanto, menos susceptíveis de se degradarem com a luz.

Eficácia: 5 a 8 % de eficiência do módulo (em condições estáveis).

Forma: Escolha livre.

Tamanho: Módulo standard máx. 0,77 x 2,44 m²; módulo especial máx. 2 x 3 m².

Espessura: : 1 – 3 mm para o substrato (plástico, metal ou vidro não solidificado), com um revestimento de silício amorfo de aprox. 0,001 mm.

Estrutura: Homogénea.

Cor: Castanho avermelhado a preto.

Fabricantes de células: Dunasolar, Kaneka, RWE Schott Solar, Sanyo, Solar Cells, Uni-Solar.



Figura 2.79 - Módulo amorfo
Fotografia: BP Solar



Figura 2.80 - Fachada solar no centro de investigação Joint Research Centre em Ispra, em Itália
Fotografia: Flabeg

Células de Diselenieto de Cobre e Índio (CIS)

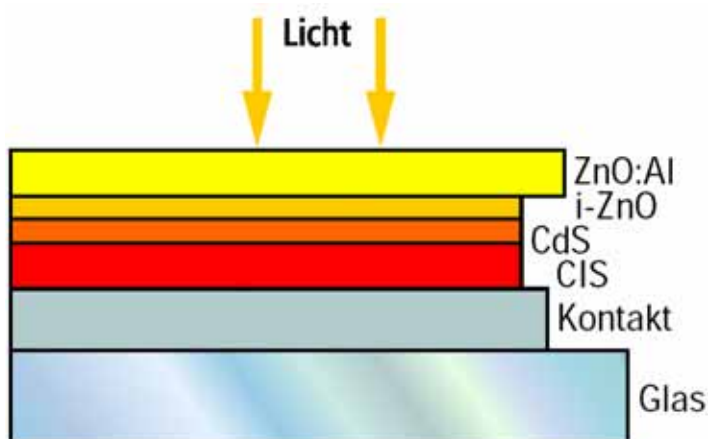


Figura 2.81 - Estrutura em camadas de uma célula CIS

Produção: O material semi-condutor activo das células solares **CIS**, é o diselenieto de cobre e índio. O composto **CIS** forma muitas vezes uma liga com o gálio e/ou o enxofre. Quando se fabricam as células, o substrato de vidro é inicialmente revestido com uma camada fina de molibdénio como contacto reverso, utilizando o processo de disposição catódica. A camada absorvente **CIS** do tipo **p**, pode ser fabricada através da vaporização simultânea dos elementos cobre, índio e selénio numa câmara de vácuo, a temperaturas de **500°C**. Outra hipótese consiste no depósito dos elementos individuais de forma consecutiva, camada após camada. O óxido de zinco contaminado com alumínio (**ZnO:Al**), é utilizado como o contacto frontal transparente (camada transparente). Este material dopado negativamente (**tipo n**), é disposto com uma camada intermédia **i ZnO**. Uma camada tampão de sulfato de cádmio do tipo **n** é utilizada para reduzir as perdas ocasionadas pela combinação inadequada dos retículos cristalinos das camadas **CIS** e **ZnO**.

Ao contrário do silício amorfo, as células solares **CIS** não são susceptíveis de se degradarem com a indução da luz. Contudo, apresentam problemas de estabilidade nos ambientes quentes e húmidos, pelo que deve ser garantida uma boa selagem contra a humidade.

O módulo **CIS** constitui actualmente a mais eficiente de todas as tecnologias de película fina. É expectável que os custos de produção, ao avançar-se para uma produção em massa, venham a ser consideravelmente mais baixos do que o Silício cristalino. Existe ainda a necessidade de maiores progressos na substituição da camada tampão **CdS**, por um composto sem Cádmio. O potencial perigo que surge com o conteúdo de selénio é considerado negligenciável, devido à sua baixa proporção.

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

Forma: Escolha livre.

Tamanho: máx. 1,20 x 0,6 m².

Espessura: 3 mm para o substrato (vidro não solidificado) com um revestimento de 0,003 mm.

Estrutura: Homogénea.

Cor: Preta.

Fabricantes de Células: Shell Solar, Würth Solar.



Figura 2.82 - Pista de patinagem no gelo em St. Moritz (Suiça) a 1.800 m acima do nível do mar
Fotografia: Suntechnics



Figura 2.83 - Módulos CIS
Fotografia: Shell Solar



Figura 2.84 - Torre Solar no Centro de Educação e Tecnologia do Instituto de Artes Manuais de Heilbronn (Alemanha) com módulos CIS
Fotografia: Würth Solar

Células de Telurieto de Cádmio (CdTe)

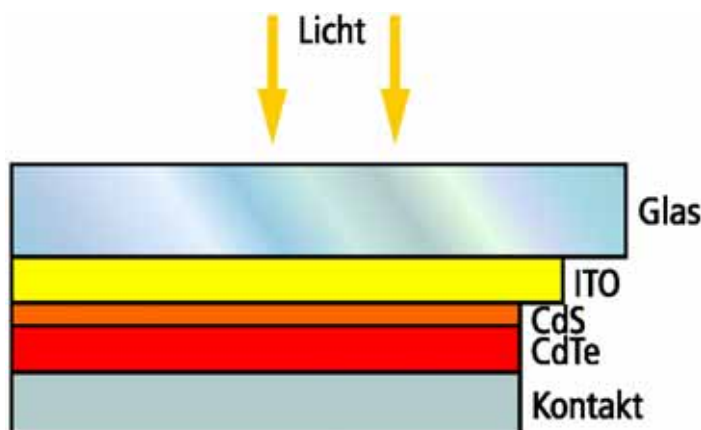


Figura 2.85 - Estrutura em camadas de uma célula de Telurieto de Cádmio

Produção: Células solares **CdTe** são fabricadas sobre um substrato de vidro, com uma camada de condutor transparente – normalmente óxido de estanho índio (**OTI**) – como contacto frontal. É revestido com uma camada transparente **CdS** do tipo *n* (que é tão fina quanto possível), antes de ser revestido com a camada absorvente **Cd Te** do tipo *p*. São utilizados processos simples de fabrico como a impressão em tela, a disposição galvânica ou a pirólise pulverizada.

Módulos de maiores dimensões e com maiores eficiências, podem ser fabricados, recorrendo a processos de disposição por vaporização, em que os materiais de deposição e o substrato são mantidos juntos. No processo em vácuo, as camadas de **CdS** e de **CdTe**, são depositadas a temperaturas aproximadas de **700 °C**. A camada dupla de **CdS/CdTe** é activada quando entra numa atmosfera que contém cloro. O **CdS** funciona como uma camada transparente. Absorve uma pequena proporção da luz visível na parte azul do espectro e permite que a restante radiação passe para a camada de **CdTe** activo. O contacto metálico reverso é então revestido utilizando um processo de disposição catódica. Se existe um controlo fiável da tecnologia de deposição, particularmente na zona posterior, então não haverá lugar a uma degradação dos módulos **CdTe**.

Tal como a produção **CIS**, esta tecnologia também tem um potencial considerável para a redução de custos numa produção em massa. No entanto, a toxicidade do Cádmio pode constituir um problema, que pode afectar a aceitação dos módulos e assim a sua capacidade de criar um impacto positivo no mercado.

O **CdTe** é um composto não tóxico de elevada estabilidade. Este composto pode contudo apresentar um risco para o ambiente e para a saúde na sua condição de gás. O estado físico gasoso apenas ocorre durante o processo de fabrico das células, em centros de produção com ambientes controlados.

Eficiência: 6 - 9 % de eficiência modular.

Forma: Escolha livre.

Espessura: 3mm de substrato material (vidro não solidificado) com 0,008 mm de revestimento.

Tamanho: máx. 1,20 x 0,6 m².

Estrutura: Homogénea.

Cor: Reflectividade de verde-escuro a preto.

Fabricantes de células: Antec, First Solar, Matsushita.

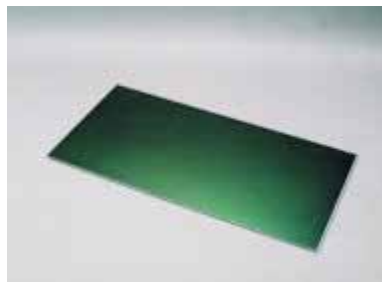


Figura 2.86 - Módulo de Telurieto de Cádmio



Figura 2.87 - Edifício industrial com módulos ATF em Flörsheim, Alemanha
Fotografias: Antec

Conceitos de novas células solares

Células nanocristalinas sensibilizadas com colorantes

Um novo tipo de células solares foi introduzido pelo professor Suíço Michael Grätzel em 1991, podendo desenvolver-se numa alternativa económica à tecnologia do silício. O material básico da “**Célula de Grätzel**” é o semi-condutor de dióxido de titânio (TiO_2). No entanto, não funciona na base de uma junção *p-n* no semi-condutor, absorvendo a luz num corante orgânico, de forma semelhante ao modo com que as plantas usam a clorofila para capturar a energia da luz solar através da fotossíntese.

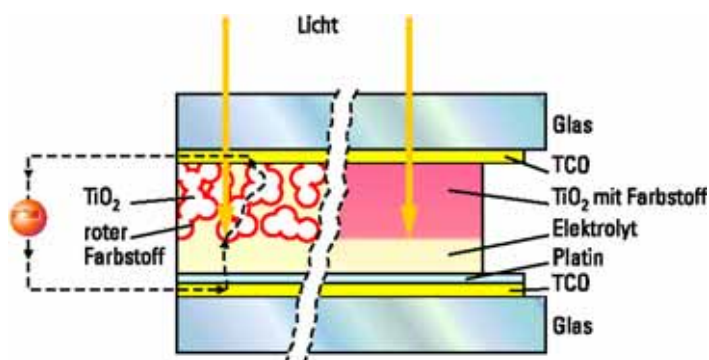


Figura 2.88 - Estrutura em camadas de uma célula sensível à cor.

Na realidade, as camadas de TiO_2 /corante e do eletrólito, não estão tão claramente separadas uma da outra. Em vez disso, o eletrólito penetra completamente o material semiconductor.

Estas células solares fotoelectroquímicas são diferentes das clássicas células solares. Uma camada de dióxido de titânio com colorante e uma solução condutora salina como eletrólito, são colocadas entre dois eléctrodos condutivos e transparentes (folhas de vidro revestidas com TCO). O Dióxido de Titânio é aplicado como uma capa na parte superior do eléctrodo, utilizando um processo de impressão em tela. A camada é cozida a **450 °C**, para formar uma fita sólida de **10 µm** de espessura. Isto cria uma estrutura de superfície irregular, micro porosa, que consiste em partículas de **10-30 nm (0,00001 - 0,00003 mm)** de espessura. Como resultado, a superfície interior desta “esponja leve” é mil vezes maior que uma película suave. Uma vez que o TiO_2 absorve apenas luz ultravioleta, a superfície do TiO_2 é

revestida de um corante ultra fino, baseado no rutênio. O electrólito líquido entranha-se completamente na camada porosa e, deste modo, liga electricamente o corante com o eléctrodo inferior.

A característica única do conceito da célula sensibilizada com colorante, é que a absorção da luz e o transporte da carga ocorrem em materiais diferentes. As cargas são criadas através da absorção da luz no corante, enquanto que o semi-condutor TiO_2 e os iões libertados no electrólito são responsáveis pelo transporte. Daqui resulta a vantagem de que a recombinação não pode acontecer, mesmo com a presença de materiais semicondutores contaminados. Isto permite evitar o recurso às tecnologias de vácuo ou às salas de fabrico condicionadas em termos da qualidade do ar, no fabrico das células.

Quando a luz incide na célula, o corante é estimulado e injecta um electrão no dióxido de titânio. O electrão passa através das partículas do TiO_2 para o eléctrodo superior, alcançando o eléctrodo inferior através do circuito eléctrico externo. O catalisador de platina ajuda a transferir o electrão para a solução electrolítica. O electrólito transporta o electrão de novo ao corante e o ciclo fica completo.

Os materiais utilizados não são tóxicos e a sua produção é económica. O dióxido de titânio é produzido em grandes quantidades na indústria (é utilizado, por exemplo, nas tintas de parede, na pasta dentífrica e no papel). Quanto aos materiais dispendiosos como a platina e os corantes estáveis, são apenas precisos em proporções reduzidas. Contudo, existem ainda sérios problemas que devem ser resolvidos antes de se partir para uma produção industrial em massa, particularmente em termos da estabilidade a longo prazo e na selagem. Para melhorar o manuseamento e simplificar a selagem, estão a ser concentrados esforços no sentido de aumentar a espessura dos electrólitos líquidos até formar um gel semelhante ao gel dos acumuladores.



Figura 2.89 - Protótipo de um módulo fotoelectroquímico (50cm x50 cm)

Fotografia: INAP Gelsenkirchen



Figura 2.90 - Primeiro módulo comercial a partir de uma série de produção limitada

Fotografia: STA, Austrália

Até ao momento, as pequenas células de laboratório alcançaram uma eficácia de **12 %**. Os módulos do primeiro lote de produção limitada da firma australiana **STA**, têm uma eficiência de aproximadamente **5 %**.

As modestas eficiências sob as condições de referência **CTS**, são contrabalançadas pela elevada eficiência em termos comparativos para baixas intensidades de radiação. As células nanocristalinas sensibilizadas com colorantes, provaram ser muito tolerantes aos ineficazes ângulos de incidência da luz solar e aos sombreamentos.

Em contraste com as células cristalinas, a sua eficiência cresce com o aumento da temperatura. Como resultado, são utilizadas para pequenos dispositivos em espaços interiores e na integração em edifícios. Neste último caso, as células sensibilizadas com colorantes oferecem novas e estimulantes possibilidades de desenho, graças à sua flexibilidade em termos de transparência e à sua coloração avermelhada (de cor ocre), que pode evoluir para cor verde-cinza, conforme o corante aplicado.

Células solares microcristalinas e micromorfas

O silício não é tóxico, bem como quase inesgotável. Uma alternativa promissória para o futuro, consiste nas células solares de película fina de silício cristalino. Não só tiram proveito das vantagens do material do silício cristalino, bem como das vantagens da tecnologia de fabrico de película fina (produção em massa, automatizada, com reduzido desperdício de material e menos caro). As actividades de investigação estão a progredir em duas direcções.

2.1.1

Os processos que se desenvolvem a altas temperaturas, consistem na deposição de películas de silício de elevada qualidade sobre um substrato barato a temperaturas situadas entre **900 °C** a **1.000 °C**, criando estruturas microcristalinas semelhantes ao silício policristalino. Esta tecnologia é implementada no fabrico das células **Apex**. Neste caso, a célula é classificada como sendo uma célula cristalina, uma vez que está baseada em pastilhas que estão interligadas externamente.

O segundo tipo de processo, que decorre a baixas temperaturas, é uma tecnologia genuína de película fina com interligação integrada em série. A deposição a temperaturas entre os **200** e os **500 °C**, produz películas de silício com estruturas microcristalinas de grão muito fino. As baixas temperaturas permitem a utilização de substratos baratos (vidro, metal ou plástico). Os processos de deposição são similares com os das tecnologias de silício amorfo. Com o objectivo de criar camadas de espessura inferior a **10 µm**, e apesar da menor capacidade de absorção do silício cristalino, a captação da luz deve ser optimizada com estruturas que permitem a retenção da luz. Por este motivo, as superfícies de silício e as camadas de contactos (**TCO**), são “texturadas” (ver “estruturas da superfície e contactos nas células de silício cristalino”).

As células microcristalinas têm obtido eficiências máximas estáveis de **8,5 %**. Poderão ser conseguidos melhores resultados, através da combinação numa célula “tandem” de estruturas microcristalinas e de silício amorfo. As células “tandem” são designadas por micromorfas, um termo que deriva das palavras microcristalina e amorfa. Quando combinadas, as células de estrutura **p-i-n** são capazes de utilizar melhor o espectro solar, do que individualmente. Simultaneamente, experimentam uma menor degradação. Foi medida uma eficiência máxima de **12 %** em condições estáveis de funcionamento. O primeiro módulo comercial foi lançado no mercado do Japão pela Kaneka.

2.4.3 Células híbridas: Células solares HCl

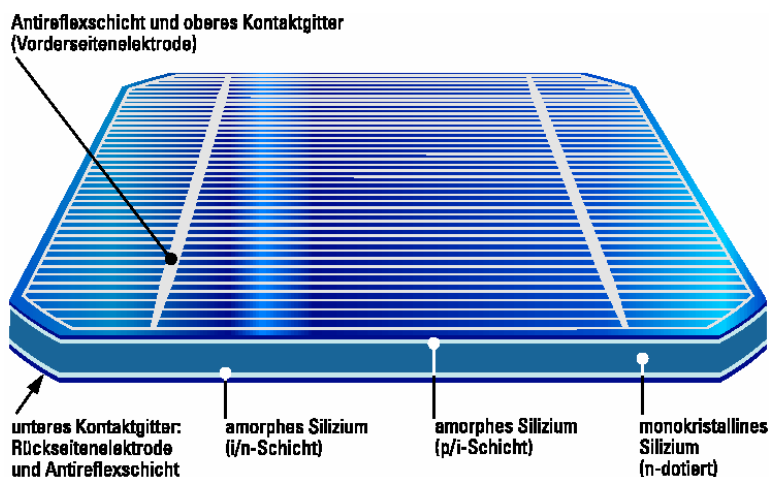


Figura 2.91 - Estrutura em camadas da célula solar híbrida HCl

Produção: A célula solar **HCl**, resulta da combinação da clássica célula solar cristalina, com uma célula de película fina. **HCl** - Heterojunção com uma Camada fina Intrínseca, refere-se à estrutura destas células solares híbridas. Consiste em silício cristalino e amorfo associados a uma película fina adicional não contaminada (camada fina intrínseca). Uma pastilha monocristalina forma o núcleo da célula **HCl** e é revestida em ambos os lados por uma camada fina de silício amorfo (**a-Si**). Como camada intermédia, uma camada ultrafina **i** (intrínseca) de silício, sem impurezas, liga a pastilha cristalina com cada uma das

camadas de silício amorfo. Uma camada **a-Si** dopada com impurezas do tipo **p**, é depositada no lado frontal, que forma a junção **p-n** com a pastilha monocristalina com impurezas do tipo **n**.

Enquanto que nas células solares convencionais de silício, o mesmo material semiconductor é contaminado de forma diferente no intuito de criar uma junção **p-n**, nas células solares **HCI** isto ocorre entre os dois semicondutores estruturalmente diferentes. Esta junção é conhecida por heterojunção. A camada amorfa **p/i** e a pastilha de impurezas do tipo **n**, cria uma estrutura **p-i-n** semelhante às células amorfas de película fina. A parte posterior da pastilha é revestida com silício amorfo intensivamente contaminada, para prevenir a recombinação dos portadores de carga livre no eléctrodo posterior. Nas superfícies da célula, o revestimento anti-reflectivo e a textura da pastilha contribuem para diminuir as perdas por reflexão.

Não há degradação da eficiência em resultado do fenómeno de envelhecimento por indução da luz, como é característico das células amorfas de película fina. Comparadas com as células solares cristalinas, a célula **HCI** distingue-se pela maior produção de energia a elevadas temperaturas. Neste caso, por cada incremento da unidade de temperatura em Grau Celsius, há uma queda de eficiência de **0,33 %**, em comparação com os **0,45 %** sentidos pelo silício cristalino. A célula **HCI** poupa energia e material no seu fabrico. A temperatura necessária para a deposição é de apenas **200 °C**. Isto significa que as pastilhas são expostas a um menor esforço térmico e podem ser reduzidas para uma espessura de aproximadamente **0,2 mm**.

Eficiência: 17,3 %.

Forma: Quadrada (estriada).

Tamanho: 104 mm x 104 mm.

Espessura: 0,2 mm.

Estrutura: Homogénea.

Cor: Azul escura a praticamente preto.

Fabricante de células: Sanyo.

2.4.4 Comparação entre os diferentes tipos de células solares

Para os sistemas solares com ligação à rede eléctrica pública, geralmente são utilizadas células solares de silício monocristalino e policristalino. A menor eficiência do silício policristalino é contrabalançada pelas vantagens que oferece em termos do preço final, que advém dos menores custos de fabrico.

Os módulos de silício amorfo têm sido maioritariamente utilizados em aplicações de lazer (pequenas aplicações, campismo, barcos). Recentemente, os resultados de longo prazo conseguidos com testes, demonstraram que as reservas referentes à sua estabilidade e ao seu comportamento ao longo do tempo, eram infundadas, pelo que os módulos amorfos poderão tornar-se cada vez mais comuns nos grandes sistemas.

Os módulos híbridos **HCI** alcançam maiores níveis de eficiência entre os módulos comerciais disponíveis.

Os módulos de película fina **CIS** e **CdTel** alcançaram a fase de produção em série e têm vindo a ser utilizados em vários locais de referência.

Os chamados semicondutores **III-V**, como são o Arsenieto de Gálio (**GaAs**) que consiste em elementos do **Grupo III** e do **Grupo V** na tabela periódica, permitem a produção de células solares de elevada eficiência. Não são competitivas no preço. Por este motivo, são utilizadas apenas no espaço e para sistemas de concentração, normalmente combinadas com compostos adicionais **III-V**, tais como o **GaSb** ou o **GaInO**, em células solares sobrepostas. Estas células duplas e triplas são interessantes objectos de investigação, num esforço que visa estabelecer novos recordes de eficiência celular.

As células sensibilizadas com colorantes, são uma variante interessante para o futuro. Com as suas cores e transparência poderão vir a constituir um novo marco, especialmente na integração em edifícios. Na Austrália, os primeiros módulos foram produzidos comercialmente em quantidades limitadas. Os valores máximos de eficiência das células e módulos solares são sumariamente descritos na tabela a seguir. Os valores para os módulos que estão disponíveis no mercado, podem ser vistos na análise geral do mercado, que será também objecto de abordagem no presente documento.

Tabela 2.4 - Máxima eficiência fotovoltaica

Dados: Fraunhofer ISE, Universidade de Stuttgart, 26th IEEE PVSC, NREL, UNSW, folhas de cálculo de vários fabricantes

Material da célula solar	Eficiência da Célula η_z (Laboratório)	Eficiência da Célula η_z (Produção)	Eficiência da Célula η_M (Produção em Série)
Silício Monocristalino	24,7%	18%	14%
Silício policristalino	19,8%	15%	13%
Células de silício policristalino EFG	19,7%	14%	13%
Silício cristalino de película fina	19,2%	9,5%	7,9%
Silício amorfo*	13%	10,5%	7,5%
Silício micromorfo*	12%	10,7%	9,1%
Célula solar híbrida HCl	20,1%	17,3%	15,2%
CIS, CIGS	18,8%	14%	10%
Telurieto de Cádmio	16,4%	10%	9%
Semicondutor III-V	35,8% **	27,4%	27%
Célula sensibilizadas com colorante	12,0%	7%	5% ***

* no estado estável.

** medida com um fluxo concentrado de radiação.

*** séries de produção limitada.

A imagem que a seguir se apresenta, mostra um sistema com várias unidades compostas por módulos de diferentes tecnologias celulares. Cada unidade individual possui uma potência instalada de **1 kWp**.



Figura 2.92 - Instalação fotovoltaica com módulos que utilizam várias tecnologias de células solares no Colégio Weißenstephan (Alemanha). Da esquerda para a direita: policristalino, monocristalino, CIS, amorfo, Telurieto de Cádmio, sendo cada um de aprox. 1 kWp

Fotografia: Soltec

2.5 Propriedades eléctricas das células solares

2.5.1 Diagrama do circuito equivalente das células solares

Uma célula solar composta por camadas de silício contaminado por impurezas do tipo **p** e do tipo **n**, tem o mesmo princípio que um diodo comum de silício. Ambos têm propriedades eléctricas semelhantes. Como exemplo, a curva característica do diodo de silício **BAY 45** é aqui ilustrada. Quando o diodo é

ligado a um circuito de modo a que o potencial seja positivo no ânodo dopado com impurezas do tipo **p**, e negativo no cátodo dopado com impurezas do tipo **n**, o diodo está directamente polarizado. Neste caso aplica-se a curva característica do primeiro quadrante. A partir de uma tensão definida (a tensão limiar de condução neste caso é 0,7V), a corrente passa a fluir. Se o diodo for polarizado inversamente, a corrente é impedida de circular nesta direcção. Neste caso aplica-se a curva característica do terceiro quadrante. O diodo apenas se torna condutivo quando se superar a tensão de bloqueio (neste caso 150V). Isto pode levar inclusive à destruição do diodo.

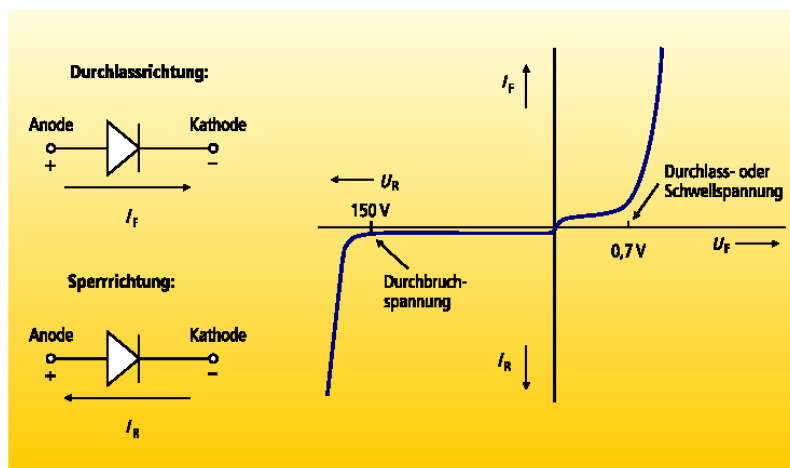


Figura 2.93 - Curva característica corrente tensão do diodo de silício BAY45

Tabela 2.5

Parâmetros	Símbolo	Unidade
Tensões:	U	V
Tensão aos terminais da célula solar.	U_D	V
Tensão no diodo	U_T	V
Tensão da temperatura		
Correntes:		
Corrente nos terminais da célula solar	I	A
Corrente do diodo	I_D	A
Corrente de saturação do diodo inversamente polarizado	I_S	A
Fotocorrente	I_{PH}	A
Corrente a través da resistência em paralelo	I_P	A
Factor do diodo	m	
Coeficiente do fotocorrente	C_0	m^2/V
Irradiância solar	E	W/m^2
Resistência em paralelo	R_p	Ω
Resistência em Série	R_s	Ω

Em baixo, o diagrama simplificado de circuito equivalente das células solares é considerado em maior relevo

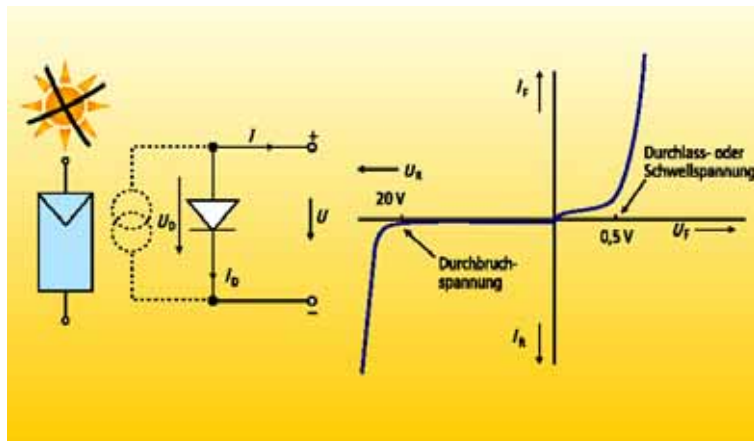


Figura 2.94 - Diagrama do circuito equivalente e curva característica da célula em total escuridão

Fórmula:

$$U = U_D$$

$$I = -I_D = -I_0 \times \left(e^{\frac{U}{m \times U_T}} - 1 \right)$$

Uma célula solar não iluminada é representada por um diodo no diagrama do circuito equivalente. Neste contexto, também é aplicável a curva característica de um diodo. Para uma célula solar monocristalina, pode-se assumir uma tensão limiar de condução de aproximadamente **0,5 V** e uma tensão de bloqueio de **12-50 V** (dependendo da qualidade e do material da célula).

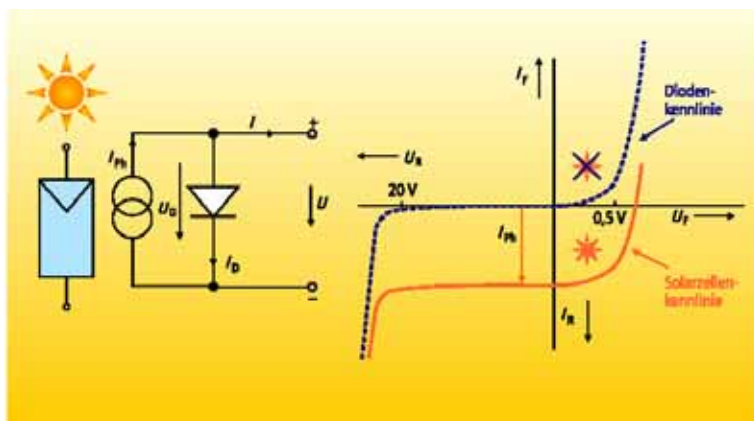


Figura 2.95 - Diagrama do circuito equivalente e curva característica da célula irradiada

Fórmula:

$$U = U_D$$

$$I_{PH} = c_0 \times E$$

$$I = I_{PH} - I_D$$

Quando a luz incide na célula solar, a energia dos fótons gera portadores de carga livre. Uma célula solar iluminada forma um circuito paralelo entre uma fonte de corrente e um diodo. A fonte de corrente produz uma corrente fotoelétrica (fotocorrente) **I_{ph}**. A corrente depende da irradiância solar. A curva característica do diodo é desviada pela magnitude da fotocorrente na direcção da polarização inversa (quarto quadrante no diagrama).

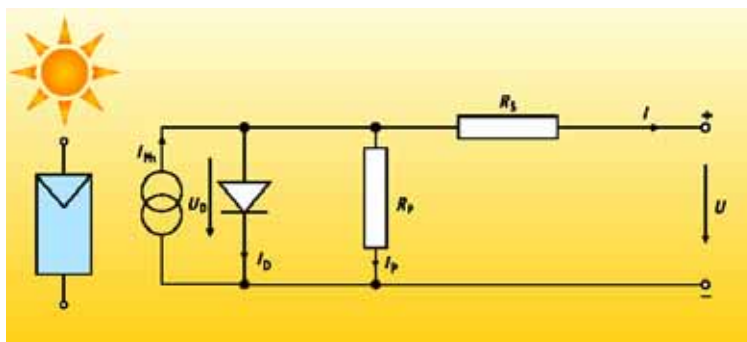


Figura 2.96 - Diagrama completo do circuito equivalente

Fórmula:

$$I = I_{PH} - I_D - I_P$$

$$I_P = \frac{U_D}{R_P} = \frac{U + R_S \times I}{R_P}$$

O diagrama completo do circuito eléctrico equivalente, é designado por modelo de um díodo e é utilizado como modelo standard de uma célula fotovoltaica. Na célula solar ocorre uma queda de tensão, quando os portadores de carga migram do semicondutor para os contactos eléctricos. Isto é descrito pela resistência série R_s . Esta resistência tem uma amplitude de uns poucos **miliohms**. O modelo é completo por uma resistência paralela ($R_p \gg 10 \text{ ohms}$), que descreve a corrente de fuga inversa. Ambas as resistências são responsáveis pelo abatimento da curva característica da célula solar. Com a resistência em série, é possível calcular as curvas características de corrente e de tensão das células solares, para diferentes irradiações e temperaturas, de acordo com os procedimentos estabelecidos nas normas **DIN EN 60891/IEC 60891**.

Modelos adicionais de células solares

Para além dos modelos de células solares já apresentados, são ainda utilizados outros modelos. A tabela 2.6 oferece uma visão geral dos modelos mais comuns, com os respectivos diagramas do circuito eléctrico equivalente, as respectivas equações de corrente e de tensão, e a avaliação da precisão. Para completar os diagramas do circuito eléctrico equivalente, foi acrescentada uma resistência geral de carga R . O objectivo destes diagramas e modelos da célula solar, é o de descrever a curva característica solar através de equações matemáticas o mais fielmente possível, com o modelo experimental. Estes modelos suportam o conhecimento teórico, permitindo a concepção dos instrumentos de controlo e de medida nos sistemas fotovoltaicos (por exemplo controladores **MPP**) ou dos programas de simulação (ver capítulo 7). Permitem ainda determinar o ponto de máxima potência sob diferentes condições de operação e, deste modo, determinar o ponto operacional óptimo do sistema fotovoltaico. Para este efeito é necessário começar pela determinação do gradiente M da curva característica (ver figura 2.98).

$$M = \frac{du}{di} = \tan \varpi \frac{Du}{Di}$$

O **MPP** é descoberto na curva característica de corrente/tensão no ponto onde o gradiente M vale um, pelo que o ângulo do gradiente ϖ é de **45°**. Do ponto de vista matemático, a equação da potência/tensão resulta da segunda derivada da equação de corrente/tensão. No ponto **MPP**, a potência toma o seu valor máximo, pelo que o gradiente da curva de potência/tensão é igual a zero e o ângulo do gradiente é também de zero graus (ver também figura 2.99, curva característica vermelha).

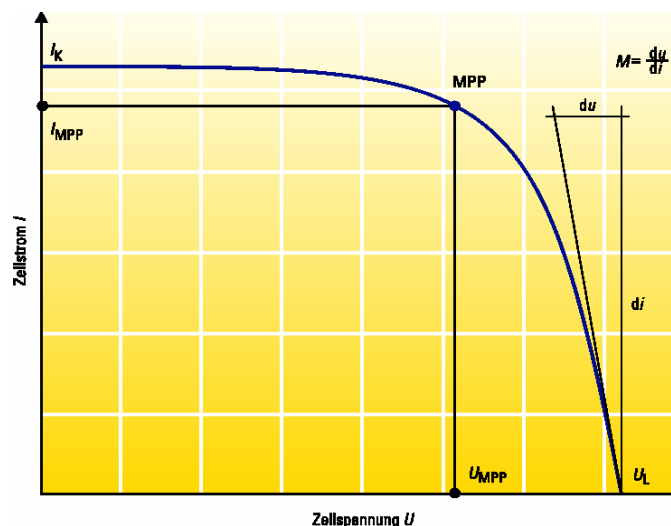


Figura 2.97 - Gradiente na curva característica de corrente tensão de uma célula solar

Em vários campos de aplicações, o modelo standard não é suficientemente preciso. Quando é necessária uma maior precisão, é utilizado o modelo de dois díodos ou o modelo efectivo da célula solar. Para efectuar cálculos com o modelo de dois díodos, devem conhecer-se seis parâmetros das células solares. Contudo, não pode ser calculada uma solução explícita para a tensão em nenhum dos dois modelos.

O modelo efectivo da célula solar

O modelo efectivo da célula solar eficaz, precisa apenas de quatro parâmetros celulares para resolver as equações de corrente e tensão. Isto reduz o esforço para efectuar o cálculo e para obter informação sobre os parâmetros que são apropriados. A característica especial da utilização do modelo efectivo da célula solar, é que ambas as resistências **Rs** e **Rp** do modelo standard, estão combinadas numa resistência fotovoltaica fictícia **R_{pv}**. Esta resistência fotovoltaica pode tomar valores positivos e negativos. Por este motivo não é uma resistência ôhmica.

Os quatro parâmetros celulares necessários (**R_{pv}**, **U_T**, **I₀** e **I_{ph}**), podem ser calculados como se segue, a partir do gradiente **M** e a partir dos parâmetros celulares de tensão de circuito aberto **U_{0C}**, da corrente de curto-circuito **I_{CC}**, da tensão **MPP** **U_{MPP}** e da corrente **MPP** **I_{MPP}**:

$$R_{pv} = -M \frac{I_{CC}}{I_{MPP}} + \frac{U_{MPP}}{I_{MPP}} \left(1 - \frac{I_{CC}}{I_{MPP}} \right)$$

$$U_T = -\left(M + R_{pv} \right) I_{CC} - \frac{U_{0C}}{U_T}$$

$$I_0 = I_{CC}^e$$

$$I_{ph} = I_{CC}$$

O gradiente **M** é necessário para o cálculo e é função dos seguintes parâmetros:

$$M = f(U_{0C}, I_{CC}, U_{MPP}, I_{MPP})$$

As seguintes aproximações da curva característica podem ser derivadas com uma precisão de **1%**:

$$M = \frac{U_{OC}}{I_{CC}} \left(k_1 \frac{I_{MPP} U_{MPP}}{I_{CC} U_{OC}} + k_2 \frac{U_{MPP}}{U_{OC}} + k_3 \frac{I_{MPP}}{I_{CC}} + k_4 \right)$$

Com a equação constante,

$$k_1 = -5.411 \quad k_2 = 6.450 \quad k_3 = 3.417 \quad k_4 = -4.422$$

Para calcular as constantes desta equação, foi utilizado um método matemático numérico (método dos mínimos quadrados). Os parâmetros da célula e do módulo necessários para o cálculo (U_{OC} , I_{CC} , U_{MPP} e I_{MPP}), podem ser obtidos a partir das fichas técnicas fornecidas pelos fabricantes. São calculados os quatro parâmetros celulares acima indicados a partir do gradiente **M**. Todos os pontos da curva solar característica podem ser calculados com bastante precisão, utilizando as equações da tabela 2.6 para a tensão e a corrente. O modelo efectivo da célula solar é o modelo base do instrumento de medição, que determina o ponto de desempenho máximo que é apresentado na figura 2.98. Este dispositivo pode calcular a potência nominal (ponto **MPP** sob condições **CTS**) dos módulos fotovoltaicos em condições normais de funcionamento. A precisão da medida de potência nominal no terreno, utilizando este instrumento num módulo fotovoltaico, está estimada em $\pm 5\%$.

Tabela 2.6 - Diagramas do circuito equivalente das células solares e respectivas equações da curva característica

	Simple Model	Effective Model	Standard Model (Equivalent Model)
Equivalent circuit			
Calculation-Equation-photocurrent	$I = I_{ph} - I_0 \left(e^{\frac{U}{U_T}} - 1 \right)$	$I = I_{ph} - I_0 \left(e^{\frac{U + I R_s}{U_T}} - 1 \right)$	$I = I_{ph} - I_0 \left(e^{\frac{U + I R_s}{U_T}} - 1 \right) - \frac{U + I R_s}{R_p}$
Explicit Form	$U = U_T \ln \left(\frac{I_{ph} - I + I_0}{I_0} \right)$	$U = U_T \ln \left(\frac{I_{ph} - I + I_0}{I_0} \right) - I R_s$	Explicit Lösung für U und I nicht
Remark	gering	gut	gut

	Zweifelnde Modell	Effektives Zweifeln-Modell
Equivalent circuit		
Calculation-Equation-photocurrent	$I = I_{ph} - I_0 \left(e^{\frac{U + I R_s}{U_T}} - 1 \right) - I_0 \left(e^{\frac{U + I R_s}{U_T}} - 1 \right) - \frac{U + I R_s}{R_p}$	$I = I_{ph} - I_0 \left(e^{\frac{U + I R_s}{U_T}} - 1 \right)$
Explicit Form	Explicit Lösung für U und I nicht	$U = U_T \ln \left(\frac{I_{ph} - I + I_0}{I_0} \right) - I R_s$
Remark	schlecht	schlecht



Figura 2.98 - Dispositivo de medida da potência máxima
Fotografia: PV Engineering

2.5.2 Parâmetros celulares e curvas características da célula solar

Na literatura técnica, é encontrado com frequência apenas uma parte da curva de corrente e de tensão – a parte na qual a célula solar produz corrente (4º quadrante da curva característica na Figura 2.95). Ao mesmo tempo, a curva característica é reflectida segundo o eixo da tensão. Esta parte da curva característica é, então, denominada curva característica da célula solar.

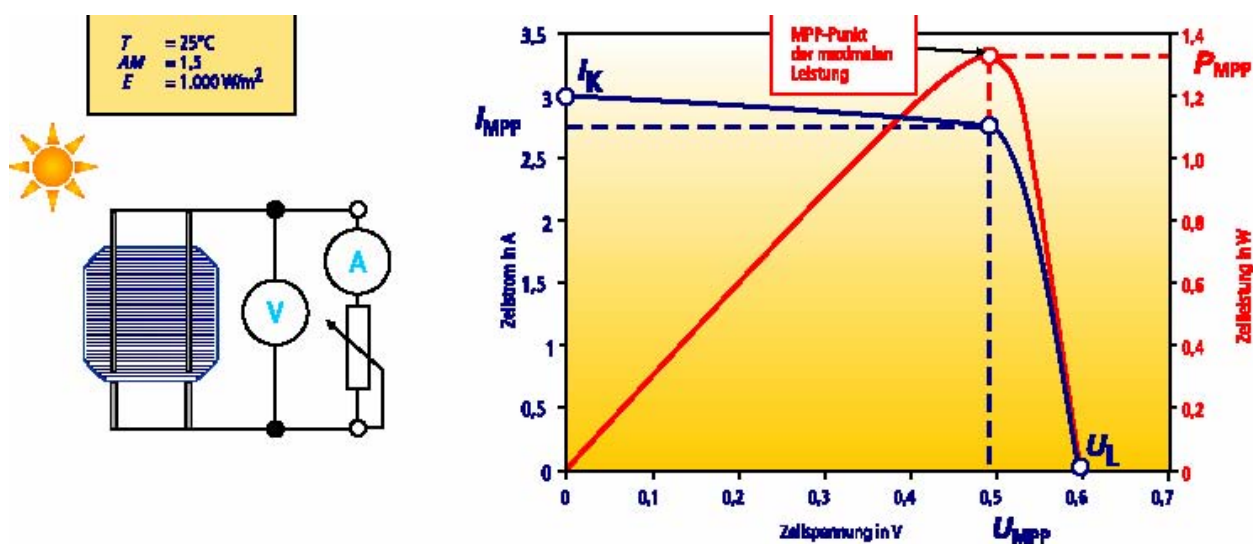


Figura 2.99 - Curva corrente-tensão característica de uma célula solar de silício cristalino

Se a luz incidir sobre uma célula solar desligada da carga, é criada uma tensão aproximada de **0,6 V**. Esta tensão pode ser medida como a tensão de circuito aberto a partir dos dois contactos da célula. Se ambos os contactos estiverem em curto-circuito através do amperímetro, a corrente do curto-circuito poderá ser calculada. No intuito de registar completamente a curva característica da célula solar, será necessária uma resistência variável (derivação), um voltímetro e um amperímetro.

Condições de Teste Standard (CTS)

Por forma a se poder comparar diferentes células ou mesmo diferentes módulos fotovoltaicos, encontram-se especificadas condições uniformes de teste, sob as quais os dados eléctricos da curva característica da célula solar são identificados. Estas “Condições de Teste Standard” estão em consonância com as normas **IEC 60904 / DIN EN 60904**:

1. uma irradiância **E** de **1.000W/m²**,
2. uma temperatura **T** na célula de **25°C**, com uma tolerância de **± 2°C**,
3. e um espectro de luz definido (distribuição do espectro da irradiância solar de referência de acordo com a norma **IEC 60904-3**) com uma massa de ar **AM = 1,5**.

A curva é caracterizada basicamente pelos três pontos seguintes:

1. **MPP (Ponto de Potência Máxima)**, é o ponto da curva característica onde a célula solar funciona à máxima potência. Para este ponto estão especificadas a potência P_{MPP} , a corrente I_{MPP} e a tensão U_{MPP} . O valor da potência **MPP** é fornecido em unidades pico de watio.
2. A corrente do curto-circuito I_{CC} é aproximadamente **5 a 15%** maior do que a corrente **MPP**. Com células standard cristalinas (**10cm x 10cm**) sob condições de referência **CTS**, a corrente de curto-circuito é cerca de **3 A**.
3. A tensão do circuito aberto U_{OC} regista, com células cristalinas, aproximadamente **0,5 a 0,6 V** e, para células amorfas, aproximadamente **0,6 a 0,9 V**.

Os parâmetros celulares e as curvas características das células de película delgada desviam-se, em certos casos substancialmente, dos equivalentes para as células de silício cristalino. Nas células amorfas, o ponto **MPP** está localizado nos **0,4 V** e a curva característica é em geral mais abatida (ver Figura 2.100). Devido à sua menor eficiência, a corrente é menor. Para atingir a mesma potência das células cristalinas, é preciso uma maior superfície celular. A menor demarcação do ponto **MPP** exige um melhor controlo tecnológico do inversor e do controlador **MPP**.

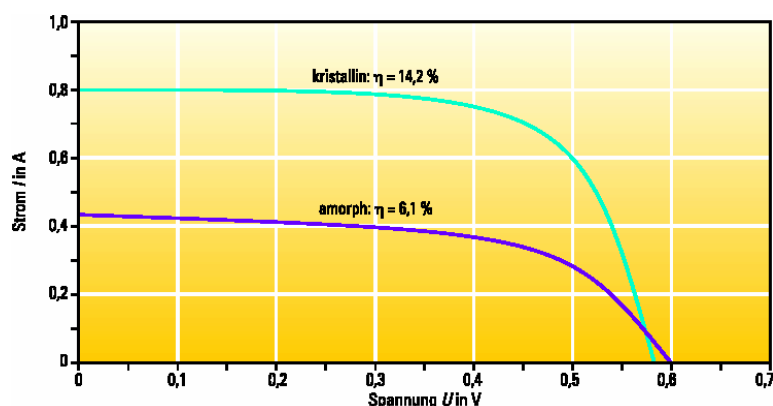


Figura 2.100 - Comparação entre as curvas corrente-tensão características das células solares de silício cristalino e amorfo, assumindo uma irradiância de 1.000 W/m^2 , numa superfície com uma área de $5\text{cm} \times 5\text{cm}$ e a uma temperatura de 28°C .

A corrente do curto-circuito depende linearmente da irradiância. Se a irradiância duplicar, a corrente também duplica. Este facto justifica a linha recta do gráfico que a seguir é apresentado. A tensão de circuito aberto mantém-se relativamente constante enquanto a irradiância muda. Apenas quando a irradiância desce abaixo dos 100 W/m^2 , a tensão sofre uma quebra. A relação matemática entre a tensão e a irradiância numa célula solar cristalina é uma função logarítmica.

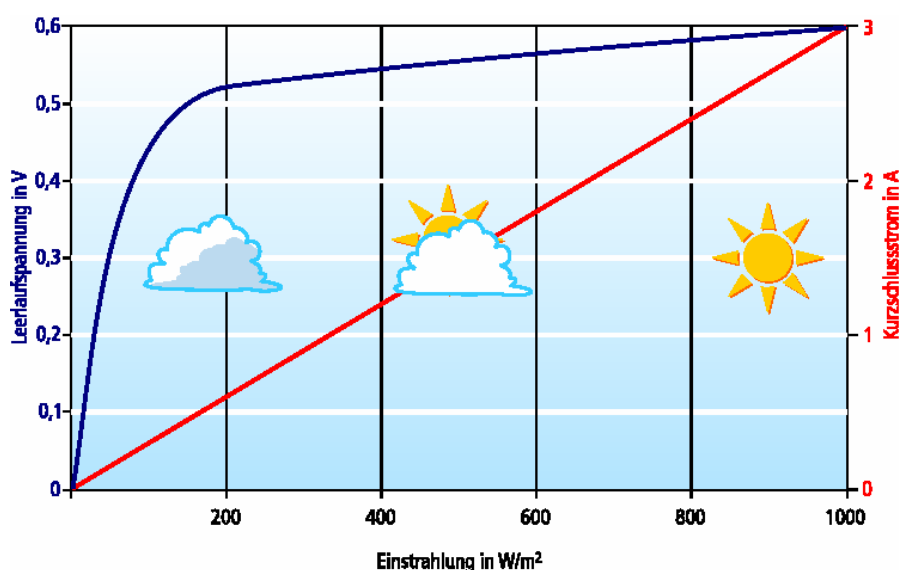


Figura 2.101 - Tensão de circuito aberto e corrente de curto-circuito em função da irradiância

O factor de forma é um indicador da qualidade das células solares. É definido como um quociente entre a potência **MPP** e a potência máxima teórica que surge como o produto da corrente de curto-circuito e da tensão de circuito aberto.

$$FF = \frac{U_{MPP} \times I_{MPP}}{U_{OC} \times I_{CC}} = \frac{P_{MPP}}{U_{OC} \times I_{CC}}$$

Para as células cristalinas solares, o factor de forma tem um valor que se situa entre **0,75 a 0,85**. Para as células solares amorfas este valor situa-se entre **0,5 a 0,7**. Graficamente, o factor de forma pode ser determinado como o rácio entre a área **B** e a área **A** (ver figura 2.102).

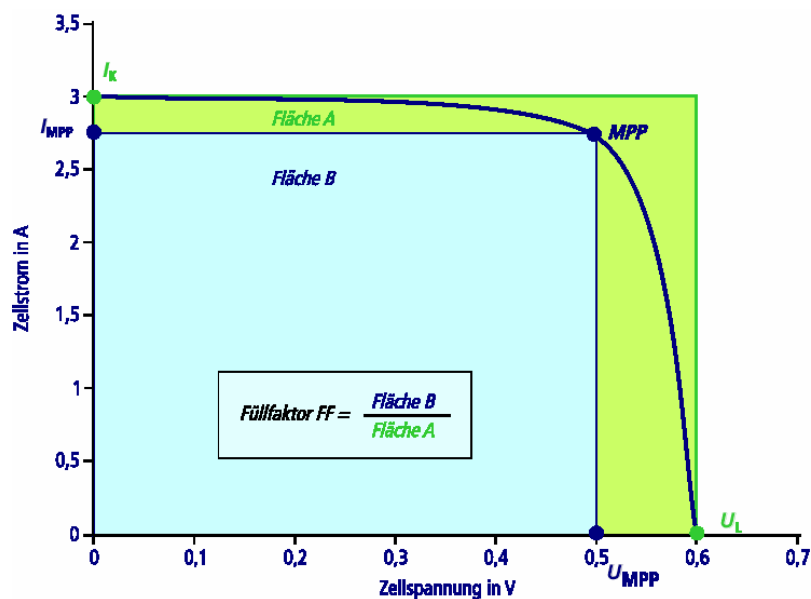


Figura 2.102 - Factor de forma das célula solares

Os parâmetros mais importantes das células solares aparecem listados na tabela a seguir.

Tabela 2.7

Parâmetro	Símbolo	Unidade	Descrição
Potência:	P		
MPP (ponto de máxima potência)	P _{MPP}	Wp	Potência máxima sob as condições de referência CTS- (potência nominal)
Eficiência	η	%	Rácio entre a energia fornecida pela célula e a irradiância solar
Factor de Forma	FF		Factor que compara a qualidade das células solares, compreendido geralmente ente 0.5 e 0.85
Tensão:	U _L		
Tensão MPP (no ponto de potência máxima)	U _{MPP}	V	Tensão fotovoltaica no ponto MPP (Tensão nominal)
Tensão de circuito aberto	U _{OC}	V	Tensão de circuito aberto, geralmente especificada para condições de referência CTS: tensão que a célula solar fornece quando ambos os terminais não estão ligados a uma carga.
Corrente:	I _K		
Corrente MPP (no ponto de máxima potência)	I _{MPP}	A	Corrente fotovoltaica no MPP (corrente nominal)
Corrente de curto-circuito	I _{CC}	A	Corrente de curto-circuito, geralmente especificada para condições de referência CTS: corrente que a célula solar fornece quando ambos os terminais estão ligados directamente entre si.

Dado que o módulo fotovoltaico ou o gerador fotovoltaico consiste num conjunto de células solares ligadas entre si, a informação deste capítulo poderá ser transferida para os capítulos seguintes.

2.5.3 Sensibilidade espectral

Consoante o material e a tecnologia utilizada, as células solares são mais ou menos eficazes na conversão das diferentes bandas de cor da luz solar em electricidade. A sensibilidade espectral define a faixa da radiação para a qual a célula funciona de um modo mais eficaz, e influencia a eficiência sob diferentes condições de radiação. A maior parcela de energia solar está concentrada na faixa da luz visível entre **400 nm** e **800 nm**.

Enquanto as células solares cristalinas são particularmente sensíveis à radiação solar de onda longa, as células de película fina utilizam melhor a luz visível. As células de silício amorfo podem absorver a radiação de onda curta com eficácia. Em contraste, os materiais **CdTe** e **CIS** são mais adequados para as ondas de comprimento médio.

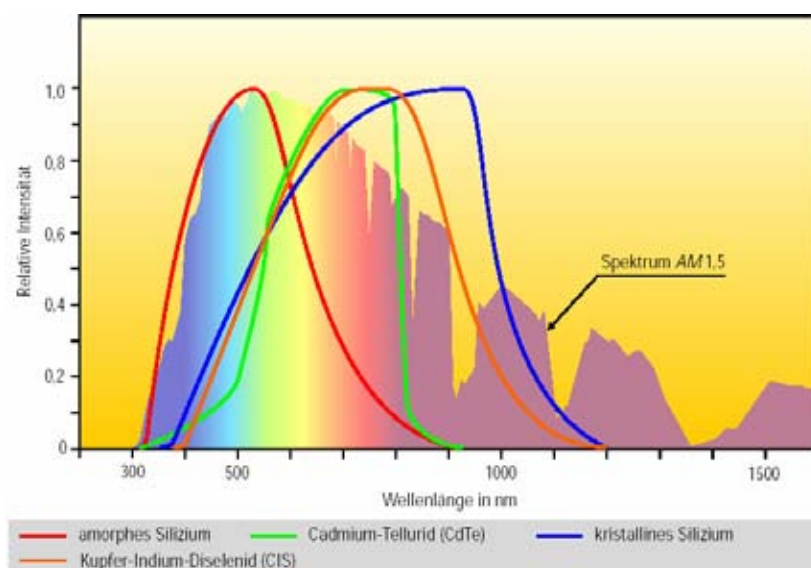


Figura 2.103 - Sensibilidade espectral dos diferentes tipos de células solares
Fontes: ISET Kassel

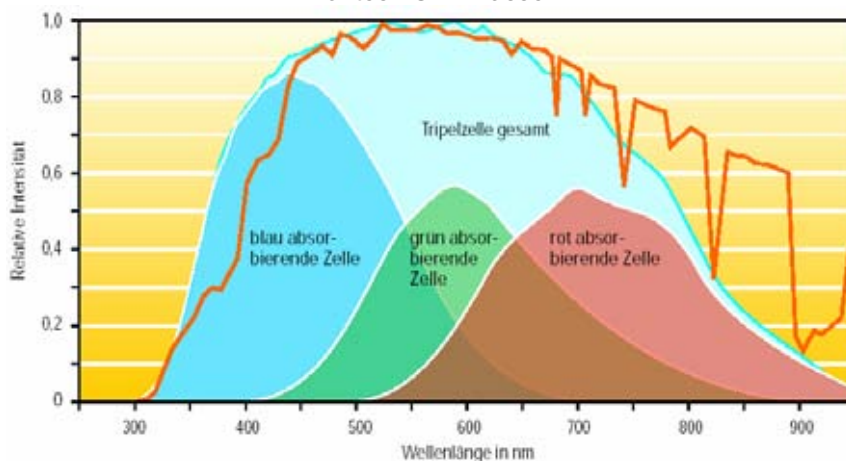


Figura 2.104 - Sensibilidade espectral de uma célula solar amorfa de junção tripla e das células individuais verticalmente sobrepostas
Fonte: Uni-Solar

Nas células em pilha, que são particularmente comuns na tecnologia de película fina, as células individuais sobrepostas permitem uma optimização das diferentes amplitudes de comprimento de onda (ver figura 2.104). A figura 2.105 apresenta a estrutura em camadas de uma célula solar tripla. Neste caso, a célula superior absorve a luz azul e permite a penetração dos outros componentes da luz. A luz verde/amarela é captada pela célula média. Por fim, a célula inferior converte a luz vermelha. Esta

divisão em diferentes zonas do espectro, confere à célula tripla o maior nível de eficiência entre as células amorfas e, adicionalmente, o melhor aproveitamento para baixos níveis de irradiância (ver capítulo 3 “Propriedades eléctricas dos módulos de película fina”).

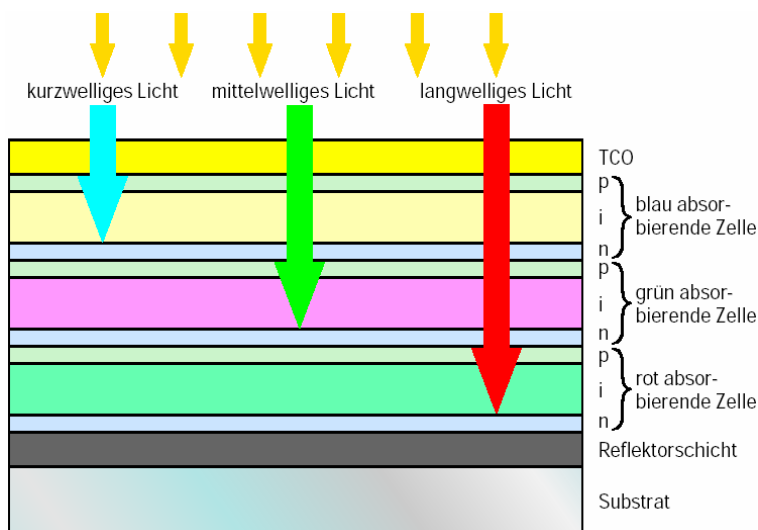


Figura 2.105 - Estrutura em camadas de uma célula de junção tripla. As três sub-células são sensíveis a diferentes repartições espectrais da radiação

2.5.4 Eficácia da célula solar e dos módulos fotovoltaicos

A eficiência η (eta) das células solares é o resultado do rácio entre a potência entregue pela célula solar e a potência da radiação solar. Por este motivo, é calculada a partir da potência **MPP** (P_{MPP}), da irradiância solar (E) e da área da superfície (A) da célula solar, como se segue:

$$\eta = \frac{P_{MPP}}{A \times E} = \frac{FF \times U_{OC} \times I_{CC}}{A \times E}$$

Nos módulos solares fotovoltaicos, A toma o valor da área da superfície do módulo. Nas fichas técnicas dos módulos, a eficiência é especificada sempre sob condições de teste standard **CTS**:

$$\eta_n = \eta (CTS)$$

Isto permite calcular a eficiência nominal das células solares e dos módulos:

$$\eta = \frac{P_{MPP(STC)}}{A \times 1000 \text{ W/m}^2}$$

A eficiência das células solares depende da irradiância e da temperatura. A eficiência para um nível de irradiância ou de temperatura particular é o resultado da diferença entre a eficiência nominal e a amplitude da variação da eficiência.

$$\eta = \eta_n - \Delta\eta$$

Com o factor de radiação s , pode ser calculada a amplitude da variação da eficiência para irradiações que se desviam das condições de referência **CTS**.

$$s = \frac{E}{1000 \text{ W/m}^2}$$

A título de exemplo, para $s = 0,5$ significa que o factor de radiação é metade do equivalente para a irradiância sob condições de referência **CTS** e que, por isso, a irradiância é de **500 W/m²**. A variação

aproximada da eficiência das células de silício cristalino resulta, para temperaturas constantes, da fórmula que se segue:

$$\Delta\eta \approx -0,04 \times \eta_n \times \ln s$$

Com $s=0,5$ e uma eficiência solar sob condições de referência **CTS** de **15,4 %**, obtém-se uma eficiência **0,4 %** menor do que sob condições **CTS**. Neste caso concreto, a eficiência com irradiância de **500 W/m²** é de **15 %**. Em contraste, as células amorfas triplas são aproximadamente **30 %** mais eficientes para fracos níveis de radiação do que sob condições de referência **CTS** (ver capítulo 3 “Propriedades eléctricas dos módulos de película fina”).

A eficiência das células solares cristalinas decresce com o aumento da temperatura. Por este motivo, as células solares cristalinas atingem a sua maior eficiência a baixas temperaturas. Os coeficientes de temperaturas dependem do tipo de material. No caso do silício cristalino, o coeficiente de variação da eficiência em função da temperatura toma o valor aproximado de **0,45 % / °C** (ver capítulo 3). Para uma irradiância constante, a variação da eficiência é calculada do seguinte modo:

$$\Delta\eta \approx -0,45 \% \times (25\text{ °C} - \theta) \times \eta_n$$

Adicionalmente, o factor de temperatura depende da irradiância. Para reduzidos níveis de irradiância, a redução da potência em resultado dos efeitos da temperatura não é significativa para as células cristalinas. Para **100 W/m²** é de apenas **0,15 %**. Em contraste, para reduzidos níveis de irradiância, o coeficiente térmico de variação da eficiência das células amorfas sobe até **+1,4 %** por grau centígrado (ver figura 3.70).

3 COMPONENTES DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

3.1 Módulos fotovoltaicos

3.1.1 Encadeamento de Células

A reduzida potência das células solares justifica a ligação de várias células no fabrico dos módulos fotovoltaicos (encadeamento de células). Na ligação em série, os contactos frontais de cada célula são soldados aos contactos posteriores da célula seguinte, por forma a ligar o pólo negativo (parte frontal) da célula com o pólo positivo (parte posterior) da célula seguinte. Os terminais de início e de fim da fileira de células são estendidos para o exterior, tendo em vista a posterior ligação eléctrica.

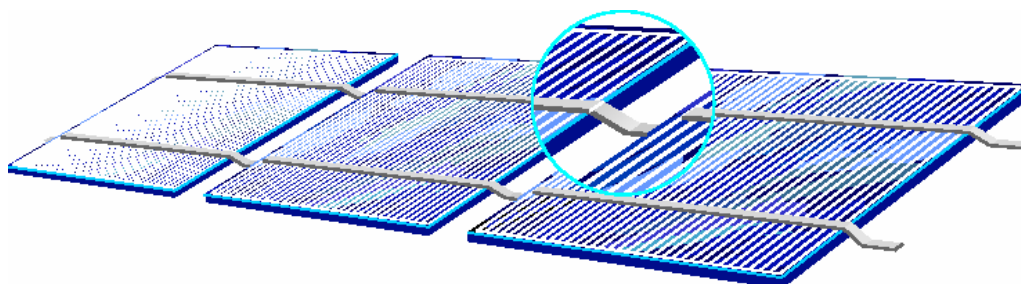


Figura 3.1 - Interligação em série de células cristalinas solares



Figura 3.2 - Ligação automática das células
Fotografia: Flabel Solar

Interligação das séries integradas de células de película fina

As células cristalinas são interligadas numa determinada fase da produção. Em contraste, a ligação eléctrica entre as células de película fina constitui uma parte integrante do fabrico das células, através do corte de ranhuras na camada do material semiconductor. Neste caso, os materiais são cortados em tiras celulares de aproximadamente um centímetro de largura, através de um laser ou de uma ponta de corte mecânico.

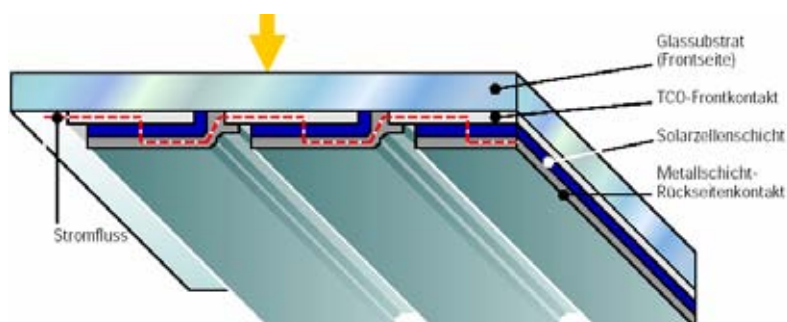


Figura 3.3 - Interligação série de células integradas de silício amorfo ou de CdTe

A figura 3.3 mostra a sequência de fabrico para a deposição do material celular na superfície frontal do substrato. Esta técnica é usada nos módulos **CdTe** e na maioria dos módulos de silício amorfo. Em primeiro lugar dá-se a separação da camada **TCO** em tiras paralelas, nas quais é depositada a camada celular. O segundo corte é então efectuado, ligeiramente afastado mas em paralelo com a primeira linha.

Finalmente, é aplicado o contacto posterior, sendo então feito o corte do mesmo numa terceira fase. Isto cria uma ligação eléctrica desde o contacto posterior de uma célula até ao contacto frontal da célula seguinte, estando as tiras celulares interligadas em séries.

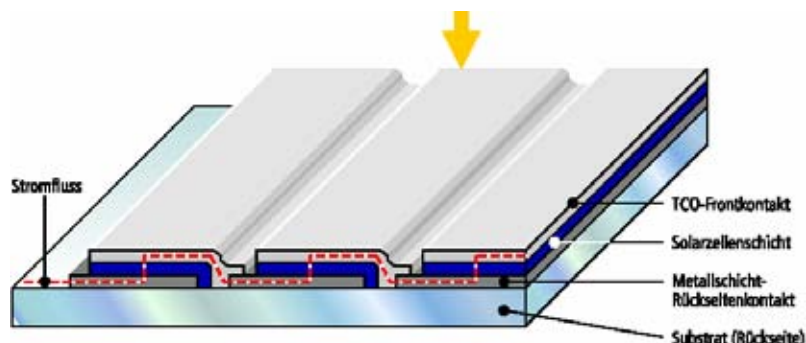


Figura 3.4 - Interligação série de células integradas de CIS ou silício amorfo

As células **CIS** e as células amorfas baseadas em filmes flexíveis, são depositadas na sequência inversa, começando pelo contacto posterior. Porém, a estruturação ocorre de forma análoga.

3.1.2 Encapsulamento da célula

Por forma a proteger as células das tensões mecânicas, dos agentes atmosféricos e da humidade, as células são embebidas num material transparente maleável, que tem ainda a particularidade de assegurar o isolamento eléctrico entre as células. Para a estabilização da estrutura, o material de encapsulamento é aplicado a um substrato. Na maioria dos casos é usado vidro, mas também é possível usar plástico acrílico, metal ou folheados de plástico.

Dependendo do processo, as células solares podem ficar assentes na parte posterior, frontal ou entre o material de substrato. É importante que a cobertura, no lado sensível à luz, seja feita de material com uma elevada transmissão luminosa, por forma a permitir a maior incidência possível da energia solar na célula solar. Por esta razão, o vidro com baixo teor de ferro é usado geralmente como substrato frontal, pois permite uma penetração de **91 %** da luz.

O vidro solar é temperado para que possa resistir às elevadas cargas térmicas. Um vidro solar anti-reflectivo recentemente desenvolvido, tem uma cobertura adicional anti-reflexo aplicada por um processo cáustico ou por imersão, e uma transmissão luminosa de **96 %**. Este grau de transparência permite um aumento da produção total do módulo na ordem de **3,5 %**, em comparação com os restantes módulos que usam vidro solar convencional.

É possível distinguir três tipos diferentes de encapsulamento:

- Encapsulamento EVA
- Encapsulamento Teflon
- Encapsulamento em resina fundida

Encapsulamento em Etileno Vinil Acetato (EVA)

No encapsulamento em **EVA**, as fileiras de células são laminadas numa câmara de vácuo, pela aplicação de uma pressão negativa e positiva a uma temperatura crescente (processo de laminagem em vácuo). Durante este processo, o **EVA** derrete e circunscreve completamente as células solares. O **EVA** deve ser resistente à radiação **UV** que incide na superfície frontal. Na maioria dos casos, esta protecção é conseguida através de uma placa de vidro temperado, feita de vidro branco de elevada transparência (vidro solar). A parte posterior poderá ser feita a partir de um vidro endurecido convencional ou de um placa opaca.

O encapsulamento **EVA** é utilizado maioritariamente para o fabrico de módulos especiais e standard. Podem ser fabricados módulos com dimensões inferiores a **2 m x 3 m**. Para módulos de maiores

dimensões a falta de estabilidade da célula durante o processo de laminagem (flutuação das células), dificulta a manutenção rigorosa da distância entre as células.

A escolha de diferentes substratos permite utilizar vários tipos de processos de laminagem durante o fabrico.

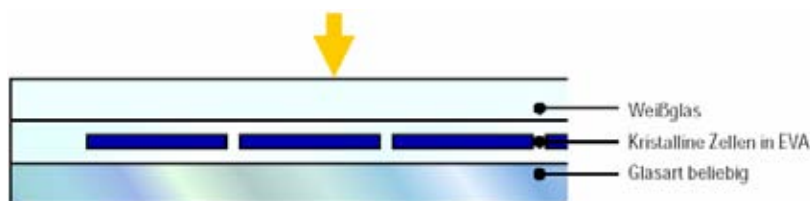


Figura 3.5 - Módulo vidro-vidro (EVA)

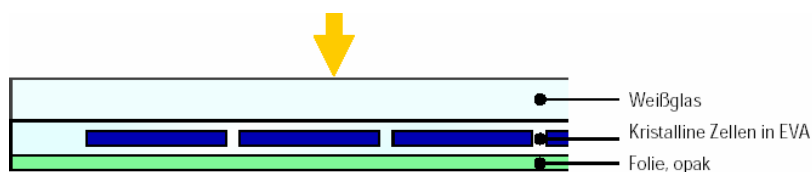


Figura 3.6 - Módulo vidro-película (EVA)

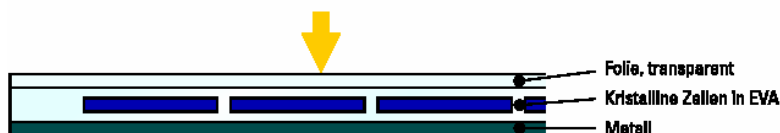


Figura 3.7 - Módulo metal-película (EVA)

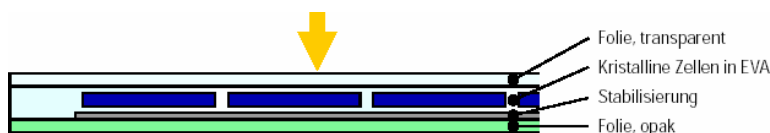


Figura 3.8 - Módulo película-película (EVA)

Encapsulamento em Teflon

Com o encapsulamento em **Teflon**, as células solares são circundadas por um fluoropolímero especial (**Teflon**), num processo semelhante ao anteriormente descrito. Em contraste com o encapsulamento **EVA**, as células solares encapsuladas assentam num substrato galvanizado e não requerem outra cobertura na face frontal. O **Teflon** é resistente aos raios **UV**, altamente transparente, repele a sujidade, não perde cor e tem uma superfície não-reflectiva. Nos módulos **Teflon**, a camada **Teflon** tem apenas **0,5 mm** de espessura e é boa condutora de calor. Esta característica permite que a célula seja arrefecida independentemente do local e do tipo de instalação. Como substrato pode ser utilizado uma folha convencional de vidro endurecido que satisfaça as necessidades estruturais, ou qualquer material opaco, como é o caso do metal, ardósia, cimento ou cerâmica. O encapsulamento **Teflon** é usado maioritariamente para módulos especiais produzidos em pequena escala (ex.: telhas solares).



Figura 3.9 - Módulo de Teflon

Encapsulamento em resina fundida

O encapsulamento em resina recorre a um processo de fundição, no qual as células solares são fixadas entre duas folhas de vidro, através de amortecedores adesivos. Os bordos das folhas são unidos com separadores transparentes e adesivos nas duas faces. A folha frontal consiste num vidro branco endurecido, de elevada transparência. A folha oposta consiste num vidro convencional endurecido, que satisfaz os requisitos estruturais. A cavidade resultante é preenchida com uma resina fundida fortemente transparente. O tipo de resina utilizada determina se é necessário ou não a solidificação da resina através da incidência de radiação **UV**. Este processo pode influenciar a escolha do tipo de material da placa posterior. Se for usada um tipo de resina que exige o uso de radiação **UV**, não será permitida a aplicação de vidros tingidos na face posterior, dado que a resina situada entre as células solares e a folha de vidro tingida não se solidificará.

O encapsulamento de resina fundida permite o fabrico de módulos com dimensões máximas de **2,5 m x 3,8 m**. A maior vantagem deste tipo de encapsulamento consiste na rigorosa posição das células, que permanece constante durante a fundição. Isto permite que se mantenham intervalos uniformes entre as células, mesmo para grandes módulos. O encapsulamento em resina é utilizado normalmente para módulos especiais tendo em vista a integração em edifícios (fachadas, coberturas de vidro e dispositivos de sombreamento).

A resina usada no fabrico dos módulos é também utilizada para a produção de superfícies envidraçadas com isolamento acústico. Por este motivo, um módulo encapsulado com resina fundida, tem propriedades atenuantes em termos da propagação do ruído.



Figura 3.10 - Módulo vidro-vidro (resina fundida)

Principais aspectos relacionados com o encapsulamento dos módulos de película fina

Existem poucas diferenças no que respeita o encapsulamento das células cristalinas. Os módulos monolíticos de película fina têm por base uma folha de vidro (substrato), que é revestida pelo material semiconductor. Não é possível usar vidro temperado como substrato, dado que as elevadas temperaturas que caracterizam o processo de deposição do semiconductor iriam comprometer a resistência do vidro. Caso o módulo acabado de película fina tenha que responder a determinadas exigências em termos de dureza e de comportamento em caso de fractura (por exemplo, numa fachada), o módulo deverá ainda incorporar uma adicional folha de vidro de segurança endurecido. Por este motivo, um módulo de película fina com vidro de segurança endurecido, consiste sempre em duas folhas de vidro.

Em face das diferentes tecnologias de revestimento que são usadas no fabrico das células de película fina, o material semiconductor poderá ser depositado no topo ou no lado oposto da folha de substrato, dependendo do substrato se encontrar na face frontal ou posterior (ver secção 3.1.1 encadeamento de células). A posição do material semiconductor afecta a possível estrutura do módulo.

Nos módulos monolíticos amorfos ou **CdTe**, a camada do semiconductor está assente no lado posterior do vidro do substrato. Isto permite que o vidro do substrato desempenhe também a função de protector contra os agentes atmosféricos. Com o encapsulamento **EVA**, estes módulos poderão ser revestidos na face posterior por uma folha de tedlar, de vidro convencional ou, caso a aplicação o imponha, de vidro de segurança endurecido.



Figura 3.11 - Módulo vidro-vidro (células amorfas/CdTe em EVA)

Nos módulos **CIS** e nos módulos amorfos com revestimento metálico, a camada semicondutora é aplicada, respectivamente, ao vidro do substrato e à película do substrato. O módulo **CIS** recebe uma adicional folha de vidro, para protecção contra os agentes atmosféricos, assim como uma folha de vidro de segurança endurecido, no caso de vir a ser necessário.

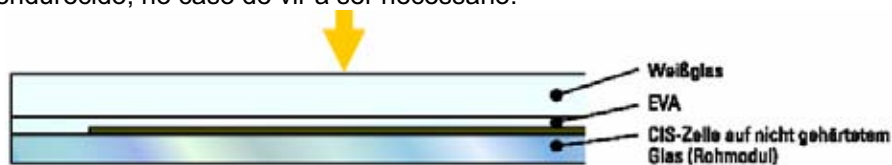


Figura 3.12 - Módulo vidro-vidro (Células CIS em EVA)

Enquanto que os módulos **CIS** possuem sempre duas lâminas de vidro, os módulos amorfos integrados em películas não utilizam qualquer tipo de vidro. Na face frontal, as unidades monolíticas dos módulos são envolvidas por um fluoropolímero que contém **EVA** (ver encapsulamento com Teflon), sendo estabilizadas na face posterior por um folheado de aço laqueado.

Quando se fabricam módulos de película fina com encapsulamento em resina, os vidros frontal e posterior do módulo não poderão ser usados como substratos das células de película fina, uma vez que são feitos de vidro termo-endurecido. Tal como acontece com as células mono e policristalinas, os módulos monolíticos de película fina são colocados e fundidos entre duas folhas de vidro modular. Por este motivo, este módulo vidro-vidro possui três folhas, sendo mais espesso do que os módulos vidro-vidro com células mono ou policristalinas de resina fundida.

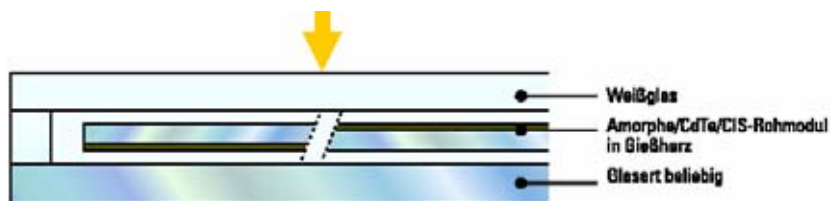


Figura 3.13 - Módulo vidro-vidro (Células de película fina em resina)

3.1.3 Tipos de módulos

Comercialmente, os módulos fotovoltaicos recebem várias classificações. O termo geral “módulo” é definido de forma mais precisa pelas qualidades específicas da unidade geradora.

Os módulos podem ser classificados da seguinte forma:

a) Em função do material celular:

- Módulos monocristalinos
- Módulos policristalinos
- Módulos de película fina (amorfos, CdTe e módulos CIS)

b) Em função do material de encapsulamento:

- Módulos Teflon
- Módulos de Resina Fundida
- (a classificação “módulo EVA” não é geralmente usada)

c) Em função da tecnologia de encapsulamento:

- Laminagem (com Eva ou com Teflon)

d) Em função da tecnologia do substrato:

- Módulos película-película (flexíveis)
- Módulos vidro-película (ou módulos de vidro-Tedlar)

Módulos metal-película
Módulos de plástico acrílico
Módulos vidro-vidro

e) Em função da estrutura da armação:

Módulos com armação
Módulos sem armação (módulos laminados)

f) Em função de funções específicas de construção:

Módulos de vidro de segurança endurecido
Módulos de vidro de segurança laminado
Módulos de vidro isolante
Módulos de vidro isolante para coberturas de vidro
Módulos de vidro laminado

Os módulos que são fabricados em processos de laminagem (encapsulamento EVA e Teflon), são também referidos como laminados. Dependendo do resto da estrutura do módulo, são conhecidos como laminados flexíveis, laminados película-vidro ou laminados vidro-vidro. Quando a designação “laminado” é utilizada a sós, refere-se aos laminados película-vidro. No entanto, os laminados podem em geral serem descritos como módulos sem armação. Na realidade, o termo apenas se refere à tecnologia de encapsulamento, sendo disponíveis com e sem armação.

Existem ainda as seguintes distinções, que serão mais à frente explicadas em detalhe:

- Módulo Standard
- Módulo Especial
- Módulo feito à medida

Módulos Standard

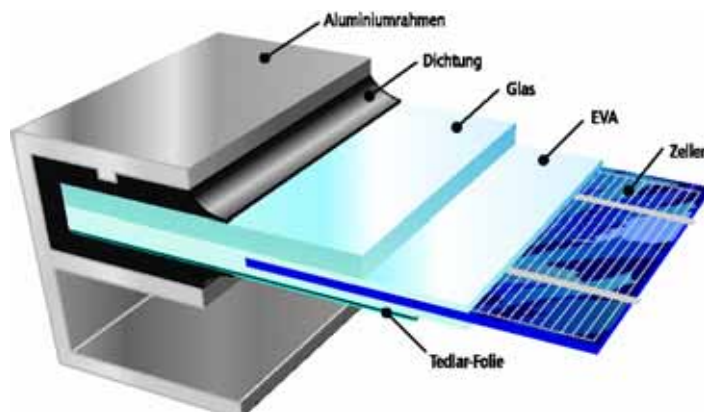


Figura 3.14 - Esquema da armação de um modulo standard

Os módulos standard ou convencionais são fabricados com o objectivo de obter a maior produção por metro quadrado, ao menor custo possível. Na sua maioria são laminados película-vidro encapsulados com **EVA**. Há módulos standard com e sem armações de alumínio. São aplicados sempre que não existam exigências especiais em termos de dimensão e forma, quer geralmente unidos a armações base standard, quer incorporados em sistemas de perfil que fazem parte integrante de edifícios. Um módulo standard típico é composto por **36 a 72** células e oferece uma potência nominal típica situada entre **50 e 140 Wp** (nas células cristalinas). As células encontram-se normalmente dispostas em quatro fileiras consecutivas, resultando num módulo rectangular com dimensões aproximadas de **1,00 m x 0,5 m**.

O menor desperdício de material, a maior simplicidade da montagem, a possibilidade de novos desenhos dos sistemas e por último, mas não menos importante, o valor estético, levam hoje a que os módulos standard sejam comercializados com potências nominais máximas de **340 Wp** (220 células) e dimensões

de **2,5 m x 1,25 m**. Mais à frente será possível encontrar-se uma visão geral do mercado dos módulos standard com e sem armação.



Figura 3.15 - Módulo standard sem armação [Solarfabrik]



Figura 3.16 - Módulo standard com armação photowatt

Módulos especiais

Os módulos especiais são módulos produzidos em massa para determinados propósitos. Nestes casos poderão ser utilizados materiais ou armações específicas. Como exemplo incluem-se todas as aplicações de pequena escala, e os módulos leves utilizados em veículos solares, barcos, campos e telhas solares. Estas últimas requerem uma armação que assegure a protecção do telhado no que se refere à chuva e à neve.



Figura 3.17 - Luz de aviso de obras na estrada



Figura 3.18 - Módulo flexível
Fotografia: Solarwatt



Figura 3.19 - Telha solar Terra Piatta

Fotografia: Pfeiderer

Módulos específicos

Os módulos específicos são módulos que são fabricados especialmente para uma determinada aplicação. Poderá ser uma fachada fria ou quente, ou uma cobertura de vidro de um edifício. O local da aplicação determina a estrutura do módulo, a dimensão e a forma. As possibilidades de desenho para os módulos específicos, serão descritas com maior detalhe na próxima secção.



Figura 3.20 - Produção de um modulo específico em forma de trapézio

Fotografia: Flabeg

3.1.4 Opções de desenho para os módulos fotovoltaicos

Os módulos solares podem ser integrados de forma harmoniosa na envolvente dos prédios, pelo que não devem ser considerados apenas como componentes que geram energia eléctrica, mas também como um versátil material de construção. Este tipo de aplicação requer módulos de aspecto diversificado e com qualidades funcionais diversas, por forma a corresponder ao que é pretendido para a zona de implantação. O mercado fotovoltaico oferece uma ampla gama de soluções de desenho, que vão ao encontro da maioria das exigências do sector da construção civil.

Encontra-se disponível no mercado uma grande variedade de módulos standard e especiais. Com os módulos standard, os projectistas podem escolher entre vários tipos de células, dimensões e estruturas de armação. Dependendo da aplicação, existe também uma larga gama de módulos especiais. O que estes dois tipos de módulos têm em comum, é que são comercializados como produtos acabados, oferecendo aos projectistas a oportunidade de escolha, mas não lhes permitindo alterar a sua aparência final.

Em contraste, os módulos específicos são fabricados apenas por encomenda. Os dois componentes principais que formam os módulos fotovoltaicos – as células solares e o vidro, oferecem ao técnico inúmeras possibilidades de desenho. Para além de poder escolher o tipo de células e a sua distribuição, os diferentes atributos das superfícies envidraçadas permitem criar módulos multifuncionais, podendo oferecer soluções feitas à medida que vão ao encontro das especificidades arquitectónicas dos edifícios.

As possibilidades de desenho dos módulos específicos incluem:

- Tipo de célula
- Cobertura da célula
- Formato da célula
- Face de contacto da célula
- Face posterior da célula
- Dimensão do vidro
- Formato do vidro
- Tipo de vidro

A aparência final do módulo é determinada pelo modo em que se combinam estes parâmetros. Por isso, em conjunto com o fabricante de módulos, os projectistas podem criar módulos individuais com diferentes:

- cores (dependendo do tipo de célula, da face posterior, da face de contacto e do tipo de vidro)
- transparência (ver distribuição da célula)
- flexibilidade: podem construir-se módulos curvos com um raio de curvatura mínimo de **0,9 m**, a partir de células solares cristalinas, nas quais as células são encaixadas entre as folhas curvas ou, então, os módulos acabados são curvados. Os módulos de película fina são permanentemente flexíveis e enroláveis quando são depositados sobre substratos maleáveis.



Figura 3.21 - Módulo específicos de vidro curvo O módulo vidro-vidro (resina fundida) curvado em frio é mantido em tensão através de tirantes
Fotografia: Saint Gobain

Tipo de célula

Existe uma grande oferta de células no mercado. O que à primeira vista parece ser uma gama uniforme, após um exame mais apurado revela uma diversidade considerável. As células cristalinas diferem de acordo com os processos de fabrico, na sua:

- estrutura (homogénea, cristalina),
- forma (rectangular, quadrada, semi-quadrada, arredondada),
- dimensão (10cm x 10cm, 12,5cm x 12,5cm, 15cm x 15cm),
- cor (azul, preta). O uso de revestimentos especiais anti-refletivos, permite obter cores como a magenta, o dourado, o castanho e o verde. No caso de se omitir o revestimento anti-reflectivo, obtém-se uma cor de cinza prateado.

•

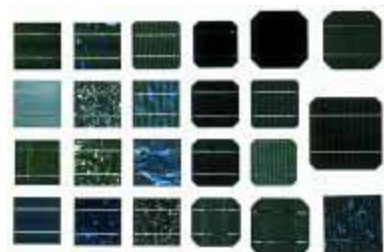


Figura 3.22 - Várias células cristalinas
Fotografia: Flabeg

As células de película fina não estão limitadas a dimensões standard das pastilhas, mas sim à dimensão do vidro do substrato. Dado que o substrato é completamente coberto pelas células solares, não existe a rede de células nem os circuitos de corrente típicos dos módulos cristalinos. No seu lugar, a superfície solar é homogénea e unicolor. Só num exame mais aprofundado podem ser observadas as linhas divisórias entre as tiras celulares. A cor é determinada pelo material da célula (**a-Si**, **CIS** ou **CdTe**). Os formatos típicos dos módulos são **1,20 m x 0,60 m** ou **1,00 m x 0,60 m** (conforme o fabricante). Para o fabrico de maiores módulos, com dimensões máximas de **2,00 m x 3,00 m**, as células de película fina são divididas em diferentes grupos de células, durante a deposição do material e, de seguida, combinadas no módulo.

Outra característica associada à tecnologia da película fina consiste na capacidade de fabrico de células solares flexíveis em substratos maleáveis.

Uma descrição mais detalhada dos vários tipos de células e a sua aparência pode ser encontrada no capítulo 2.



Figura 3.23 - Células solares CIS
Célula: Würth Solar



Figura 3.24 - Células de silício Amorfo
Célula: RWE Solar



Figura 3.25 - Células solares CdTe
Célula: Antec Solar

Distribuição das células

Nos módulos vidro-vidro, existe uma considerável liberdade de escolha em termos de desenho, conforme a posição das células e a possível interacção entre a estrutura, a sombra e a luz. Com módulos mono e policristalinos, o espaçamento entre as células e a distância à margem do vidro, podem ser definidos livremente. Isto permite o controlo específico da transparência (em termos de luz e de energia) e a possibilidade de jogar com o efeito luminoso resultante. Se um módulo solar cristalino tiver de ser uniformemente transparente, recomenda-se a utilização de módulos semitransparentes semelhantes aos módulos baseados em células **POWER**.



Figura 3.26 - Fábrica de células solares da Shell em Gelsenkirchen, Alemanha

Na superfície envidraçada do hall de entrada da fábrica de células solares da Shell (à esquerda da fotografia), as células solares foram distribuídas em tiras criando compridas e estreitas bandas de luz.

Na superfície envidraçada da área de conferências do Ministério Federal de Economia Alemão, as células foram densamente distribuídas por forma a conseguir suficiente sombreamento nas salas (figura 3.27). Pelo contrário, na cúpula de vidro do edifício da Câmara de Monthey, foi escolhida uma distância de **3-4 cm** entre as células para permitir a entrada de luz no edifício.



Figura 3.27 - Ministério Federal de Economia em Berlim
Módulos: Flabeg solar

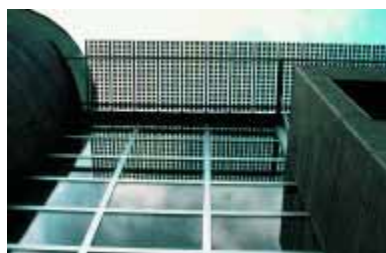


Figura 3.28 - Câmara Municipal da Cidade de Monthey, Suíça
Módulos: Flabeg solar

Nos módulos de película fina, a semitransparência também é criada com adicionais ranhuras perpendiculares à tira celular. Neste caso, o material celular é retirado em estreitas tiras, de modo a que a luz possa entrar através destes canais. Isto cria um padrão finamente entalhado que proporciona aos módulos de película fina uma transparência uniforme e de cor neutra.

Num corredor de acesso da Universidade de Ciências Aplicadas em Trier-Birkenfeld, Alemanha, o vidro isolante convencional é alternado com módulos amorfos semitransparente de vidro isolante com uma transmissão luminosa máxima de **10 %**.



Figura 3.29 - Universidade de Ciência Aplicada Trier-Birkenfeld, Alemanha
Módulos: RWE Solar

Formato das células

As células cristalinas são normalmente quadradas, semiquadradas ou quadráticas. Por este motivo podem ser facilmente distribuídas nos módulos rectangulares. No caso dos módulos se desviarem da forma rectangular, em resultado das exigências da fachada (por exemplo), colocam-se duas possibilidades em termos da disposição da célula ao longo das margens diagonais do módulo: ou são recuadas ao longo da margem diagonal ou são cortadas em paralelo com esta. Esta última hipótese reduz a corrente que atravessa a célula, pelo que não será possível a sua ligação em série com as restantes. Permanecem assim inactivas do ponto de vista eléctrico. A aparência visualmente homogénea deste módulo, acarreta necessariamente custos adicionais em relação à alternativa do recuo da célula.

As células de película fina comportam-se de modo muito semelhante. O processo computadorizado de corte do vidro permite a criação de formatos diagonais ou arredondados. Contudo, a superfície activa do semiconductor é sempre rectangular. Por exemplo, nos módulos assimétricos a potência é determinada pela maior área possível rectangular, uma vez que a zona exterior a esta área não é activa do ponto de vista eléctrico. No entanto, não é possível distinguir as duas áreas visualmente.



Figura 3.30 - Banco Rural de Bayer (Bayerische Landesbank) em Munique, Alemanha
Módulos com células recortadas. Saint Gobain



Figura 3.31 - Enecolo, Den Haag, Holanda
Módulos com células recuadas: Saint Gobain

Face posterior da célula

Os espaçamentos entre as células proporcionam oportunidades interessantes em termos de efeito visual. Nos laminados película-vidro, a película posterior (**Tedlar**) poderá ser colorida ou transparente.



Figura 3.32 - Módulos vidro-película com contactos frontais pretos e película posterior preta de polyester Tedlar, na igreja de Riethnordhausen perto de Erfurt, na Alemanha (classificado como monumento histórico)



Figura 3.33 - Módulos semitransparentes para protecção solar no telhado em forma de dente de serra de uma casa particular (Jakob-Kaiser-Haus) em Berlim, Alemanha
Módulos vidro-Tedlar: Sólón

Contactos frontais

É possível, por um baixo custo, variar o padrão e a cor das linhas de contacto (ver secção 2.4.1 “Contactos frontais”). Em vez do contacto standard de cor prateada, as pistas condutoras dos módulos cristalinos podem ser tingidos por forma a combinar com a cor da célula, resultando numa impressão visual homogénea.

Dimensão do vidro

Os módulos standard estão disponíveis em vários formatos e dimensões. As áreas de superfície preferidas variam entre **0,5 e 2,5 m²**, uma vez que são as mais manipuláveis, quer em termos de montagem, quer em termos eléctricos.

No caso dos módulos específicos, é possível fabricar módulos com dimensões máximas de **2,5 mx3,8 m** (módulos de maiores dimensões são tecnicamente viáveis, acarretando contudo um aumento exponencial de custos). Por este motivo, estes módulos permitem respeitar os requisitos arquitectónicos e revestir fachadas geometricamente complexas.



Figura 3.34 - Módulos de 4m de comprimento e 1m de largura no telhado em forma de dente de serra do Museu Arqueológico de Herne, Alemanha
Módulos: Flabeg Solar

Formato do vidro

Geralmente as lâminas de vidro podem ser fabricadas com vários formatos (triângulos, trapézios, curvas). Contudo, deve-se ter em conta que, em comparação com os módulos standard, estes específicos formatos acarretam um aumento de custos, muitas vezes desproporcionado.

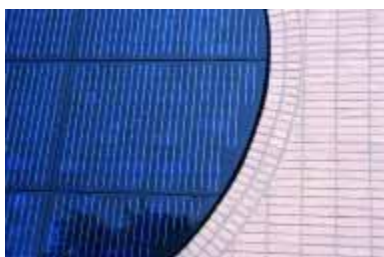


Figura 3.35 - EnergieNed, Arnheim, Holanda Laminados curvos: Creaglass

Tipo de vidro

A cobertura frontal deve ser de material muito transparente. A superfície do vidro por si só proporciona um vasto campo de acção em termos de desenho, e pode ser executada, por exemplo, como vidro estrutural ou como superfície ondulada semelhante a uma casca de laranja.

A cobertura posterior pode também ser utilizada como um elemento de desenho. Praticamente todos os vidros produzidos pela indústria vidreira podem ser empregues nos módulos vidro-vidro. Os módulos fotovoltaicos podem ser modificados ou fabricados com o propósito de proporcionar características adicionais de construção, nomeadamente protecção solar, isolamento acústico e isolamento térmico. Por este motivo, cumprem normalmente com o que é estipulado para os componentes externos dos edifícios.

- **vidros coloridos na massa** (Ver Doxford Park, capítulo 8);
- **vidro tingidos**, no qual a capa cerâmica colorida é aplicada na face posterior;
- **vidro serigrafado**, com vários motivos e cores (ver a fachada da Praça Helene-Weigel, capítulo 8);

- **vidro reflectivo**, no qual a face posterior é revestida com uma capa de óxido metálico reflectivo (ver a fachada Ökotec, capítulo 8);
- **vidro de controlo solar**, recoberto na sua face posterior por camadas selectivas de óxido metálico, que reflectem a radiação solar de onda comprida. Em contraste, a luz visível entra praticamente sem obstáculos através do vidro, de modo que o interior do edifício se mantém brilhante, mas fresco no Verão (ver a fachada Berufsgenossenschaft Holz, capítulo 8);
- **vidro acústico**, com um elevado efeito de isolamento acústico em resultado da sua estrutura (ver Arena, capítulo 8);
- **vidro de segurança laminado**, que consiste em duas folhas de vidro unidas por uma película plástica de polivinil butiral (PVB). Em caso de estilhaço, a camada de junção mantém os fragmentos do vidro unidos à estrutura. Enquanto vidro de segurança, permite o uso de módulos em coberturas envidraçadas (ver capítulo 8 “Estruturas de vidro no tecto”);
- **vidro isolante**, consiste em pelo menos duas folhas sobrepostas, nas quais o espaço entre elas é preenchido com gás. Garante o isolamento térmico do edifício. A camada interna também pode ser escolhida livremente;
- **vidro isolante para uso em coberturas** (tectos quentes) com uma lâmina interna de vidro laminado de segurança.



Figura 3.36 e Figura 3.37

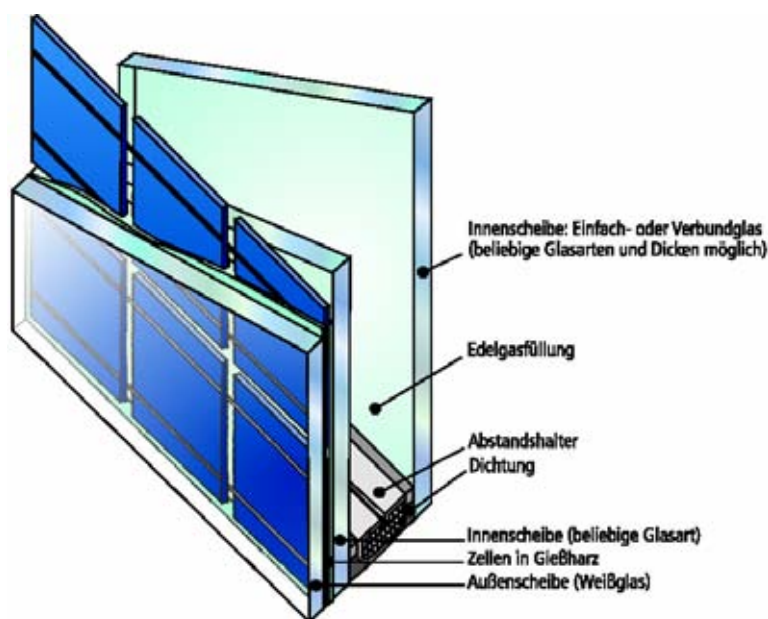


Figura 3.38 - Estrutura de um modulo específico usando vidro isolante [Flabeg Solar]

Módulos específicos feitos de plástico acrílico

A utilização de plástico acrílico oferece outras hipóteses interessantes de desenho. Com os instrumentos adequados, o plástico acrílico pode ser facilmente serrado, furado e polido, permitindo assim a criação de módulos em qualquer formato. Podem ser dobrados em frio e moldados a quente. O raio mínimo de curvatura em frio para a distribuição de células de **10 cm x 10 cm**, é **350** vezes a espessura da folha acrílica mais forte. A folha acrílica posterior pode ser colorida, serigrafada ou pintada.

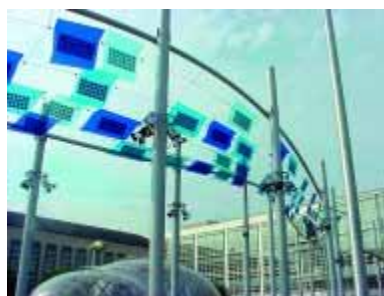


Figura 3.39 - IAA International Motor Show em Frankfurt 1999, Alemanha
Módulos de vidro acrílico: Sunovation

Módulos específicos com as células fotovoltaicas intercaladas entre as placas de vidro isolante

Entre as múltiplas interessantes utilizações dos módulos vidro-vidro, destaca-se a protecção contra a radiação directa e os efeitos de sombra providenciados pelas células intercaladas entre as placas de vidro. O espaçamento entre as células permite aproveitar efeitos sinérgicos, dado que, para além de gerar electricidade, regula a intensidade da luz que penetra no espaço interior, e em simultâneo fornece isolamento térmico através do vidro isolante. A superfície envidraçada isolante protege as células solares da sujidade e da acção dos agentes atmosféricos. No entanto, parte da radiação solar perde-se, uma vez que tem de passar através de duas folhas de vidro antes de atingir as células solares.

Os módulos de silício amorfo têm uma potência específica aproximada de **50 W** por **m²**. A presença de células amorfas indica que a eficiência só será ligeiramente reduzida nas elevadas temperaturas sentidas no interior das folhas de vidro isolante. É possível obter dimensões máximas de um metro de largura e de três metros de altura. Para um espaço de **29 mm** entre as folhas e uma espessura mínima de **6 mm** para cada folha de vidro, o conjunto tem uma espessura mínima de **41 mm**.



Figura 3.40 - Módulos de vidro isolante com células amorfas intercaladas
Módulos: Syglas GmbH



Figura 3.41 - Efeito de luz e de sombra provocado pelas células (janelas envidraçadas da esquerda e da direita). Os envidraçados do centro são módulos de vidro isolante com células solares POWER integradas
Imagem: Solon AG, Zwickert

Projecto BIMODE

Na Academia de Artes de Meios (KHM) em Colónia, Alemanha, uma equipa interdisciplinar dos campos da arte, arquitectura, indústria e investigação, desenvolveram propostas de desenho nas quais alteraram o formato, a cor e a dimensão das células cristalinas, a geometria dos caminhos da condução eléctrica e o formato dos módulos. Este projecto foi finalizado em Junho de 1999, e contou com a participação das seguintes entidades: BP Solar (Alemanha), a Bayer AG (Alemanha), a Ove Arup & Partners (Reino Unido), a Teulades i Facanes Multifunctionals (Espanha) e o Instituto de Energia Solar (Espanha). De seguida são apresentados três dos desenhos desenvolvidos no projecto.

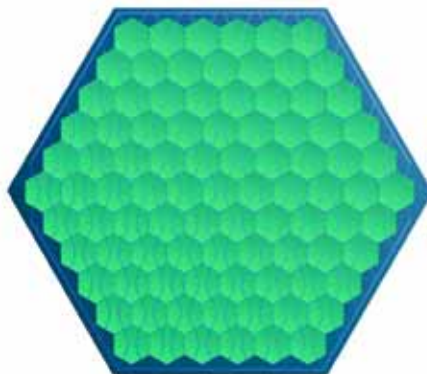


Figura 3.42 - Módulos com células hexagonais
Desenho: Astrid Schneider

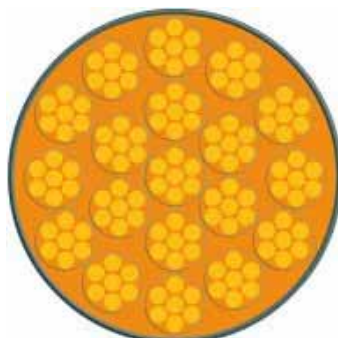


Figura 3.43 - Módulos redondos com células redondas
Desenho: Jurgen Claus

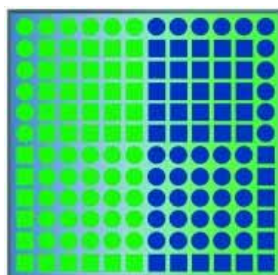


Figura 3.44 - Módulos com células redondas e quadradas
Desenho: Jürgen Claus

3.1.5 Contactos eléctricos do módulo e caixas de junção

Para o encaminhamento dos condutores que provêm das células fotovoltaicas, desde o material implantado até ao exterior, é necessário furar a parte posterior do módulo, sendo fixada uma caixa de junção, junto dos pontos de entrada dos cabos. A caixa de junção do módulo deve ter uma protecção mínima de **IP 54** e uma classe **II** de protecção. Na montagem deve ter-se o máximo de cuidado para

evitar a penetração de água. Para tal utilizam-se canais circulares de escoamento (ver secção 9.2). Outra hipótese para a saída dos condutores, consiste em encaminhar os condutores ao longo do bordo exterior do vidro. O tipo de cabo escolhido é determinado em função do tipo de instalação.



Figura 3.45 - Saída dos cabos com a caixa de junção do módulo no lado posterior



Figura 3.46 - Saída lateral dos cabos equipados com fichas de encaixe



Figura 3.47 - Saída dos cabos ao longo do rebordo do vidro

3.1.6 Símbolos eléctricos

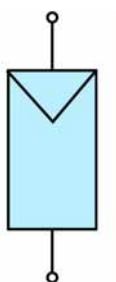


Figura 3.48

Este símbolo eléctrico é utilizado para:

- uma célula solar
- uma série de células solares
- um módulo fotovoltaico
- uma fileira de módulos fotovoltaicos
- um campo fotovoltaico
- um gerador fotovoltaico

3.1.7 Curvas características dos módulos

Conforme referido na secção 3.1.1, as várias células solares são interligadas por forma a aumentar a potência total útil. Nesse sentido temos duas possibilidades: a interligação de células em série ou em paralelo. Nos módulos fotovoltaicos, as células solares encontram-se ligadas maioritariamente em série até perfazer os níveis de tensão pedidos. O diagrama seguinte demonstra a mudança nos parâmetros eléctricos e nas curvas características, quando são ligadas três células solares em série. Observa-se que a tensão da célula aumenta enquanto que a intensidade da corrente permanece inalterada.

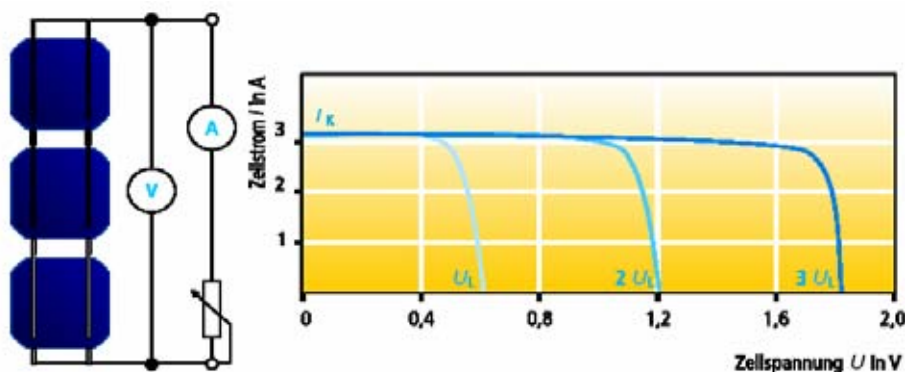


Figura 3.49 - Curva I-U para três células solares ligadas em série

As aplicações autónomas foram as primeiras aplicações terrestres de sistemas fotovoltaicos. Nessa época os acumuladores convencionais de **12 V** eram comuns, sendo directamente carregados pelos módulos. Por esta razão escolheu-se inicialmente uma tensão de **17 V** para os módulos fotovoltaicos, pois garantia uma carga óptima do acumulador. Este nível de tensão era conseguido com a ligação em série de **36 a 40** células solares de silício cristalino. Uma vez que nessa altura o mercado fotovoltaico se concentrava na produção exclusiva destes módulos, acabaram por ficar conhecidos como “módulos standard”. O diagrama a seguir ilustra a curva de corrente-tensão e a curva de potência-tensão para um módulo standard típico. As curvas características resultam da ligação em série de **36** células solares.

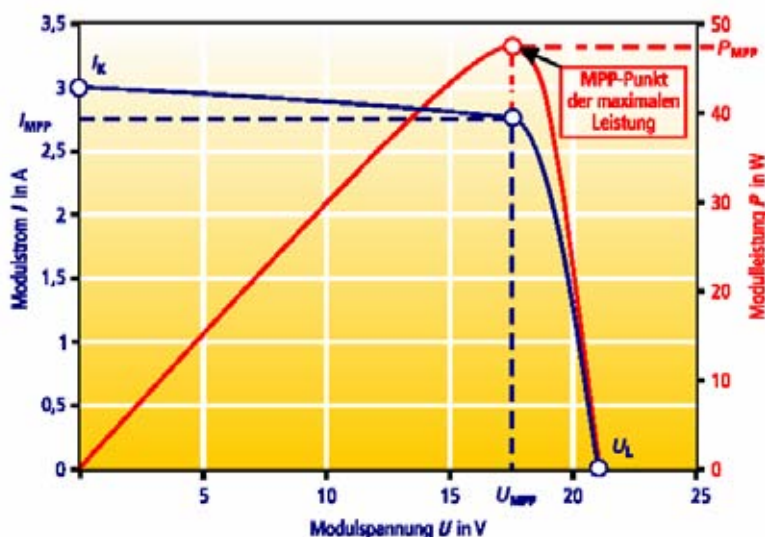


Figura 3.50 - Curvas características para um módulo standard com 36 células

Para além da clássica ligação em série das células solares, nos módulos de maior potência é estabelecida a ligação em paralelo entre duas ou mais fileiras de **36** células cada. A figura 3.51 ilustra a mudança nas curvas I-U quando as três células solares estão ligadas em paralelo. Neste caso, a tensão permanece inalterada e a corrente é aumentada.

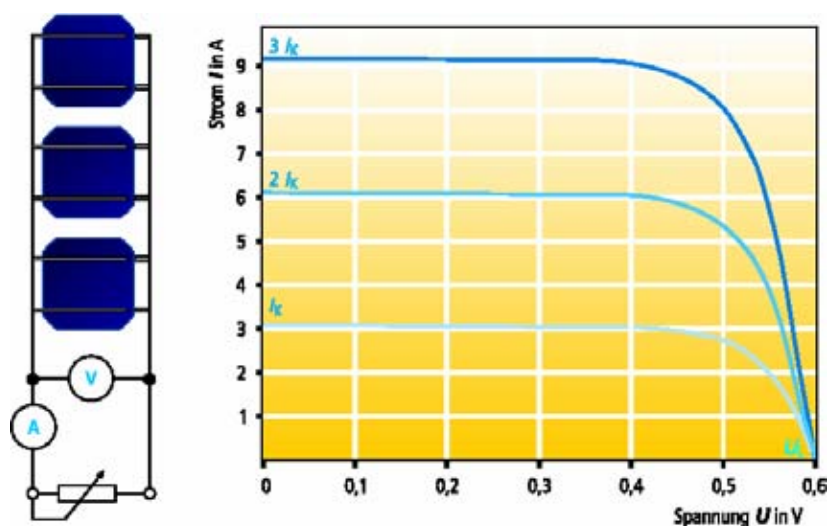


Figura 3.51 - Curvas I-U para três células solares ligadas em paralelo

3.1.8 Parâmetros do módulo

Os parâmetros eléctricos dos módulos fotovoltaicos são determinados pelos fabricantes nas condições de referência **CTS** (ver secção 2.5.2). A corrente de curto-circuito I_{sc} , a tensão de circuito aberto U_{oc} e o índice máximo de potência P_{max} ou P_{MPP} , são especificados para os módulos solares com uma margem de tolerância inferior a $\pm 10\%$.

Na realidade estas condições ocorrem muito raramente. Mesmo no caso do sol brilhar com a intensidade especificada, a temperatura da célula será sempre superior a **25 °C**. Por este motivo é muitas vezes especificada a temperatura nominal de funcionamento da célula do módulo (NOCT). Esta temperatura da célula é determinada para um nível de irradiância de **800 W/m²**, uma temperatura ambiente de **20 °C** e para uma velocidade do vento de **1 m/seg**. A partir destes dados podem ser determinados os coeficientes térmicos da corrente e da tensão. A tabela seguinte ilustra uma ficha técnica típica de um módulo fotovoltaico monocristalino. Para além das especificações eléctricas, também é fornecida informação sobre as dimensões, o peso, os valores limite de pressão térmica e mecânica e a dependência da temperatura.

Tabela 3.1 - Ficha Técnica de um módulo fotovoltaico

Módulo solar monocristalino SM110 / SM100				
Parâmetros Eléctricos	Símbolos	Unidade	SM110/SM110-24	SM100/SM100-24
Potência Nominal	Pn	Wp	110	110
Tolerância de Potência	ΔP	%	+ 5	+ 5
Potência mínima	Pmin	Wp	100	90
Corrente nominal	IMPP	A	6,3 / 3,15	5,9 / 2,95
Tensão Nominal	UMPP	V	17,3 / 35,0	17,0 / 34,0
Corrente de Curto-circuito	Icc	A	6,9 / 3,45	6,5 / 3,25
Tensão de Circuito Aberto	Uco	V	21,7 / 43,5	21,0 / 42,0
Tensão máxima admissível	Mmax	V	1000	1000
Eficiência	η	%	12,7	11,5

Parâmetros Térmicos	Unidade	SM110/SM110-24 SM100/SM100-24
NOCT	°C	45 + 2
Coeficiente térmico da corrente de curto-circuito	%/K	+ 0,04
Coeficiente térmico da tensão de circuito aberto	%/K	- 0,34
Temperatura máxima admissível do módulo	°C	de -40 a + 85
Temperatura ambiente máxima:		
Módulo exposto à radiação solar	°C	de -40 a + 50
Módulo sombreado (temperatura de armazenamento)	°C	de -40 a + 85

Outros dados e características	Unidade	
Pressão na superfície	N / m ²	2.400
Torção mecânica máxima		1,2
Humidade a 85°C	%	85 relativo
Impacto de granizo/ Pedras de granizo	mm m/s	Ø 25 V=23
Comprimento x largura x profundidade	mm	1.316 x 660 x 40
Peso	Kg	11,5
Garantia de resultados	Anos	25 anos
Classe de protecção		II
Certificação		CEC 503, IEC 61215, UL 1703

Embora a informação desta ficha técnica seja muito detalhada em comparação com a de outros fabricantes, faltam alguns dados que são recomendados pelo projecto de norma **DIN EN 50380** “*fichas técnicas e informação da placa dos módulos fotovoltaicos*” e pela **IEC 62145 Ed. 1** “*especificação sem detalhe*”. Referimo-nos, em particular, às características eléctricas para baixos níveis de radiação (com condições **NOCT** e com **200 W/m²** e **25 °C**) e à corrente inversa máxima admissível. Estes valores não só proporcionam indicações valiosas em termos de desempenho para projectistas e instaladores, como também resultados de simulação mais rigorosos em termos da produção total de energia do sistema. Por estes motivos espera-se que os fabricantes passem a fornecer esta informação na ficha técnica, cumprindo o estabelecido no projecto de norma **DIN EN 50380**.

3.1.9 Características eléctricas de módulos fotovoltaicos cristalinos

Em contraste com outras tecnologias, os sistemas fotovoltaicos raramente operam em condições nominais de funcionamento. O funcionamento nominal apenas ocorre nas condições de referência **CTS**. O desempenho e as curvas características dos módulos fotovoltaicos, dependem da temperatura das células e da intensidade da radiação incidente, pelo que os módulos funcionam normalmente em regime de carga parcial. A intensidade da corrente que atravessa o módulo, é praticamente proporcional à variação da irradiância ao longo do dia. Quando a irradiância desce para metade, a electricidade produzida reduz-se também para metade.

Por outro lado, a tensão **MPP** permanece relativamente constante com as variações da radiação solar. Na figura 3.52, pode-se observar que para um módulo standard de **50 Wp**, a alteração máxima da tensão **MPP** produzida pelas variações da irradiância é de aproximadamente **4 V**. Contudo, dado que a maioria dos sistemas fotovoltaicos possuem vários módulos fotovoltaicos ligados em série, a tensão **MPP** poderá flutuar dentro de um intervalo de **40 V**, sob a influência das variações da radiação. Para

fracos níveis de radiação (apenas alguns W/m^2) a tensão cairá. Os inversores passam então a operar ao nível da tensão correspondente, isto é, o ponto operacional do inversor para baixas irradiâncias deixa de ser o **MPP**.

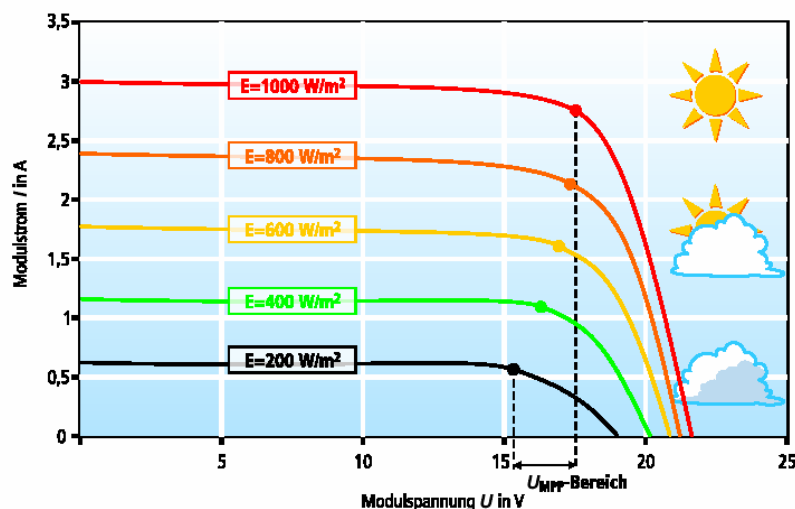


Figura 3.52 - Curvas I-U do módulo para diferentes irradiâncias, a uma temperatura constante

A tensão do módulo é principalmente afectada pela temperatura da célula. O desvio da tensão para um módulo ventilado de **50 Wp** sob condições **CTS**, pode elevar-se a **-8 V** no Verão e a **+10 V** no Inverno. As variações da tensão do módulo determinam a tensão do sistema e, consequentemente, têm uma forte influência na concepção do sistema fotovoltaico. Deve existir um especial cuidado com o aumento da tensão que se verifica para baixas temperaturas. Quando se encontram vários módulos ligados em série, esta condição poderá causar um nível de aumento da tensão (poderá ser superior a 100 V) que leve a que seja ultrapassada a tensão máxima permitida pelos dispositivos situados a jusante.

As variações de temperatura não têm um efeito significativo na corrente, verificando-se apenas um ligeiro aumento com o aumento da temperatura.

No Verão, a redução da potência útil do módulo fotovoltaico para altas temperaturas, pode elevar-se a **35%**, em comparação com as condições de referência (conforme figura 3.54). Por forma a minimizar esta perda de potência, os módulos fotovoltaicos devem poder dissipar este excesso de calor para o exterior (suficiente ventilação).

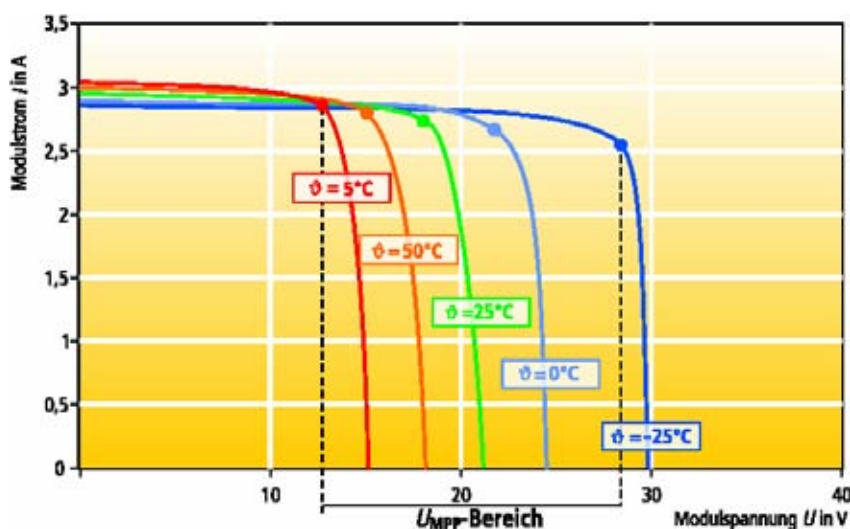


Figura 3.53 - Curvas I-U do módulo para diferentes temperaturas e para uma irradiância constante de 1.000 W/m^2

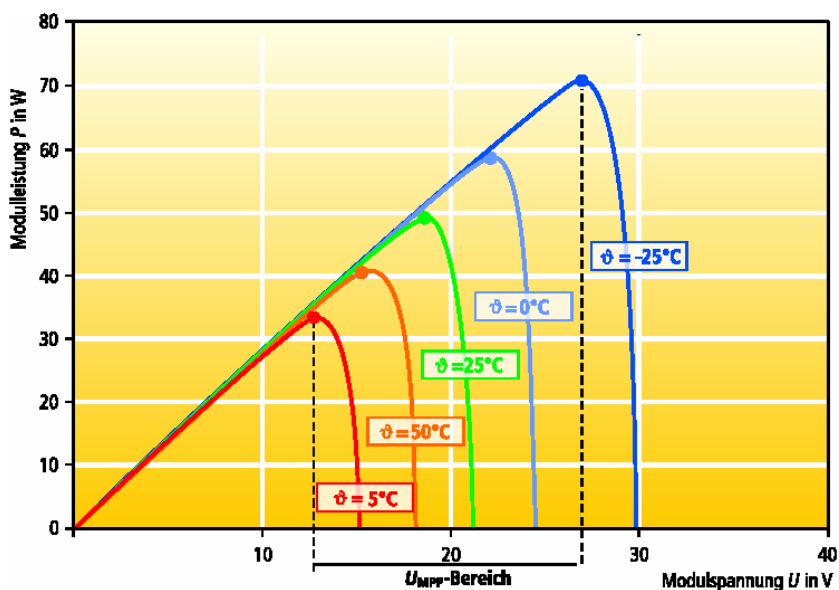


Figura 3.54 - Potência do módulo para diferentes temperaturas e para uma irradiância constante de 1.000 W/m^2

Para além das características nominais (CTS), são frequentemente especificados nas fichas técnicas dos módulos fotovoltaicos, os coeficientes térmicos da tensão e da corrente em valor percentual (**mV** ou **ma** por $^{\circ}\text{C}$). Isto permite calcular o desempenho eléctrico para qualquer temperatura. No caso de não ser fornecido qualquer informação sobre os coeficientes de temperatura, poderá sempre ser utilizado o gráfico a seguir, que é aplicável para módulos de silício cristalino, e que permite determinar os respectivos parâmetros em função da variação da temperatura.

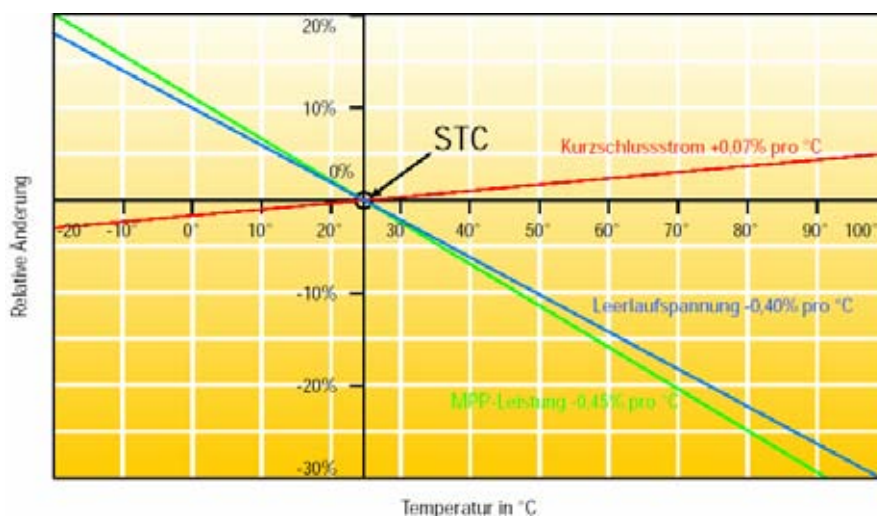


Figura 3.55 - Dependência térmica das características eléctricas dos módulos fotovoltaicos

A certificação do módulo conforme o estipulado nas normas **IEC 61215** e o **DIN EN61215** (ver secção 3.1.12), implica que os coeficientes térmicos da tensão de circuito aberto e da corrente de curto-circuito sejam medidos. O coeficiente térmico da potência **MPP** normalmente não é medido, mas determinado através do processo de cálculo previsto na normas **IEC 60891** e **DIN EN 60891**.

Nos módulos cristalinos podem ser especificados os seguintes coeficientes:

Tabela 3.2

Dados: informação do fabricante, LEEE-TISO, TÜV e dados de medida do ECN

Coeficiente térmico típico	Módulo de silício cristalino
Para a tensão de circuito aberto	-0.30 a -0.45 $\%/^{\circ}\text{C}$
Para a corrente do curto-circuito	-0.02 a -0.08 $\%/^{\circ}\text{C}$
Para a potência MPP (CTS)	-0.37 a -0.52 $\%/^{\circ}\text{C}$

Num dia típico de Verão, para um nível de irradiância de 800 W/m^2 e uma temperatura ambiente de 20°C , as células de um módulo livre estão a uma temperatura situada em torno dos 42°C . A temperatura operacional é fundamentalmente influenciada pelas condições térmicas ambientais, que por sua vez podem diferir em função do tipo de instalação e de montagem do gerador fotovoltaico. Desenvolvem-se maiores temperaturas para um sistema fotovoltaico integrado no telhado, do que para um sistema bem ventilado. Na figura 3.56, as barras vermelhas ilustram o aumento da temperatura de um gerador fotovoltaico em relação à temperatura ambiente, quando a irradiância que incide na superfície do módulo é de 1.000 W/m^2 . A redução total da energia produzida em resultado do aquecimento do módulo surge na forma das barras azuis.

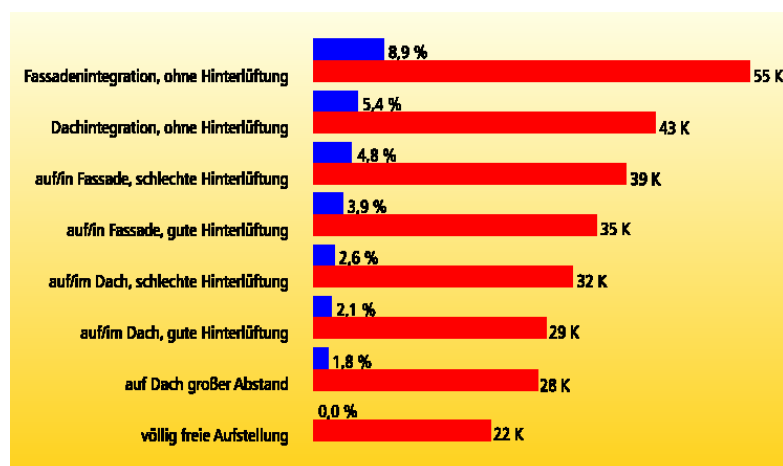


Figura 3.56 - Aumento da temperatura e redução da produção anual para vários tipos de sistemas de montagem dos geradores fotovoltaicos

Fonte: *Proceedings* do seminário: Geradores fotovoltaicos para pequenos sistemas e dispositivos, ISE 1997

Em resumo pode-se afirmar que, em face das diferentes condições de irradiância e de temperatura, um sistema fotovoltaico raramente entrega a sua potência nominal, sendo na generalidade das situações consideravelmente inferior.

3.1.10 Pontos quentes, díodos de derivação e sombreamento

Sob certas condições operacionais, uma célula solar sombreada pode aquecer a tal extremo, que o material celular fique danificado. Origina-se assim o que é designado por um ponto quente. Isto pode acontecer, por exemplo, quando flui uma corrente inversa relativamente elevada através da célula solar.

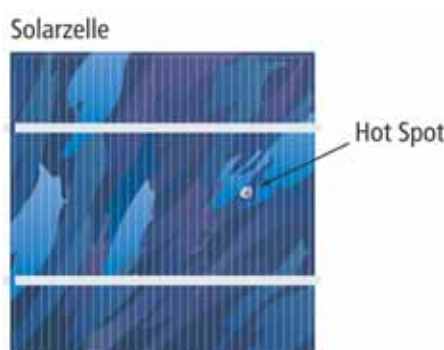


Figura 3.57 - Célula solar com ponto quente

Consideremos, em primeiro lugar, as condições normais de funcionamento apresentadas na figura 3.58. A corrente gerada nas células solares é utilizada por uma carga (resistência R).

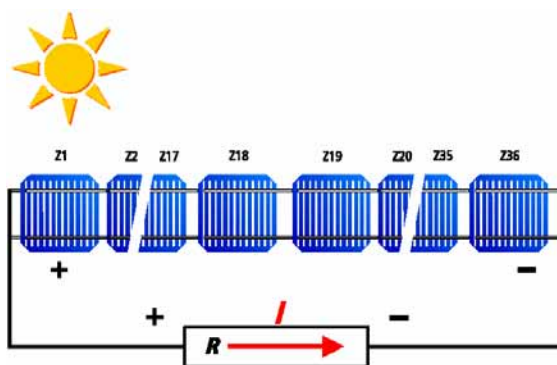


Figura 3.58 - Módulo fotovoltaico com carga

Se cair uma folha no módulo solar, de tal modo que uma célula solar (C36 na figura 3.59) fique totalmente obscurecida, esta célula passará a estar inversamente polarizada, actuando como uma carga eléctrica e convertendo a energia eléctrica em calor. Se a corrente que a atravessa for suficientemente elevada, poderá resultar o ponto quente já mencionado. A maior intensidade de corrente que pode fluir através da célula, é a corrente do curto-circuito. As correntes de curto-circuito ocorrem com frequência nos sistemas fotovoltaicos autónomos equipados com controladores shunt.

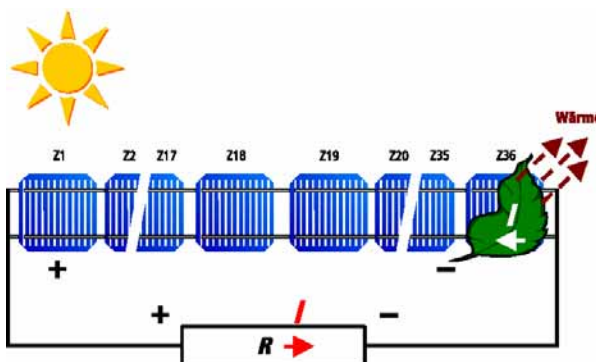


Figura 3.59 - Módulo fotovoltaico sombreado sem diodos de derivação

Um conjunto de dezoito a vinte células pode criar uma tensão de cerca de **12 V**. Conforme é descrito no capítulo 2, a tensão de disrupção de uma célula solar situa-se entre **12 a 50 V**. Com este nível de tensão é possível que a corrente inversa flua através das células solares sombreadas. Para prevenir a ocorrência de pontos quentes, a corrente deve ser desviada da célula solar através de uma derivação da corrente. Esta derivação da corrente é conseguida através de um diodo de bypass ou derivação, ligado em antiparalelo com as células solares. Este diodo impede o aparecimento de tensões inversas elevadas nas células solares. A máxima tolerância ao sombreamento, seria conseguida caso existisse um diodo de derivação por cada célula. Contudo, na prática, os diodos de derivação são normalmente associados, por razões de fabrico, a **18** ou **20** células solares, pelo que um módulo solar de **36 a 40** células tem dois diodos de derivação.

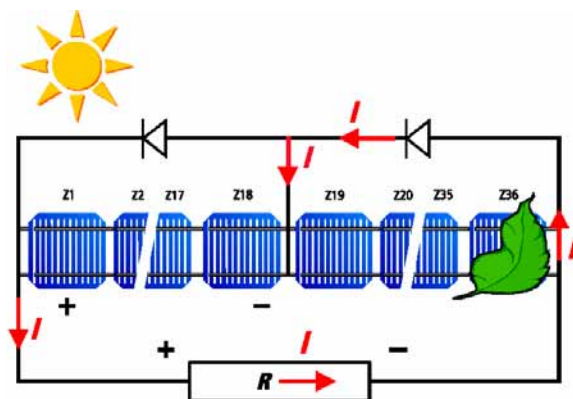


Figura 3.60 - Módulo fotovoltaico sombreado com diodos de derivação

Se um módulo estiver situado na sombra de um objecto próximo (chaminé, antena, ... , ver figura 3.61), a curva do módulo **I-U** será modificada pelo diódo de derivação. Sem o diódo de derivação, a corrente total do módulo estaria determinada pela célula sombreada.

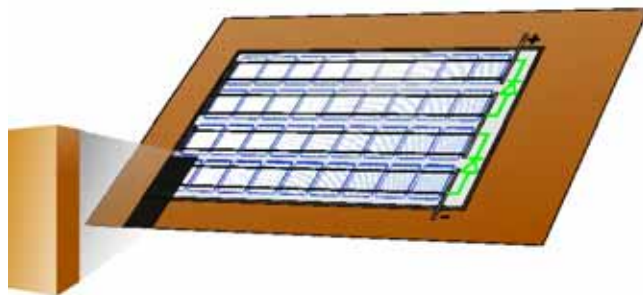


Figura 3.61 - Sombreamento de uma célula de um módulo standard com dois diodos de derivação

De acordo com a menor irradiância incidente nas células, obtém-se a curva de cor vermelha do gráfico que a seguir se apresenta. O diódo de derivação garante que a corrente total circule, pelo menos, através de **18** células não sombreadas, o que origina a curva de cor verde. Pode-se também observar que a tensão **MPP** cai para cerca de metade. As curvas **I-U** para os módulos sombreados da figura 3.62, aplicam-se a módulos standard com **36** células sob condições de referência **CTS**, nos quais existe uma célula sombreada em **75 %** da sua superfície.

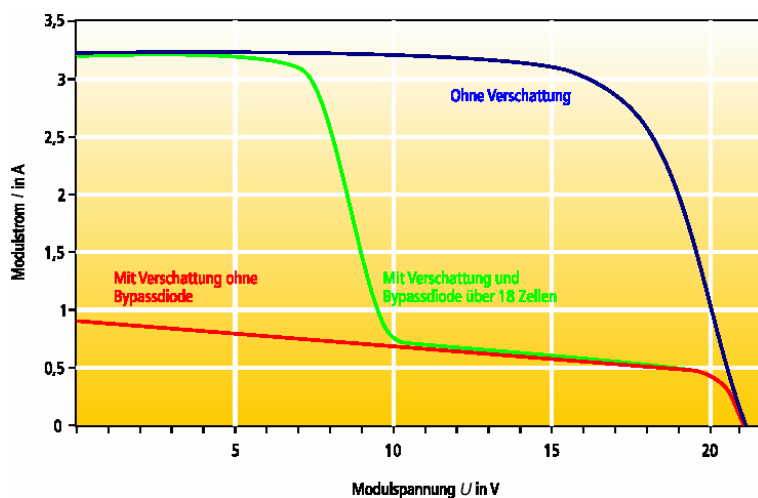


Figura 3.62 - Curvas I-U do módulo com e sem diodos de derivação

Os diodos de derivação são normalmente alojados nas caixas de junção dos módulos.

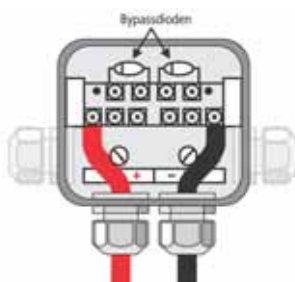


Figura 3.63 - Caixa de junção do módulo com diodos de derivação

3.1.11 Características eléctricas dos módulos de película fina

Para além da eficiência, os módulos cristalinos e de película fina diferem em termos da dependência à intensidade da radiação e à temperatura, da resposta espectral e da tolerância ao sombreamento.

Na prática, a menor eficiência dos módulos de película fina leva a uma maior área de captação para se obter a mesma produção energética. A menor eficiência dos módulos de película fina não implica uma menor energia produzida por unidade de potência. Neste contexto, os módulos de silício amorfo são únicos. Os módulos que se encontram no mercado comportam-se geralmente de modo muito semelhante.

O processo de degradação do material amorfo por acção da radiação solar (Efeito Staebler Wronski), provoca a redução da eficiência do módulo durante os primeiros **6 a 12** meses de operação. Depois deste período inicial, acaba por estabilizar num determinado valor. A potência correspondente é especificada pelos fabricantes como sendo a potência nominal. Isto significa que os módulos de silício amorfo são na realidade fornecidos com uma potência superior à potência nominal. Este facto deverá ser tido em conta durante o dimensionamento de determinados equipamentos do sistema, tal como os inversores.

Para além das diferenças na eficiência, convém destacar o abatimento das curvas de corrente-tensão dos módulos de película fina, em particular dos módulos **CdTe**. A menor definição do **MPP** implica a necessidade de um maior controlo tecnológico. O abatimento das curvas **I-U** dos módulos de película fina, resulta em menores factores de forma do que para os módulos cristalinos.

Tabela 3.3 - Factores de forma típicos de módulos fotovoltaicos

Dados: informação dos fabricantes, LEEE-TISO, TÜV e dados de medição ECN

Tipo de módulo	Factor de Forma
Módulos de silício cristalino	De 0.75 a 0.85
Módulos de silício amorfo	De 0.56 a 0.61
Módulos CIS	De 0.64 a 0.66
Módulos CdTe	De 0.47 a 0.64

No entanto, os módulos de película fina são geralmente mais flexíveis em termos de dimensões geométricas. Nos módulos cristalinos, as dimensões do módulo são determinadas pela geometria da pastilha de silício usada, em que a tensão nominal do módulo é por sua vez um múltiplo das tensões das células individuais ligadas em série. Na tecnologia de película fina, as células consistem fundamentalmente em tiras de células de **0,50 cm a 2,00 cm** de largura. Os fabricantes de células e módulos de película fina, têm maior liberdade de escolha no que respeita ao comprimento e número de tiras celulares interligadas, pelo que é o desenho do módulo que determina a potência e, consequentemente, a corrente e tensão do mesmo. Se aumentarmos a área do módulo poderemos aumentar, quase infinitamente, a potência (figura 3.64).

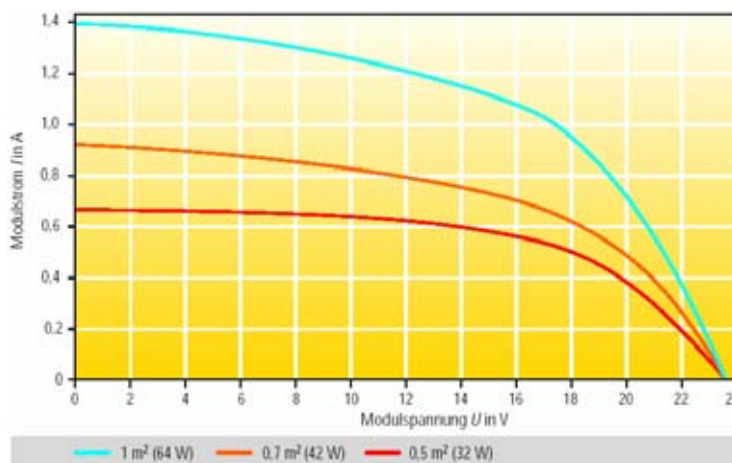


Figura 3.64 - Curvas características típicas de módulos de película fina amorfos

Em alternativa às tiras de células contínuas ao longo do módulo, alguns fabricantes de módulos de película fina utilizam campos separados de células, com uma área de, por exemplo, **34cmx12cm**. Em cada campo de células estão interligadas várias tiras de **0,5 cm** de largura. Os campos de células são então interligados através de díodos de derivação para formar um módulo. A divisão em diferentes campos de células e a interligação com os díodos de derivação, melhora a tolerância destes módulos perante o sombreamento.

Em comparação com os módulos cristalinos, os módulos de película fina comportam-se melhor na presença de sombras. Nos módulos standard de pastilhas individuais de silício, o facto de existir uma célula completamente sombreada acarreta a falha de metade do módulo (ver 3.1.10). Pelo contrário, a forma das células individuais dos módulos de película fina, permite evitar que as células fiquem completamente sombreadas. Consequentemente, a potência apenas se reduz de forma proporcional à área sombreada, pelo que as perdas ocasionadas pelo sombreamento são frequentemente muito menores do que aquelas que ocorrem com módulos de silício cristalino.

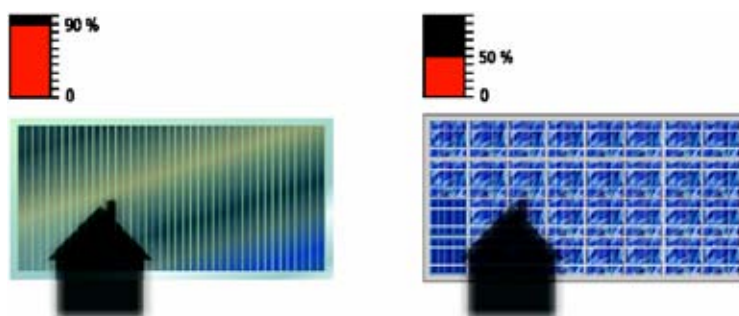


Figura 3.65 - Comparação entre os comportamentos dos módulos de película fina e os módulos de silício cristalino perante sombreamentos

Durante a concepção dos sistemas de película fina, deve-se ter em atenção os diferentes efeitos que podem resultar de sombreamentos parciais perpendiculares ou paralelos às tiras de células. A sombra à esquerda da figura 3.66 provoca grandes perdas e, por tal motivo, deverá sempre ser evitada.

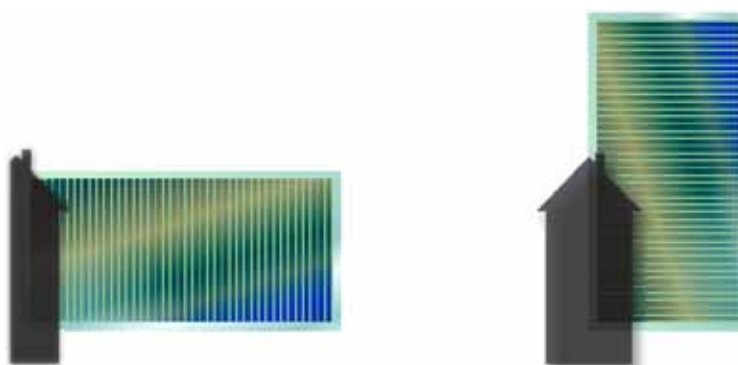


Figura 3.66 - Planeamento do sistema com módulos de película fina tendo em atenção a projecção da sombra

Conforme já foi referido no capítulo 2, as células de película fina absorvem melhor os comprimentos de onda curto e médio do espectro da radiação visível, do que as células cristalinas. Esta resposta espectral permite que as células de película fina tenham um melhor desempenho para baixos níveis de radiação solar. No caso de se aplicar células multijunções, este efeito poderá elevar a eficiência da célula a mais de **30 %** acima da eficiência registada para as condições de referência **CTS**. Isto consegue-se optimizando a célula do topo para a radiação azul de elevada energia do espectro solar. Esta faixa do espectro solar pode penetrar através das nuvens, de modo que, quando há uma maior prevalência da radiação difusa (como acontece frequentemente nos casos em que o céu está encoberto), aumenta a eficiência da célula.

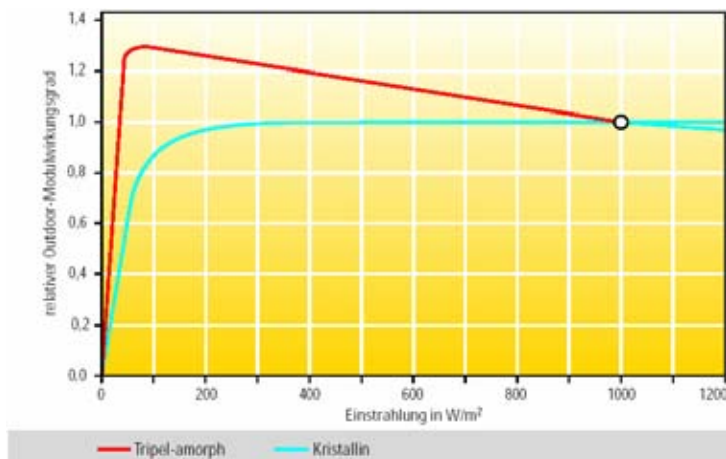


Figura 3.67 - Comparação entre a eficiência dos módulos amorfos de tripla junção e módulos cristalinos, instalados no exterior

Normalmente, os módulos de película fina não são sensíveis aos aumentos de temperatura. Porém, os módulos **CIS** mostram um comportamento térmico semelhante ao dos módulos de silício cristalino. O coeficiente térmico da potência é apenas algo menor do que para os módulos cristalinos.

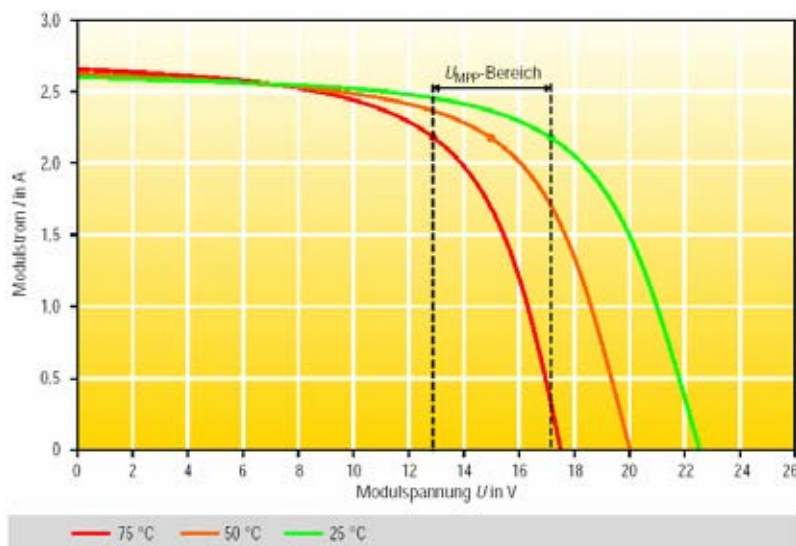


Figura 3.68 - Dependência térmica dos módulos CIS

A redução da potência por cada unidade acrescida de temperatura (**°C**) é, em comparação com os módulos de silício cristalino, inferior a **0,3 %** com módulos **CdTe** e inferior a **0,4 %** com módulos amorfos. Os pontos **MPP** estão situados perto um do outro a diferentes temperaturas. Por este motivo, o maior potencial de aplicação da tecnologia de película fina, reside na integração em edifícios onde normalmente é difícil garantir uma boa ventilação do módulo e um sombreamento mínimo.

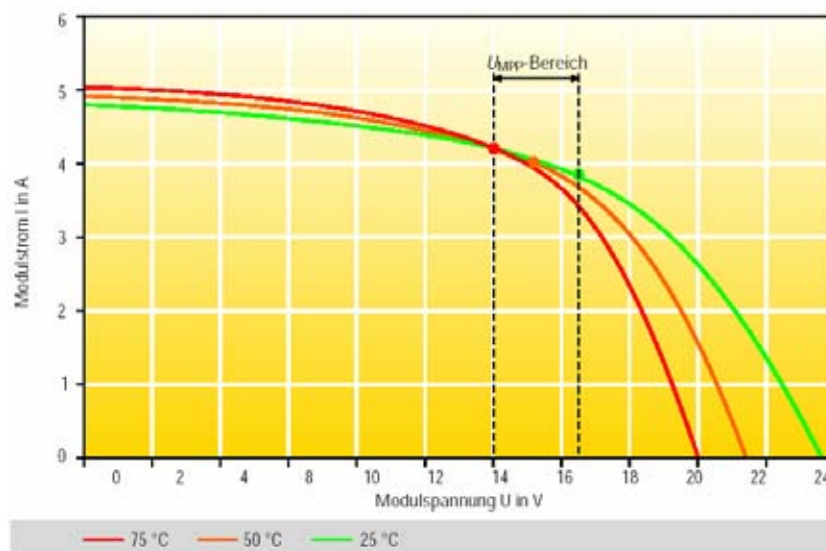


Figura 3.69 - Dependência térmica dos módulos amorfos

Com modelos amorfos e para baixas irradiancias, o coeficiente térmico da potência pode inclusive assumir um valor positivo. Neste caso, a potência do módulo poderá ser maior para temperaturas superiores a **25 °C**. Em contraste, nos módulos cristalinos, o coeficiente térmico para qualquer nível de irradiancia é sempre negativo.

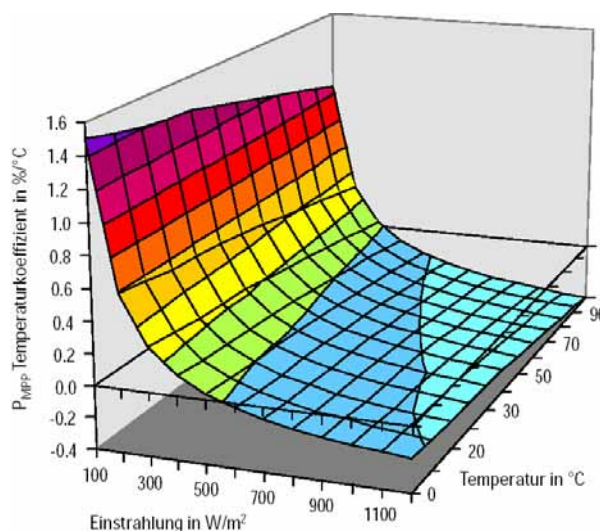


Figura 3.70 - Coeficiente térmico da potência P_{MPP} para um módulo amorpho tandem [Kin97]

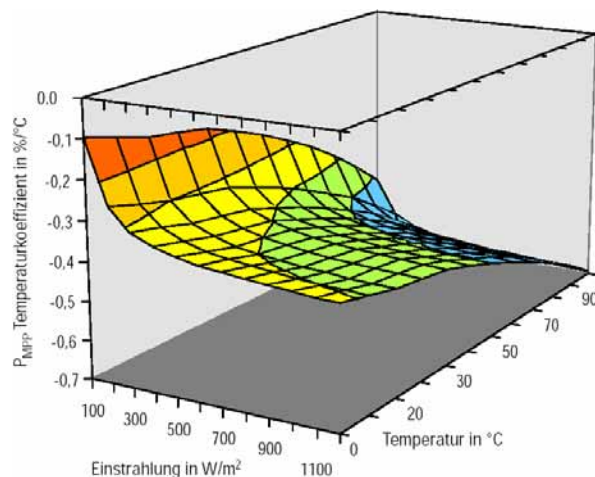


Figura 3.71 - Coeficiente térmico da potência P_{MPP} para um módulo policristalino [Kin97]

Os módulos **CdTe** dispõem geralmente de uma elevada tensão nominal, entre **30 a 60 V**, pelo que os sistemas autónomos onde são aplicados estes módulos tendem a usar acumuladores de **24 V**.

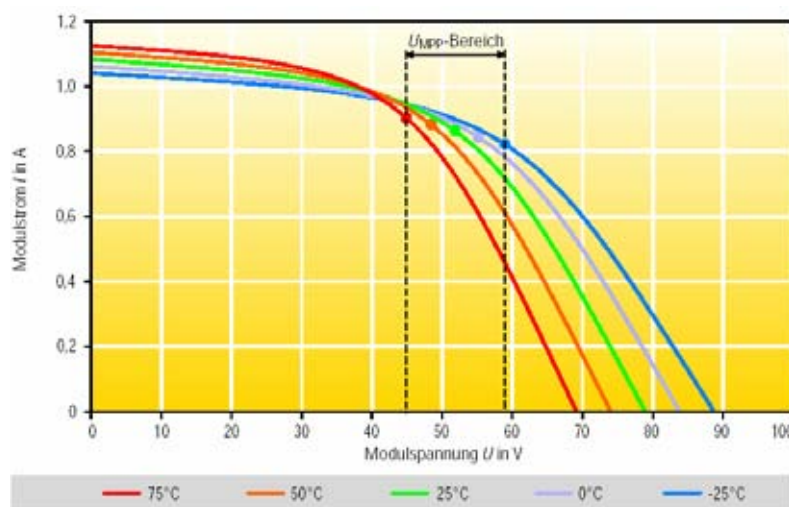


Figura 3.72 - Dependência térmica dos módulos CdTe

Na tabela seguinte são fornecidos os coeficientes térmicos típicos para os módulos de película fina sob condições de referência **CTS**. Esta informação pode também ser consultada na visão geral do mercado que mais à frente será apresentada.

Tabela 3.4 - Coeficientes de temperatura típicos

Dados: informação dos fabricantes, LEEE-TISO, TÜV e dados de medição ECN

Coeficiente térmico	Módulos amorfos	Módulos CIS	Módulos CdTe
Para a tensão de circuito aberto	De -0,28 a -0,5 %/°C	De -0,26 a -0,5 %/°C	De -0,22 a -0,43 %/°C
Para a corrente de curto-circuito	De +0,06 a +0,1 %/°C	De +0,045 a +0,1 %/°C	De +0,02 a +0,04 %/°C
Para a potência MPP (CTS)	De -0,1 a -0,3 %/°C	De -0,39 a -0,45%/°C	De -0,2 a -0,36 %/°C

As diferenças entre as qualidades eléctricas para questões como o comportamento com a radiação difusa, o aumento de temperatura e a tolerância ao sombreamento, permitem afirmar que, na maioria dos sistemas implementados, as células amorfas sobrepostas permitem atingir os maiores níveis de produção de energia (**kWh por kWp**) e, por isso, possuem um maior índice de desempenho (ver capítulo 5 “Estimativa da produção de energia”). A produção específica adicional que é obtida no Centro da Europa para os módulos amorfos de tripla junção, em relação aos módulos fotovoltaicos cristalinos, está cotada entre **10 e 20 %**.

3.1.12 Certificação da qualidade dos módulos

Para os menos entendidos, será sempre difícil avaliar a qualidade de um módulo. Por esta razão, as marcas certificadas oferecem um certo nível de confiança na altura da avaliação. A certificação atribuída por Institutos oficiais acreditados, que têm por base a realização de testes estipulados pelas normas **IEC**, constitui uma informação fidedigna. Um outro critério importante de avaliação consiste no período de garantia oferecido pelo fabricante.

Certificação e testes de aprovação

A Centro Europeu de Investigação situado em Ispra (Itália), desenvolveu um procedimento especial para testar módulos. A especificação de teste **nº 503**, “Módulos fotovoltaicos Terrestres de Silício Cristalino – Qualificação do Desenho e Aprovação do Modelo”, foi adoptada em 1993 pela Comissão Internacional Electrotécnica (IEC), sob a forma da norma **IEC 61215**, e ratificada em 1995 como a norma Alemã e Europeia **DIN EN 61215**.

A especificação foi alargada aos módulos amorfos, tendo em consideração a degradação do material celular. Por este motivo, foi posteriormente (em 1996), emitida a norma **IEC 61646**, “Módulos fotovoltaicos Terrestres de Película Fina – Qualificação do Desenho e Aprovação do Modelo” (**DIN EN**

61646). Os módulos certificados por esta norma são considerados módulos de elevada fiabilidade e durabilidade.

Para a certificação do módulo é feita uma colheita aleatória de uma amostra de oito módulos, retirados directamente da linha de produção. Um dos módulos é usado para controlo, enquanto que os restantes sete módulos são submetidos a diversos testes tecnológicos e físicos:

- Inspeção visual;
- Desempenho sob diferentes condições (CTS, NOCT e com $T = 25^{\circ}$ e $E = 200 \text{ W/m}^2$);
- Teste de isolamento térmico;
- Medição dos coeficientes térmicos;
- Teste de exposição a factores externos;
- Teste de resistência a um ponto quente;
- Teste de resistência ao choque térmico;
- Testes de resistência aos raios UV;
- Teste de estanquidade e resistência ao gelo;
- Teste de robustez dos acabamentos;
- Teste de resistência mecânica e de torção;
- Teste de resistência ao granizo

Os procedimentos para os diversos testes e medições, são parcialmente definidos em várias normas: As bases para a medida do desempenho do módulo, vem estipulado nas várias secções da norma **DIN EN 60904-1 (IEC 60904-1)** “*Medição das Características Fotovoltaicas de Corrente-Tensão*”. Esta norma especifica os requisitos dos procedimentos de teste e de medição, e define quais as fontes de luz artificial que poderão ser utilizadas no teste. Por exemplo, especifica a distribuição espectral que corresponde a um espectro de referência solar. A norma **IEC 60891** é outra norma de referência, que descreve os procedimentos para as correcções da temperatura e da irradiância na determinação das características **I-U** das células e dos módulos cristalinos, para vários níveis de temperatura e de irradiância. O teste de resistência mecânica, no que respeita à resistência ao impacto, é especificado na norma **IEC 61724**.

O certificado de homologação atribuído no contexto da norma **IEC 61215** ou **IEC 61646**, é globalmente aceite como uma marca de qualidade dos módulos. É actualmente exigido pela maioria das autoridades competentes que gerem programas nacionais e internacionais de apoio. Os módulos standards são normalmente certificados pelas normas **IEC 61215** ou **IEC 61646**. Não é muito frequente os módulos especiais e específicos serem certificados, sobretudo devido aos elevados custos associados com a concessão do certificado, que não se justifica para um número tão reduzido de módulos.

Infelizmente, as medições feitas sob condições de referência **CTS**, dizem muito pouco sobre os desempenhos reais dos módulos. Faria sentido especificar o desempenho médio ou a produção nas condições reais de operação (condições de campo). Isto requer medições e cálculos das eficiências para várias irradiâncias e temperaturas. Vários Institutos de todo o mundo têm vindo a trabalhar no sentido de definir procedimentos standardizados para a determinação da produção energética nas condições de campo. Os maiores progressos foram feitos pela “*Junta da Comissão Europeia do Centro de Investigação*” em Ispra, e teve como resultado o projecto da norma **IEC 61853** “*Teste do desempenho e índice de produção de módulos fotovoltaicos terrestres*”. Este documento define seis dias de referência com regimes de irradiâncias e temperaturas típicas, para os quais é determinado a energia produzida.

- 1) Dia de calor nas regiões desérticas: elevada irradiância e temperatura (valores máximos de **1.100 W/m^2 e 45°C**)
- 2) Dia de primavera nas regiões montanhosas: elevada irradiância e baixa temperatura (valores máximos de **1.000 W/m^2 e 6°C**)
- 3) Dia de outono com o céu coberto: irradiância e temperatura medianas (valores máximos de **350 W/m^2 e 15°C**)
- 4) Dia quente e húmido de Verão com ligeiras nuvens: irradiância mediana e elevada temperatura (valores máximos de **600 W/m^2 e 30°C**)
- 5) Dia de Inverno nos países setentrionais: baixa irradiância e baixa temperatura (valores máximos de **200 W/m^2 e 0°C**)
- 6) Dia de Verão nas regiões costeiras frias: irradiância normal e baixa temperatura (valores máximos de **1.000 W/m^2 e 18°C**)

Uma vez de acordo com a norma **IEC 61215**, onde são medidos e registados todos os dados relativos ao módulo, será apenas necessário combinar esta informação com os dados meteorológicos para os dias de referência (através de um procedimento normalizado), para se chegar à energia produzida. É perfeitamente possível que um módulo com uma maior eficiência nas condições de referência **CTS**, possa vir a ter uma menor produção energética total.

Teste de protecção classe II

Este teste está relacionado com a protecção das pessoas contra choques eléctricos. Esta protecção deve ser garantida pelos módulos de protecção Classe **II**, através de, no mínimo, um isolamento duplo que permaneça intacto durante o período de vida útil do módulo. Este teste pressupõe a prova da conformidade do módulo à norma **IEC 61215**.

3.1.12.1.1 Marca de certificação TÜV-PROOF

A TÜV Rheinland tem vindo a atribuir a marca TÜV-PROOF desde 1999. Esta marca de certificação implica a realização de testes que vão para além das exigências da norma **IEC 61215** e pode ser atribuída a sistemas completos ou a componentes individuais, como os módulos, inversores e interruptor principal **DC**. A marca TÜV-PROOF num módulo significa que, entre outros, a especificada eficiência e conformidade com a protecção Classe **II** e norma **IEC 61215**, foram avaliados e confirmados.

Período de garantia dos fabricantes

A qualidade de um módulo também é assegurada pelo período de validade da garantia. As garantias dos fabricantes são normalmente válidas por períodos entre **10 a 26 anos**. Contudo, deve-se verificar a que potência se refere a garantia: se à potência mínima ou se à potência nominal. A garantia de **90 %** da potência mínima com uma tolerância de desempenho de **10 %**, é equivalente a uma garantia de **80 %** da potência nominal.

3.1.13 Interligação entre módulos fotovoltaicos

Os módulos fotovoltaicos são combinados entre si através de ligações em série e em paralelo, por forma a criar uma maior unidade do ponto de vista eléctrico e mecânico. Os módulos ligados em série constituem as fileiras. Para minimizar as perdas de potência no sistema, apenas deverão ser utilizados módulos do mesmo tipo.

Uma fileira constituída por três módulos fotovoltaicos e as resultantes curvas de corrente-tensão, são ilustradas na figura seguinte.

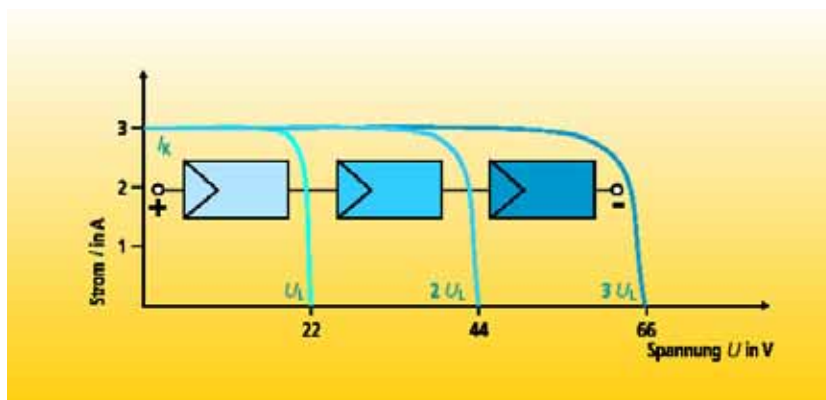


Figura 3.73 - Ligação em série dos três módulos fotovoltaicos

O número de módulos ligados em série perfaz a tensão do sistema, que por sua vez determina a tensão de entrada do inversor. Deve-se ter em atenção que a tensão de circuito aberto da fileira de módulos é sempre maior do que as equivalentes tensões operacional e nominal. Na eventualidade de ser atingido este nível de tensão, poderão ser ultrapassadas as tensões de entrada admissíveis dos inversores.

As ligações em paralelo entre módulos individuais é utilizado tipicamente nos sistemas autónomos (ver Figura 3.74).

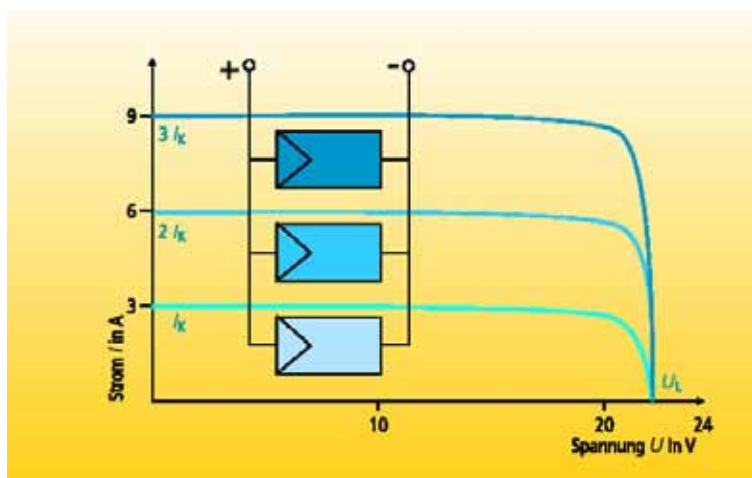


Figura 3.74 - Ligação em paralelo dos três módulos fotovoltaicos

Nos sistemas com ligação à rede, encontram-se várias fileiras ligadas em paralelo. O número de módulos por fileira irá depender da tensão do sistema, o que deverá produzir as curvas características do gráfico seguinte.

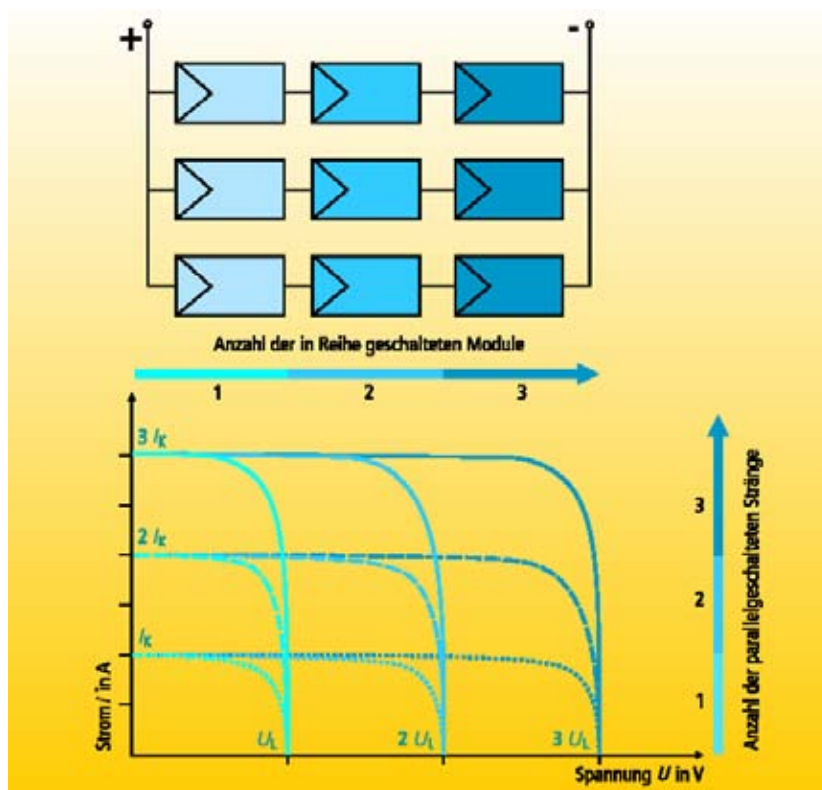


Figura 3.75 - Interligação de módulos fotovoltaicos

3.2 Caixa de junção geral, díodos de bloqueio das fileiras e fusíveis

As fileiras individuais são ligadas entre si na caixa de junção geral do gerador. Para além destes cabos são ainda ligados o cabo principal **DC** e, caso seja necessário, o condutor de ligação equipotencial.

A caixa de junção geral do gerador contém terminais, aparelhos de corte e, se necessário, fusíveis de fileira e díodos de bloqueio das fileiras. Frequentemente é também instalado um descarregador de sobretensões para desviar as sobretensões para a terra (ver capítulo 5). Esta é a principal razão pela qual a ligação equipotencial ou o condutor de terra são ligados à caixa de junção geral. Por vezes, também é alojado o interruptor principal **DC** (ver capítulo 3). Esta caixa deve ser de protecção classe **II**, e ter os terminais positivo e negativo claramente separados no interior da caixa. No caso de ser instalada no exterior, deverá estar protegida, no mínimo, com protecção **IP 54**.

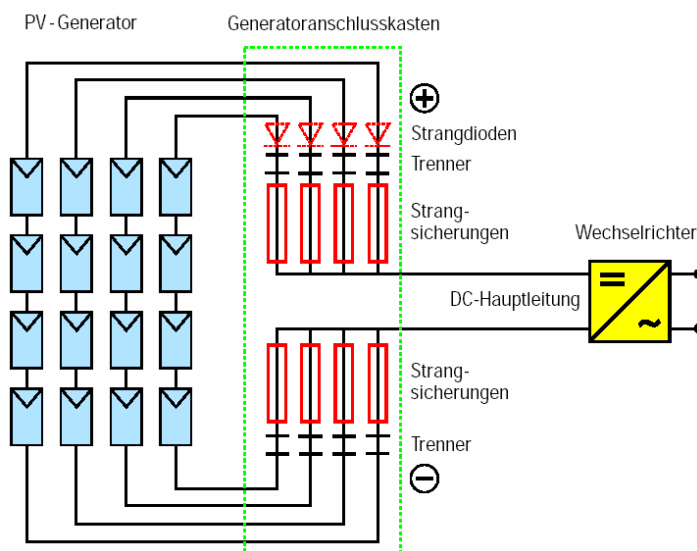


Figura 3.76 - Díodos de bloqueio das fileiras, fusíveis de fileira e caixas de junção do gerador

Os fusíveis de fileira protegem os cabos contra sobrecargas. Devem ser concebidos para funcionar em **DC** (ver capítulo 5). Os fusíveis cilíndricos são normalmente distribuídos de forma semelhante aos fusíveis de fileira.



Figura 3.77 - Vários fusíveis DC

Para promover o desacoplamento entre as fileiras dos módulos individuais, podem ser ligados díodos de bloqueio em série com cada fileira. No caso de ocorrer um curto-circuito ou o sombreamento de uma fileira, as restantes poderão continuar a funcionar sem serem perturbadas. Sem a presença de díodos de bloqueio nas fileiras, uma corrente fluiria no sentido inverso através da fileira afectada. A tensão de bloqueio destes díodos deverá ser igual ao dobro da tensão de circuito aberto da fileira fotovoltaica sob condições **CTS**.

Durante a operação do sistema fotovoltaico, os díodos de bloqueio das fileiras estão directamente polarizados. Isto permite que a corrente da fileira flua através dos díodos de bloqueio das fileiras (normalmente são necessários dissipadores de calor). A circulação de corrente provoca perdas de potência nos díodos (aprox. **0,5 a 2,0 %**), que tem origem na queda de tensão aos terminais do diodo de aproximadamente **0,5-1,0 V**. Por este motivo, nos sistemas sombreados, a produção energética para sistemas que usem díodos de bloqueio, não é substancialmente maior à dos sistemas que não possuem díodos de bloqueio. As perdas devido às correntes inversas são compensadas pelas perdas originadas pelas quedas da tensão aos terminais dos díodos.

A falha de um diodo de bloqueio de fileira provou ser problemática. A experiência do programa “1000 telhados” mostrou que, frequentemente, a falha destes díodos de bloqueio e, consequentemente das fileiras fotovoltaicas, não eram descobertas nem reparadas senão demasiado tarde.

Por este motivo, são actualmente suprimidos os díodos de bloqueio das fileiras nos sistemas fotovoltaicos com ligação à rede. Os estudos liderados pelo Instituto Fraunhofer para sistemas de Energia Solar ISE, demonstraram que os módulos standard suportam correntes inversas sete vezes superiores à corrente do curto-circuito, sem serem danificados [Lau 98].

De acordo com o estabelecido na norma **VDE 0100-712 (IEC 60364-7-712)**, os díodos de bloqueio de cada fileira não são necessários, se forem usados módulos do mesmo tipo, com uma protecção de classe **II**, certificados para suportar **50 %** da corrente nominal de curto-circuito quando polarizados inversamente e no caso do desvio da tensão do circuito aberto entre as diferentes fileiras individuais do gerador fotovoltaico não seja superior a **5 %**.

Para proteger os módulos e os cabos das fileiras das sobrecargas, são intercalados fusíveis de fileira em todos os condutores activos (positivos e negativos). Se não se utilizarem fusíveis de fileira, os condutores de fio devem estar dimensionados para a máxima corrente de curto-circuito do gerador, menos a corrente da fileira. Para a escolha de uma caixa de junção apropriada, ver capítulo 5.

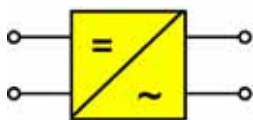


Figura 3.78 - Caixa de junção do gerador

3.3 Inversores

3.3.1 Símbolos eléctricos e função

O inversor solar estabelece a ligação entre o gerador fotovoltaico e a rede **AC** ou a carga **AC**. A sua principal tarefa consiste em converter o sinal eléctrico **DC** do gerador fotovoltaico num sinal eléctrico **AC**, e ajustá-lo para a frequência e o nível de tensão da rede a que está ligado.



O símbolo da esquerda é usado como sendo o símbolo eléctrico do inversor.

Também é conhecido como conversor **DC/AC**. Com a utilização dos modernos dispositivos electrónicos, a conversão num sinal de corrente alternada standard envolve perdas relativamente pequenas.

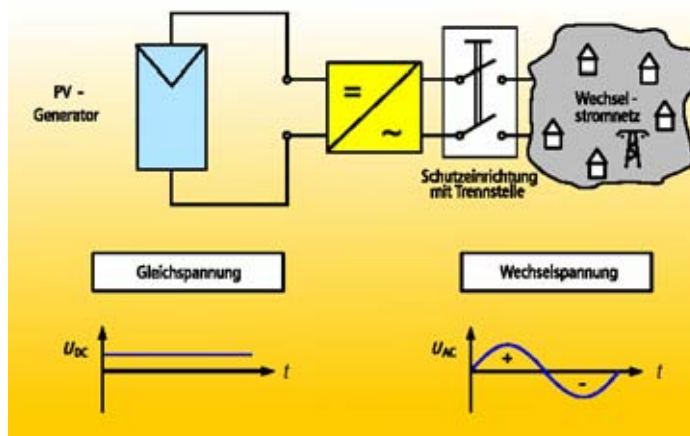


Figura 3.79 - Princípio de um inversor ligado à rede

Dependendo da aplicação, existe uma distinção entre os inversores utilizados nos sistemas com ligação à rede (inversores de rede) e nos sistemas autónomos (inversores autónomos). Os inversores para os sistemas autónomos são analisados mais detalhadamente na secção 3.10. De seguida observamos os inversores para sistemas com ligação à rede.

Nos sistemas fotovoltaicos com ligação à rede, o inversor é ligado à rede eléctrica principal de forma directa ou através da instalação do serviço eléctrico do prédio. Com uma ligação directa, a electricidade produzida é injectada directamente na rede eléctrica pública. Com o acoplamento à instalação do prédio, a energia gerada é em primeiro lugar consumida no prédio, sendo então a excedente fornecida à rede pública.

Os sistemas fotovoltaicos com uma potência instalada até **5 kWp** (ou com uma dimensão inferior a 50 m²), são construídos geralmente como sistemas monofásicos. Para maiores sistemas, a alimentação é trifásica, e é ligada ao sistema de alimentação trifásico. Para esta aplicação, os inversores centrais trifásicos equipados com tiristores são frequentemente usados. Contudo, é cada vez mais frequente a utilização de vários inversores monofásicos, que são distribuídos de forma equilibrada entre as três fases.

O seguinte diagrama mostra o princípio do acoplamento dos sistemas fotovoltaicos à rede eléctrica, com inversores monofásicos e trifásicos.

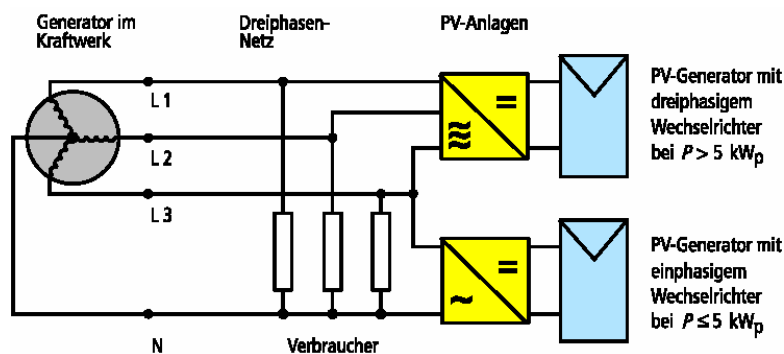


Figura 3.80 - Princípio de sistema fotovoltaico com ligação à rede com inversor monofásico e trifásico

Com o objectivo de fornecer à rede eléctrica a maior potência possível, o inversor deve funcionar no ponto **MPP** do gerador fotovoltaico. Como já foi indicado na secção 3.1.9, o ponto **MPP** do gerador fotovoltaico muda de acordo com as condições meteorológicas. No inversor, o sistema de rastreio **MPP** garante que o inversor é constantemente ajustado ao ponto **MPP**. O sistema de rastreio **MPP** consiste, basicamente, num conversor **DC** ligado em série com o inversor, e que ajusta a tensão de entrada do inversor em função do nível de tensão **MPP**.

Os actuais inversores solares são capazes de realizar as seguintes funções:

1. A conversão da corrente DC gerada pelo gerador fotovoltaico em corrente AC, de acordo com os requisitos técnicos e de segurança que estão estipulados para a ligação à rede;
2. Ajuste do ponto operacional do inversor ao MPP do gerador fotovoltaico (rastreamento do ponto MPP);
3. Registo de dados operacionais e sinalização (p. ex. : visualizadores, armazenamento de dados, transferência de dados);
4. Dispositivos de protecção AC e DC (p. ex.: protecção de polaridade, protecção contra sobrecargas e sobretensões e equipamento de protecção da interligação com a rede receptora).

Fabricantes de inversores para ligação à rede: ACE, ASP, Aixcon, Dormüller, Exendis, Fronius, G&H Electronic, Kaco Gerätetechnik Karschny, Mastervolt, NKF Electronics, Philips Lighting, Siemens, SMA, Solar-Fabrik, Solar Konzept, Solon, Sputnik, Sun Power, Sunways, UfE, Victron, Würth, Wuseltronik.

Dependendo do seu princípio operacional, os inversores para ligação à rede podem dividir-se em inversores comutados pela rede (sincronizados pela rede) e em inversores auto-controlados.

3.3.2 Inversores comutados pela rede

Um inversor comutado pela rede é constituído, basicamente, por uma ponte comutada de tirístores. A tradicional utilização de inversores tiristorizados nas tecnologias de automação (tecnologia de regulação e controlo, controladores de motores...), levou a aplicação de tirístores nos primeiros inversores solares. Estes dispositivos ainda são utilizados actualmente, particularmente nos grandes sistemas fotovoltaicos.

Para os inversores monofásicos de potências reduzidas (**<5 kWp**), existem apenas alguns fabricantes que ainda constroem inversores que se baseiam nesta tecnologia.

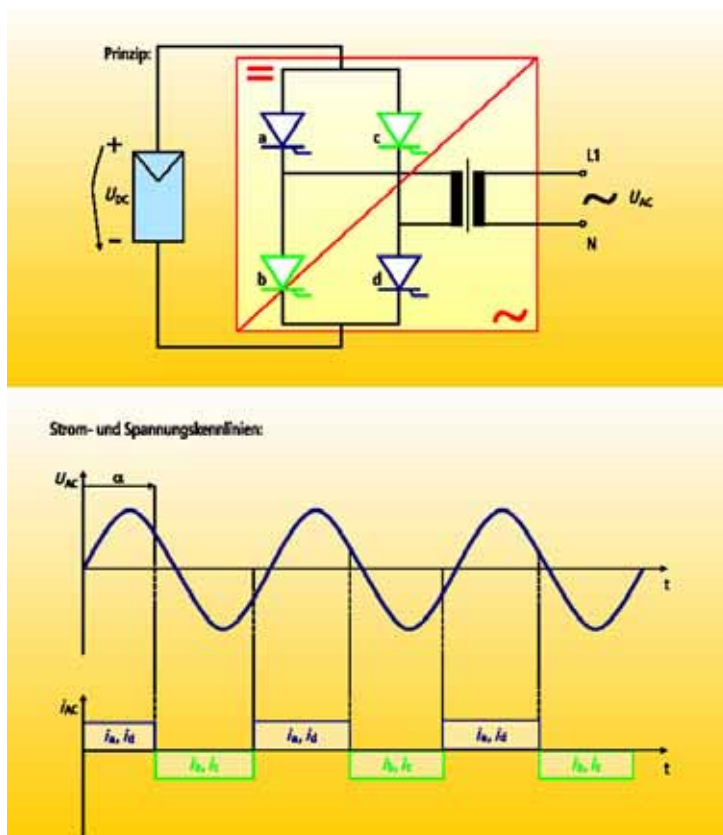


Figura 3.81 - Princípio dos inversores comutados pela rede

Cada par de tiristores da ponte recebe alternadamente um impulso, sincronizado com a frequência da rede. Uma vez que os tiristores apenas podem comutar para o estado de condução, mas não conseguem desligar-se, é necessária a intervenção da tensão da rede para forçar os tiristores a passar ao estado de bloqueio (comutação). Por este motivo, estes inversores designam-se por “*comutados pela rede*”. Caso aconteça um colapso na rede, o inversor desliga-se automaticamente. Esta característica implica que os inversores sincronizados pela rede não podem funcionar no modo autónomo. Conforme pode ver-se no seguinte diagrama, são criadas correntes de onda quadrada, o que leva a designar frequentemente estes inversores como inversores de onda quadrada.

Estes desvios da forma original da onda sinusoidal da rede eléctrica, provocam o aparecimento de fortes componentes harmónicos (perturbações) e em simultâneo um elevado consumo de potência reactiva (inactiva). Os valores limite para os harmónicos encontram-se especificados na norma **IEC 100-3-2 e 1000-3-3 (DIN VDE 0838)**. São necessários filtros de saída e equipamento de compensação para limitar o conteúdo harmónico. Utiliza-se um transformador principal de **50 Hz** para isolar electricamente a rede principal. Nos modernos dispositivos com tiristores, os impulsos de disparo são controlados por microprocessador. Retardando o impulso de disparo (controlo por ângulo de fase) é possível implementar um controlo de rastreio do ponto **MPP**.

3.3.3 Inversores auto-controlados

Tal como os inversores comutados pela rede, os semicondutores responsáveis pela comutação da corrente dos inversores auto-controlados, são também ligados num circuito em ponte. Dependendo do desempenho do sistema e do nível de tensão, são utilizados os seguintes componentes semicondutores:

- MOSFET (transístor de potência por efeito de campo de óxido de metal)
- Transístores de Junção Bipolar
- GTO (Tirístor com bloqueio assistido pela porta, até 1kHz)
- IGBT (Transístor Bipolar de Porta Isolada)

A aplicação do princípio de modulação por largura de impulso por estes dispositivos, permite uma boa reprodução da onda sinusoidal.

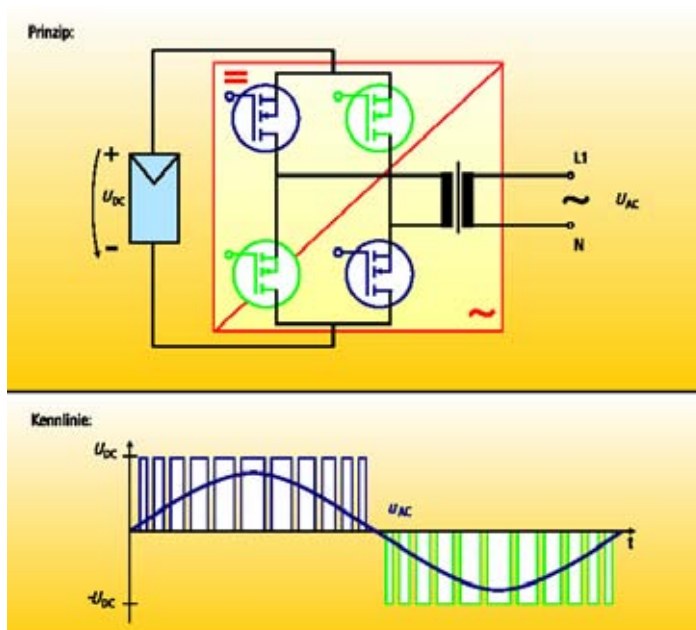


Figura 3.82 - Princípio dos inversores auto-controlados

Através da comutação instantânea do estado dos dispositivos electrónicos a uma frequência em torno dos **10-100 KHz**, formam-se impulsos, cuja respectiva duração e espaçamento corresponde a uma onda sinusoidal. Assim, após a filtragem do sinal por um filtro passa-baixo, forma-se um sinal eléctrico com um conteúdo harmónico de baixa frequência e de pequena amplitude, que é perfeitamente compatível com a rede. As necessidades da potência reactiva destes inversores são relativamente baixas.

Devido à elevada frequência da comutação para a formação dos impulsos, estes dispositivos criam perturbações de elevada frequência. Isto significa que os problemas de compatibilidade electromagnética (**EMC**) precisam de ser tidos em conta durante a concepção da instalação. Isto consegue-se através do uso de circuitos de protecção adequados e da blindagem do equipamento. Os inversores auto-controlados com a marca **CE** e que possuem uma declaração de conformidade **EC**, mantêm geralmente os níveis de **EMC** abaixo dos valores limites estabelecidos pela norma alemã para a compatibilidade electromagnética de equipamentos (EMVG - Gestz über die Elektromagnetische Verträglichkeit von Geräten).

Em princípio, os inversores auto-controlados são adequados para as redes autónomas. Caso estes inversores estejam ligados à rede eléctrica pública, a frequência do sinal injectado na rede deve ser sincronizada com a da rede eléctrica. Os impulsos de disparo dos comutadores electrónicos são gerados em conformidade com a frequência fundamental da rede.

Inversores auto-controlados com transformador LF

São com frequência utilizados transformadores de baixa frequência (**LF**) – **50 Hz**, nos inversores auto-controlados e sincronizados, por forma a ajustar a tensão de saída com a rede receptora. O campo magnético do transformador separa (isola electricamente) o circuito DC do circuito AC.

Um típico inversor auto-controlado com transformador **LF**, possui os seguintes componentes de circuito:

- Controlador comutado (conversor *step-down* ou redutor)
- Conversor em ponte completa
- Transformador de rede
- MPPT (Sistema de rastreio do ponto de máxima potência)
- Circuito de monitorização da rede ENS/MSD, com aparelhos de corte integrados

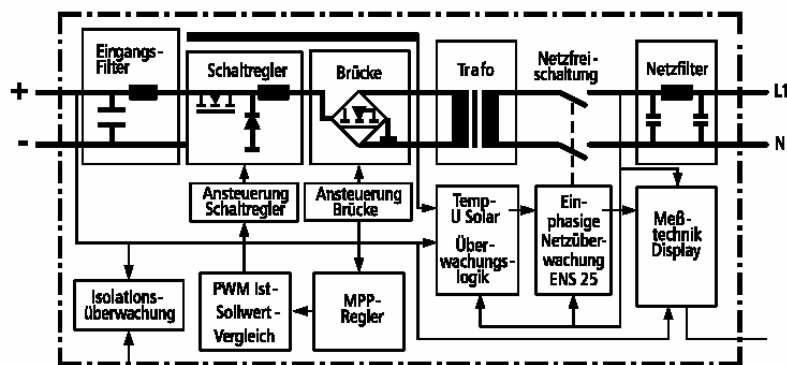


Figura 3.83 - Conceito do circuito de um inversor com transformador LF

Fonte: Solon

O isolamento eléctrico do transformador permite que o gerador fotovoltaico seja concebido para tensões reduzidas. Para além disso, deixa de ser necessário qualquer equalização do potencial eléctrico da armação do gerador fotovoltaico (ver capítulo 5). O transformador também reduz as interferências electromagnéticas.

Contudo, para além de adicionais perdas de potência, o transformador provoca o aumento da dimensão, do peso e dos custos do equipamento. Por este motivo, alguns fabricantes passaram a utilizar um transformador de reduzidas dimensões ou decidiram omiti-lo por completo.

Os inversores auto-controlados com transformador de elevada frequência

A redução da dimensão do inversor levou à utilização de transformadores de elevada frequência (**HF**) de **10 a 50 kHz**. Estes transformadores, quando comparados com os **LF**, têm menores perdas, dimensões, peso e custo. Porém, o circuito dos inversores com transformadores **HF** torna-se bastante mais complexo, de tal modo que a diferença de preço entre estes e os inversores com transformadores **LF** não é assim tão relevante.

Inversores sem transformador

Para as gamas de baixa potência, são preferencialmente utilizados os inversores sem transformador.

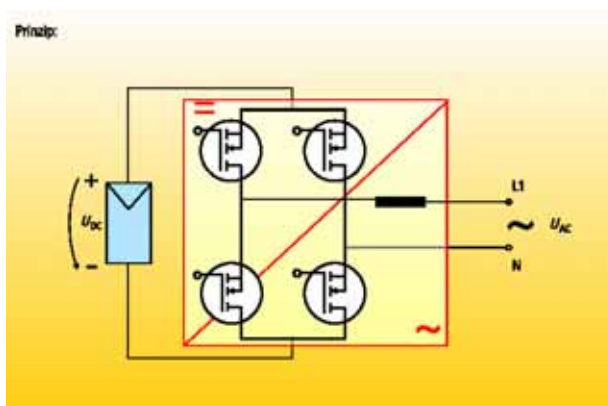


Figura 3.84 - Princípio dos inversores sem transformador

As perdas do inversor são reduzidas pela eliminação do transformador. Para além disso, é reduzido o tamanho, o peso e o custo do inversor. A tensão do gerador fotovoltaico tem de ser significativamente maior do que o valor de pico da tensão da rede, ou alterada através de um conversor elevador DC/DC integrado com o inversor. Quando são utilizados conversores DC/DC, produzem-se perdas adicionais, cancelando parcialmente as perdas evitadas com o transformador.

A falta de isolamento eléctrico entre os circuitos de potência DC e AC nos inversores sem transformador, requer rigorosas medidas de protecção em termos da configuração eléctrica de segurança. A regulamentação de segurança do sector especifica que, para o funcionamento em paralelo de sistemas privados de geração eléctrica com inversores sem transformador isolante, deva ser instalado um dispositivo universal sensível à corrente residual, isto é, no lado AC e DC. Actualmente estão disponíveis dispositivos sensíveis à corrente universal para inversores sem transformador, que garantem as condições de segurança eléctrica. Será ainda possível integrar o circuito de protecção com o sistema **ENS/MSD** (ver secções 3.7 e 5.8.2).

Durante a operação de sistemas fotovoltaicos com inversores sem transformador, estabelecem-se correntes residuais capacitivas de mais de **30 mA**, entre os módulos fotovoltaicos e a terra. Por este motivo, não são utilizados dispositivos de protecção diferencial convencionais que disparam para correntes de **30 mA**.

Devido à ausência de isolamento eléctrico, é mais fácil acoplar os impulsos de interferência electromagnética (ruído) no gerador fotovoltaico. Isto significa que para inversores sem transformador, existe uma maior perturbação electromagnética no ambiente em redor do gerador. Tomando como exemplo a experiência Alemã, o valor limite de interferência electromagnética estabelecido pelo “Regulamento da Federação Alemã de Controlo de Emissões”, só foi atingido para um inversor sem transformador a uma distância de **10 cm** do gerador fotovoltaico, quando as recomendações dos engenheiros biólogos estipulam uma distância mínima de **1 m** [Bop99]. Usando um método especial de comutação dos inversores sem transformador, é possível evitar a influência de instáveis campos electromagnéticos no gerador fotovoltaico [Hol00]. Este método foi desenvolvido pela empresa Karschny e é utilizado nos dispositivos das séries **Sitop** produzidos pela Siemens.



Figura 3.85 - Inversor sem transformador
Fotografia: Siemens

Na tabela a seguir são apresentados os prós e os contras dos inversores com e sem transformador.

Tabela 3.5 - Comparação entre inversores com e sem transformador

	Com transformador	Sem Transformador
Características	<ul style="list-style-type: none"> - A tensão de entrada e de saída estão electricamente isoladas - Muito difundido - Fundamentalmente inversores centralizados 	<ul style="list-style-type: none"> - A tensão do gerador fotovoltaico deve ser significativamente superior ao valor de pico da tensão da rede, ou é necessário usar conversores elevadores DC/DC - A maioria dos inversores de fileira e integrados (módulos AC)
Vantagens	<ul style="list-style-type: none"> - Possibilidade de ligação em tensão reduzida de segurança ($U_{DC} < 120\text{ V}$, segurança contra contactos directos salvaguardada) - Forte experiência operacional - Menores interferências electromagnéticas - Não é necessária a ligação equipotencial do gerador fotovoltaico. 	<ul style="list-style-type: none"> - Maior eficiência (para os dispositivos que não possuam conversor DC/DC) - Menor peso - Menor volume - Instalação DC reduzida para inversores de cadeia de módulos e integrados (módulos AC)
Desvantagens	<ul style="list-style-type: none"> - Perdas no transformador (perdas magnéticas e óhmicas) - Maior peso - Maior volume 	<ul style="list-style-type: none"> - Uso de dispositivos adicionais de protecção: circuito de protecção sensível á corrente de defeito DC integrado no inversor - Flutuação do ponto operacional - Instalação completa com protecção de isolamento classe II - Maiores interferências electromagnéticas

3.3.4 Parâmetros, curvas características e propriedades dos inversores

Eficiência da conversão η_{CON}

A eficiência da conversão caracteriza as perdas originadas pela conversão da corrente DC em AC. Nos inversores, estas perdas compreendem as perdas ocasionadas pelo transformador (nos que possuem transformador), pelos comutadores electrónicos e pelo controlador, pelos dispositivos de registo de dados operacionais, etc..

$$\eta_{CON} = \frac{\text{Potência de saída efectiva } P_{AC} \text{ (da componente fundamental)}}{\text{Potência de entrada efectiva } P_{DC}}$$

Eficiência do rastreo η_{TR} .

Os primeiros inversores solares possuíam um método de controlo de ponto fixo (o ponto operacional do inversor estava definido para um nível de tensão particular). Qualquer ajuste em função das variações das condições meteorológicas era apenas possível numa faixa de valores muito estreita.

Os últimos modelos de inversores para sistemas fotovoltaicos ligados à rede, deve garantir uma adaptação óptima à curva característica do gerador solar (curva I-U). Durante o dia, os parâmetros operacionais do gerador fotovoltaico variam constantemente. A irradiância e a temperatura alteram o “Ponto de Potência Máxima” (**MPP**) do gerador fotovoltaico. Sempre no intuito de transformar a máximo potência solar num sinal AC, o inversor tem de fixar e rastrear automaticamente o ponto operacional óptimo (**rastreo MPP**). A qualidade da capacidade de ajuste do inversor ao ponto operacional óptimo é descrito pela eficiência do rastreo.

$$\eta_{TR} = \frac{\text{Potência de entrada efectiva instantânea } P_{DC}}{\text{Potência máxima instantânea do gerador } P_{PV}}$$

Neste caso, a flutuação do ponto operacional causado pelo acoplamento indesejado da frequência da tensão de rede no lado DC, deve ser tão pequena quanto possível. Estes efeitos manifestam-se com maior relevo nos inversores sem transformador.

Eficiência estática

A eficiência estática é obtida do produto entre as eficiências de conversão e de rastreo:

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

Esta eficiência estática pode ser determinada para vários regimes de carga.

A eficiência nominal definida pela fichas técnicas dos fabricantes, é obtida durante o funcionamento no intervalo nominal do inversor (**Un e In**). Para além disso, também é referido com frequência a eficiência máxima, que normalmente se encontra no intervalo de **50 a 80 %** da potência nominal.

O cenário nominal assim como a eficiência máxima, conseguem-se apenas para determinadas condições de irradiância e de temperatura. As variações da irradiância são responsáveis pelo funcionamento frequente do inversor no intervalo de carga parcial. A relação entre a eficiência do inversor, a tensão do gerador fotovoltaico e o regime de carga, tem uma influência decisiva na produção anual de energia eléctrica. Consequentemente, as curvas de eficiência (ver figura 3.86) fornecem uma visão mais correcta do que a mera indicação da eficiência nominal.

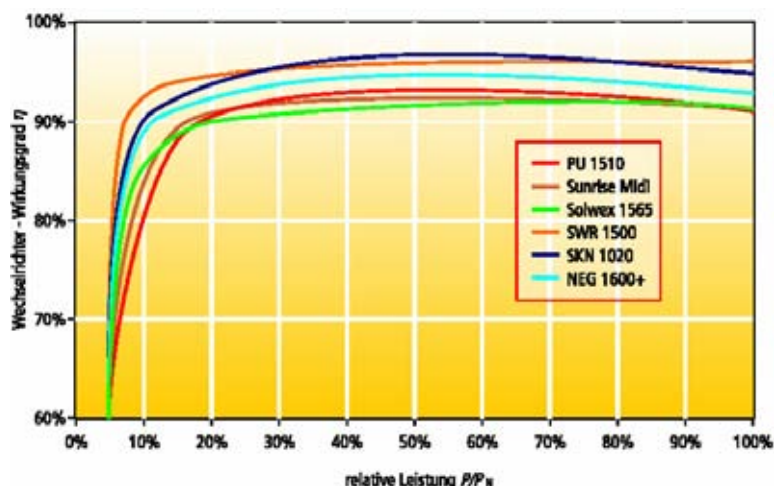


Figura 3.86 - Curvas características de diferentes tipos de inversores (de acordo com as especificações dos fabricantes)

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

Eficiência Euro η_{Euro}

No intuito de permitir e facilitar a comparação entre diferentes inversores com base na sua eficiência, foi criada a eficiência **Euro**, η_{Euro} . Trata-se de uma eficiência dinâmica calculada para o clima europeu. O diagrama a seguir mostra a frequência e o conteúdo energético das diferentes classes de irradiância, baseadas na evolução da radiação solar de um determinado ano na Alemanha.

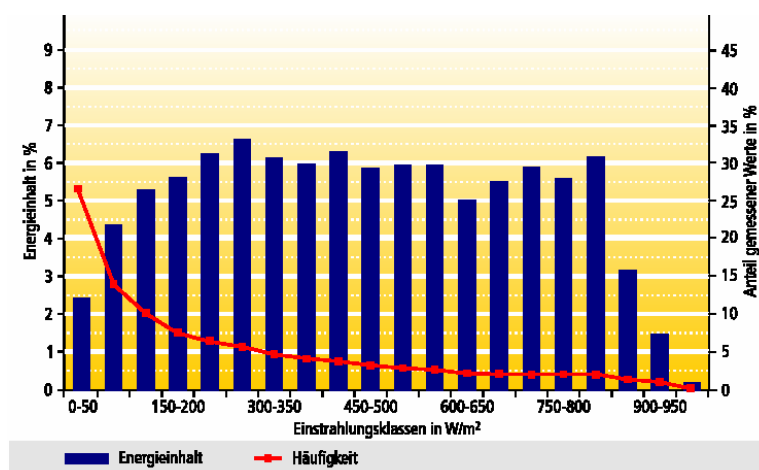


Figura 3.87 - Frequência e energia de várias classes de irradiação para um ano normal na Alemanha [dgs99]

Verifica-se que as irradiações acima de 800 W/m^2 ocorrem raramente, pelo que, para esta latitude, os inversores funcionam frequentemente num regime parcial. Por forma a tomar em consideração diferentes cenários de carga, a eficiência Euro é calculada através de uma média pesada das eficiências estáticas, definidas para seis diferentes regimes de carga (carga nominal e cinco diferentes cargas parciais):

$$\eta_{\text{Euro}} = 0,03 \times \eta_{5\%} + 0,06 \times \eta_{10\%} + 0,13 \times \eta_{20\%} + 0,1 \times \eta_{30\%} + 0,48 \times \eta_{50\%} + 0,2 \times \eta_{100\%}$$

O valor $\eta_{100\%}$ corresponde à eficiência na situação nominal. A potência do gerador fotovoltaico corresponde então à potência nominal do inversor ($P_{\text{PV}} = P_{\text{n INV}}$). Em média, assume-se que o inversor está sujeito a **100 %** da carga nominal, durante **20 %** do tempo de operação ao longo de um ano ($0,2 \times \eta_{100\%}$).

O valor $\eta_{50\%}$ dá a eficiência do inversor para uma potência de saída do gerador fotovoltaico, de **50 %** da potência nominal do inversor ($P_{\text{PV}} = 0,5 \times P_{\text{n INV}}$). Assume-se que o inversor está sujeito a uma carga de **50 %** da carga nominal, durante **48 %** do tempo de operação ao longo de um ano ($0,48 \times \eta_{50\%}$). As restantes quatro condições de carga obtêm-se de modo similar.

O valor da eficiência **Euro** permite a comparação entre diferentes inversores. A eficiência **Euro** é aproximadamente equivalente à eficiência máxima do inversor. Não se justificam extensas comparações entre as curvas de eficiência dos inversores. Dependendo da classe de potência, nível de tensão **DC** e conceito do circuito, a eficiência **Euro** varia entre ($\eta_{\text{Euro}} =$) **86 a 95 %**.

A eficiência **Euro** é calculada normalmente apenas para a tensão nominal, enquanto que o intervalo operacional **MPP** cobre uma ampla gama de tensões. Na norma **IEC 61683 (DIN EN 61683)**, são especificadas três tensões para o cálculo da eficiência: a tensão mínima de entrada, a tensão nominal e **90 %** da tensão máxima de entrada. Um método standardizado para o cálculo da média pesada da eficiência **Euro**, para diferentes tensões, seria de grande ajuda no sentido de obter uma melhor estimativa da actual eficiência operacional do inversor e para estabelecer comparações entre diferentes dispositivos.

Comportamento em caso de sobrecargas

O comportamento no caso de sobrecargas, é um factor importante no dimensionamento e selecção de inversores. Especialmente para os sistemas caracterizados por um deficiente alinhamento ou sujeitos a sombreamentos parciais, poderá fazer sentido (do ponto de vista técnico e económico), sub-dimensionar o inversor (ver secção 5.4). No intuito de obter algum grau de confiança na planificação, é importante avaliar o comportamento do inversor numa situação de sobrecarga. Os inversores têm, normalmente, três métodos diferentes de lidar com sobrecargas:

- 1) Variação do ponto de operação
- 2) Limitação da potência
- 3) Corte

No método 3), um inversor sub-dimensionado iria reagir a uma situação de sobrecarga através do corte do gerador em condições óptimas de irradiância. Os inversores que utilizam os métodos 1) e 2), podem ser utilizados para várias condições, inclusivamente para ligeiros sub-dimensionamentos.

Registo de dados operacionais

Quase todos os fabricantes de inversores oferecem funções de aquisição e de registo de dados, integrados nos próprios dispositivos ou fornecidos em separado. Os dados podem ser lidos através de painéis de visualização, constituídos por **LEDs** (díodos emissores de luz), e/ou transmitidos para um PC. Isto permite que o sistema fotovoltaico seja monitorizado e avaliado.



Figura 3.88 - Módulo AC com sistema de aquisição de dados operacionais e interface com um PC
Fotografia: Dormmüller

O registo de dados cobre, geralmente, os seguintes valores:

Entrada: tensão U_{DC} , corrente I_{DC} e potência P_{DC}
Saída: tensão U_{AC} , corrente I_{AC} , potência P_{AC} e frequência f
Tempo de operação do inversor
Electricidade gerada
Estado do dispositivo e falhas

O número de valores registados situa-se algures entre cinco valores diários e um valor por minuto. Os tempos de operação e os diferentes parâmetros são registados como valores diários, semanais, mensais e/ou anuais. Os dados são directamente armazenados ou enviados para um sistema de aquisição e registo de dados, que comunica com um computador. Os dados são analisados através de um software apropriado fornecido pelos fabricantes. A capacidade de armazenamento destes dispositivos é geralmente de **28 a 450 dias**. Alguns destes dispositivos são auxiliados por um sistema externo de aquisição e registo de dados, ou então é um computador que assume esta função. A maioria dos inversores têm um interface para **Pc**, em série ou paralela: **interface RS-232 ou RS- 485**.

A crescente modularidade dos inversores, levou muitos fabricantes a oferecer sistemas externos de aquisição de dados externos com múltiplas interfaces de comunicação. Esta solução permite que os dados de vários inversores sejam armazenados e avaliados a partir de um único dispositivo. Por sua vez, são cada vez mais utilizados sistemas automáticos de monitorização e de sinalização. A função de sinalização de defeitos permite a emissão de sinais de alarme acústicos ou visuais, assim como a transmissão de mensagens por fax, computador, e-mail e/ou Internet.

Características adicionais e propriedades.**Tabela 3.6**

Parâmetro	Símbolo	Unidade	Descrição
Potências			
Potência nominal DC	$P_{n\ DC}$	W	Potência fotovoltaica para a qual é dimensionado o inversor
Potência máxima fotovoltaica	$P_{DC\ max}$	W	Máxima potência fotovoltaica que é admissível pelo inversor
Potência nominal AC	$P_{n\ AC}$	W	Potência AC que o inversor pode fornecer permanentemente
Máxima potência AC	$P_{AC\ max}$	W	Máxima potência AC do inversor
Factor de potência	$\cos \varphi$		Parâmetro de controlo da potência reactiva deve ser superior a 0,9
Potência de ligação	P_{on}	W	Especifica a potência fotovoltaica de arranque para a qual é iniciada a operação do inversor
Potência de desligação	P_{off}	W	Especifica a potência fotovoltaica para a qual o inversor se desliga
Potência em <i>stand-by</i>	$P_{standby}$	W	Especifica a potência do inversor em modo “ <i>stand-by</i> ” (modo de vigília), quando não está em operação e fora do período nocturno
Potência em modo nocturno	P_{noite}	W	Especifica a potência do inversor no período nocturno
Tensões			
Tensão nominal DC	$U_{n\ DC}$	V	Tensão fotovoltaica para a qual é dimensionado o inversor
Intervalo de tensão MPP	U_{MPP}	V	Especifica o intervalo de tensão de entrada no qual o inversor procura o ponto MPP
Tensão máxima DC	$U_{DC\ max}$	V	Tensão fotovoltaica máxima à entrada do inversor
Tensão de desligamento	$U_{DC\ off}$	V	Tensão fotovoltaica mínima para a qual o inversor ainda opera
Tensão nominal AC	$U_{n\ AC}$	V	Tensão de saída AC do inversor (normalmente 230 V)
Correntes			
Corrente nominal DC	$I_{n\ DC}$	A	Corrente fotovoltaica para a qual é dimensionado o inversor
Corrente máxima DC	$I_{DC\ max}$	A	Corrente máxima fotovoltaica na entrada do inversor
Corrente nominal AC	$I_{n\ AC}$	A	Corrente AC que é injectada pelo inversor na rede à potência nominal.
Corrente máxima AC	$I_{AC\ max}$	A	Corrente máxima AC à saída do inversor
Taxa de distorção harmónica	k	%	Factor de qualidade da corrente ou da tensão fornecida (calcula-se a partir do rácio entre o valor RMS das componentes harmónicas e a fundamental), deve ser inferior a 5 %
Nível de ruído		dB(A)	Dependendo do tipo e da classe de desempenho, o ruído em operação pode atingir diversos níveis– isto deve ser tomado em conta ao escolher a localização do inversor
Intervalo de temperatura	T	°C	Dependendo do tipo e da classe de desempenho, existem vários intervalos de temperaturas; para ter em atenção ao escolher a localização do inversor (por exemplo num sótão ou no exterior)

Tabela 3.7

Propriedades	Descrição
Categoria de protecção IP	Na altura de escolher a localização do inversor deve-se ter em conta: Categoria: IP 5_ protecção contra o depósito de poeiras IP 6_ protecção contra a penetração de corpos sólidos estranhos e poeiras IP _1 protecção contra a queda vertical de gotas de água IP _3 Protecção contra a queda de água de gotas de água até 60° da vertical IP _4 Protecção contra projecções de água IP _5 Protecção contra jactos de água de baixa pressão IP _7 Protecção contra a imersão em água Um inversor situado exterior deve ter, pelo menos, protecção IP 54
Controlo do isolamento	O inversor monitoriza a resistência de isolamento do sistema fotovoltaico
Estabilidade em curto-circuito e em circuito aberto	Diz respeito ao comportamento do inversor no caso de acontecer uma falha
Protecção de polaridade	O inversor deve estar protegido contra a eventualidade de uma ligação incorrecta dos seus pólos (por exemplo, durante a instalação)
ENS/MSD (com maior enfoque na Alemanha)	Circuito de monitorização da rede, com aparelhos de corte integrados: dois dispositivos automáticos em paralelo que monitorizam a rede receptora, cada um deles com um dispositivo integrado, ligados em série entre si. Frequentemente o ENS/MSD vem integrado com o inversor. Ver também a secção 5.8.2
Serviço, garantia	O período da garantia deve ser no mínimo de dois anos.
Aquisição e armazenamento de dados	Registo de dados operacionais relevantes, detecção e sinalização de avarias, e armazenamento de dados
Interface com o PC, software, ou modem ligado à rede eléctrica	Interface RS-232 ou RS-485 PC, software de análise, modem que pode transmitir sinais de dados através da linha de potência
Indicador visual, documentação	Ampla oferta de equipamento auxiliar, facilidade de uso, documentação para o cliente e para o responsável técnico pela instalação

3.3.5 Tipos de inversores e tamanhos de construção para várias classes de potência

Os inversores podem dividir-se em três grupos: inversores centrais, inversores de cadeia de módulos e inversores integrados. Os conceitos que estão associados a cada tipo de inversor são explicados em detalhe no capítulo 5. De seguida são apresentados alguns exemplos de diferentes inversores.



Figura 3.89 - Inversor central - gama de alta potência (trifásico)

Tipo:	SINVERTsolar 60 kVA
Fabricante:	Siemens AG
Conceito:	inversor auto-controlado com transformador LF
Potência nominal DC:	60 kW
Tensão MPP:	460-680 V
Dimensão:	1.325 x 650 x 850 mm
Peso:	750 kg



Figura 3.90 - Inversor central - gama de baixa potência (monofásico)

Tipo:	NEG 1600+
Fabricante:	OLON AG
Conceito:	Inversor auto-controlado com transformador LF e tensão reduzida de segurança
Potência nominal DC:	1.740 W
Tensão MPP:	56-95 V
Dimensão:	540 x 410 x 170 mm
Peso:	26 kg



Figura 3.91 - Inversor de cadeia de módulos

Tipo:	SunnyBoy SWR 2000
Fabricante:	SMA
Conceito:	Inversor auto-controlado sem transformador
Potência nominal DC:	1.900 W
Tensão MPP:	125-500 V
Dimensão:	295 x 434 x 214 mm
Peso:	25 kg



Figura 3.92 - Unidade integrada Inversor/módulo

Tipo:	DMI 150/35
Fabricante:	Dorfmueller
Conceito:	Inversor auto-controlado com transformador LF
Potência nominal DC:	100 W
Tensão MPP:	28-58 V
Dimensão:	80 x 200 x 100 mm
Peso:	2,8 kg

3.3.6 Outros desenvolvimentos tecnológicos

Configuração multifileira

A utilização de inversores para elevadas tensões de entrada, particularmente no caso dos inversores de cadeia de módulos (ver capítulo 5), pode conduzir a substanciais perdas de energia. Os sistemas sombreados ou que possuem campos de módulos com diferentes orientações, são os mais afectados. Uma das soluções adoptadas para reduzir estas perdas, é conhecida pela configuração multifileira. Neste caso, o sistema é concebido de forma a que os módulos com condições semelhantes de irradiância são ligados uns aos outros, formando uma única "fileira". Cada fileira tem o seu próprio conversor DC/DC com um rastreador **MPP** separado, de modo a cada fileira operar no ponto de máxima potência. Por este motivo, as fileiras **MPPs** podem ser diferentes. Através do barramento DC é fornecida uma tensão DC constante pelo conversor DC/DC à unidade onduladora (inversor).

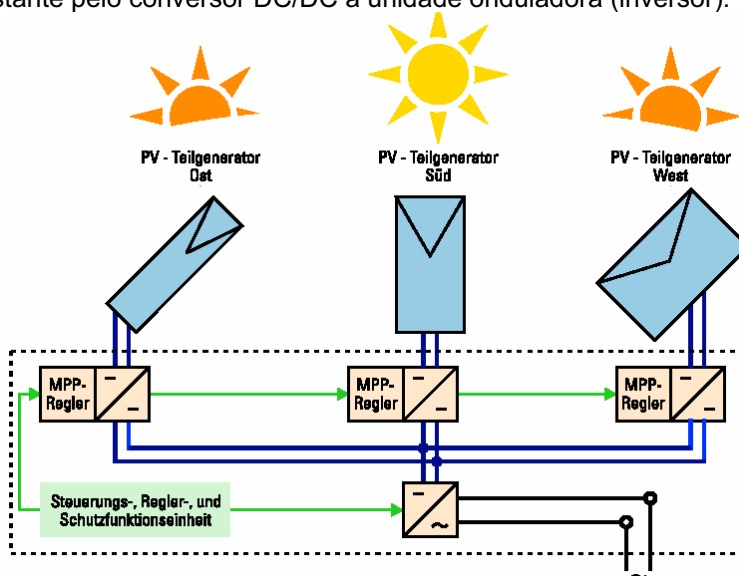


Figura 3.93 - Inversor multifileira

Configuração "mestre-escravo" nas gamas de baixa potência

O conceito "mestre-escravo" (ver capítulo 5) permitiu o desenvolvimento de uma nova solução para a optimização da produção de energia. Este conceito, utilizado normalmente para os grandes inversores (**200 kW** ou mais), foi expandido para os inversores de baixa potência (até **5 kW**).

Vários inversores de baixa potência trabalham em conjunto como unidades "mestre-escravo". Quando a irradiância é reduzida, apenas operam os dispositivos mestres. Com o aumento da irradiância, atinge-se a potência limite do dispositivo mestre, sendo então accionado o primeiro dispositivo escravo. De modo semelhante, o crescente aumento da irradiância conduz à sucessiva entrada em operação dos restantes dispositivos escravos. Este conceito permite optimizar a eficiência global do sistema.

A curva característica da unidade mestre-escravo, compreende as curvas características dos inversores individuais e, especialmente no intervalo de baixa potência, tem uma eficiência maior do que a de um dispositivo individual com a mesma potência total. É possível distribuir os vários inversores individuais da unidade mestre-escravo entre os diferentes sub-geradores ou fileiras, de modo a estabelecer diferentes **MPP** para os inversores individuais. Outra designação dada a esta configuração é o "conceito de equipa".

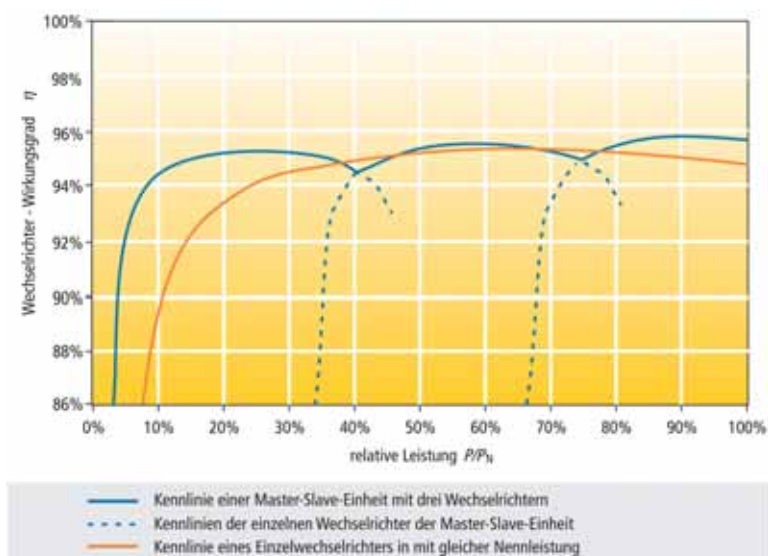


Figura 3.94 - Curva característica de eficiência de uma unidade mestre-escravo com três inversores

Configuração trifásica nos intervalos de baixa potência

Outra possibilidade para a optimização da eficiência global dos sistemas fotovoltaicos nos intervalos de baixas potências, consiste na ligação do inversor a uma rede trifásica. Este conceito tem as seguintes vantagens:

- elevada eficiência;
- melhoria na qualidade do sinal eléctrico produzido;
- simplicidade do circuito;
- maior robustez e longevidade dos dispositivos;
- possibilidade de utilização de equipamento protector redundante, com monitorização da tensão trifásica (em substituição do dispositivo protector **ENS/MSD**).

Outros desenvolvimentos

Os fabricantes de inversores têm vindo a dar uma especial ênfase à modularidade dos seus dispositivos. Múltiplos inversores de pequena dimensão são ligados entre si do lado DC ou AC. Isto permite a ligação de várias unidades conversoras sob a forma de um único sistema modular, que forneça a potência total desejada.

Tal como os componentes de potência, esta modularidade estende-se a outras funcionalidades que opcionalmente podem equipar os inversores, de acordo com as especificações do cliente. Isto inclui, em particular, visualização, registo e armazenamento de dados operacionais, interfaces de comunicação, funções de protecção, entre outros. Deste modo os dados operacionais dos múltiplos inversores podem ser monitorizados à distância, através das suas interfaces de comunicação. Novos conceitos estão neste momento a ser desenvolvidos, em que o rastreador **MPP** e o conversor DC/DC estão separados e ligados através de um barramento DC a um inversor central.



Figuras 3.95 e 3.96 - Inversores de concepção modular
Fotografias: Fronius

3.4 Cabos

3.4.1 Cabos do gerador

Para a instalação eléctrica de um sistema fotovoltaico, apenas devem ser usados cabos que cumpram os requisitos para esta aplicação. Antes de mais é necessário distinguir entre os cabos de módulo ou de fileira, cabo principal DC e cabo do ramal AC.

Designam-se por “*cabos de módulo*” ou “*cabos de fileira*”, os condutores que estabelecem a ligação eléctrica entre os módulos individuais de um gerador solar e a caixa de junção do gerador. Estes cabos são geralmente aplicados no exterior. Com o objectivo de garantir protecção contra a ocorrência de falhas de terra, bem como de curto-circuitos, os condutores positivos e negativos não podem ser colocados lado a lado no mesmo cabo. A experiência tem demonstrado que os cabos monocondutores com isolamento duplo são a melhor solução, oferecendo uma elevada segurança.



Figura 3.97 - Vários cabos de módulo e de fileira

Contudo, a versão standard deste tipo de cabo apenas permite temperaturas máximas de **60 °C**. Os fabricantes de telhas fotovoltaicas têm medido temperaturas que vão até **70 °C** no telhado. Por este motivo são usados os “*cabos solares*” nas aplicações exteriores. As características principais destes cabos são a resistência aos ultra-violetas e ao clima, sendo apropriados para um largo espectro de temperaturas (entre **-55 °C** e **125 °C**). Nas instalações integradas nos telhados poderá ser utilizada a versão standard.

A caixa de junção do módulo permite que sejam fixados cabos com uma secção transversal de **1,5 mm²** até **6,0 mm²**.

A tabela a seguir apresenta uma lista de alguns tipos de cabos de fileira de vários fabricantes e as respectivas características.

Tabela 3.8 - Propriedades dos cabos solares

1. Estabilidade mecânica	Compressão, tensão, torção e dureza
2. Resistência climática	Resistência aos raios UV e ao ozono num traçado exterior desprotegido, comportamento térmico (temperaturas: 70 °C no telhado, 55 °C no sótão)
3. Protecção contra contactos directos e indirectos	Linha individual com duplo isolamento

Os cabos são fornecidos frequentemente nas cores vermelha, azul e preta, por forma a permitir uma maior compreensão do desenho da instalação.

Sistemas de ligação

A ligação dos cabos de fileira e outras ligações eléctricas DC, devem ser levadas a cabo com extremo cuidado. A fraca qualidade dos contactos eléctricos podem levar ao aparecimento de arcos e, consequentemente, ao aumento do risco de incêndio. Normalmente são usados quatro sistemas de ligação.

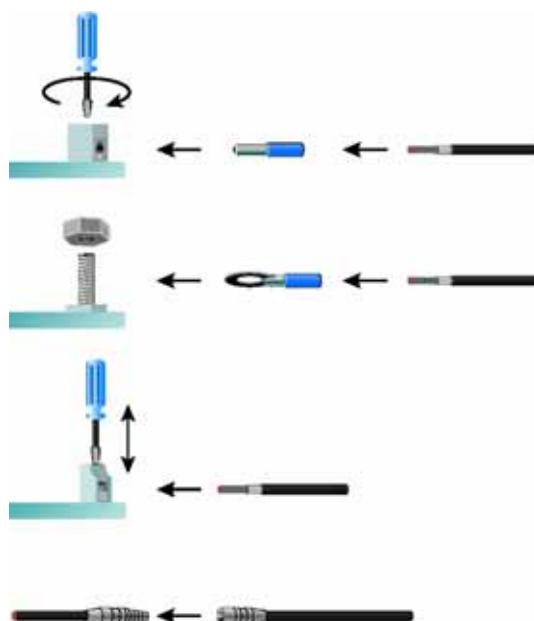


Figura 3.98

1) Ligadores de aperto por parafuso

Para se ligar cabos flexíveis de fios entrançados aos ligadores de parafuso, são usadas terminações metálicas com mangas de protecção.

2) Terminais de orelha

A ligação dos terminais de poste é efectuada com terminal com orelha, que estão presas entre a porca e o parafuso.

3) Ligadores de acoplamento por mola

Nas caixas de junção que usam ligadores de mola, os cabos podem ser presos em segurança sem serem necessárias terminações metálicas.

4) Fichas de engate

Por forma a simplificar a instalação, é cada vez mais comum a oferta de módulos fotovoltaicos e cabos com fichas isoladas. O sistema de ligação ilustrado na figura 3.100, permite inserir e retirar as fichas dos cabos usando as ferramentas de um electricista.



Figura 3.99 - Cabo de módulo com fichas de engate

Fotografia: MultiContact



Figura 3.100 - Detalhe da ficha

Fotografia: Tyco

3.4.2 Cabo principal DC

Os tipos de cabo acima mencionados, podem também ser utilizados para o cabo principal DC. Este cabo estabelece a ligação entre a caixa de junção do gerador e o inversor. Se a caixa de junção do gerador estiver localizada no exterior, estes cabos devem ser entubados, uma vez que não são resistentes aos raios ultra-violetas. Sempre que houver possibilidade de opção, os cabos de policloreto de vinilo (**PVC**) não deverão ser usados no exterior. O material halogeneizado **PVC** é frequentemente utilizado nas instalações eléctricas. Tendo em consideração os impactos no ambiente, deverão ser escolhidos produtos isentos de halogéneo.

Por razões associadas à protecção contra falhas de terra e curto-circuitos, recomenda-se o uso de cabos monocondutores isolados para as linhas positiva e negativa. Se forem usados cabos multicondutores, o condutor de protecção verde/amarelo não deverá estar sujeito a qualquer tensão. Para as instalações fotovoltaicas expostas ao risco de incidência de relâmpagos, deverão ser usados cabos blindados (ver capítulo 5 “Protecção contra descargas atmosféricas, sobretensões e ligação à terra”). Os cabos devem ser encaminhados de modo a que a sua integridade mecânica nunca seja posta em causa (ex. pela acção de roedores). Deverá ser sempre possível isolar os condutores da tensão da linha principal DC. Normalmente, o interruptor principal DC e os pontos de isolamento da caixa de junção do gerador asseguram esta função.

3.4.3 Cabo de ligação AC

O cabo de ligação de corrente alternada liga o inversor à rede receptora, através do equipamento de protecção. No caso dos inversores trifásicos, a ligação à rede de baixa tensão é efectuada com um cabo de cinco pólos. Para os inversores monofásicos é usado um cabo de três pólos.

3.5 *Material da instalação*

Os cabos devem ser colocados através de materiais de fixação apropriados. Os vários materiais da instalação, tais como as braçadeiras dos cabos, devem também ser resistentes aos agentes atmosféricos.

As opções mais simples para fixar os cabos são, sem dúvida alguma, as braçadeiras. Os tubos flexíveis de protecção, as calhas e os clips, também poderão ser usados como sistemas alternativos de fixação.

3.6 *Interruptor principal DC*

Na eventualidade da ocorrência de falhas, ou para a condução de trabalhos de manutenção e de reparação, será necessário isolar o inversor do gerador fotovoltaico. Para este fim utiliza-se o interruptor principal DC. De acordo com a norma **IEC 60364-7-712**, “Instalações eléctricas nos edifícios – requisitos para instalações ou localizações especiais – sistemas solares fotovoltaicos”, é estipulada a necessidade da instalação de um aparelho de corte da ligação acessível entre o gerador fotovoltaico e o inversor.



Figura 3.101 - Interruptor principal DC

O interruptor principal DC deve ter suficiente poder de corte para permitir a abertura do circuito DC em boas condições de segurança. Deve estar também dimensionado para a tensão máxima em circuito aberto do gerador solar (à temperatura de **-10°C**), bem como para a corrente máxima do gerador (corrente de curto-circuito em condições **CTS**). O comutador principal DC é alojado com frequência na caixa de junção do gerador. Por razões de segurança, é preferível instalá-lo directamente antes do inversor. As fichas (por exemplo, nos inversores de fileira) podem funcionar como isoladores, desde que não estejam sujeitos a cargas. Sendo a irradiância suficiente, o gerador fotovoltaico fornece energia e, por esse motivo, os seus terminais estão sob carga. Ao separar uma tomada em carga, a corrente directa pode provocar o aparecimento de um arco eléctrico, o que constitui sério risco em termos de segurança.

Fabricantes de interruptores DC: ABB, AEG, Klöckner Moeller, Merlin, Santon, Siemens, Winkhaus

3.7 Equipamento de protecção AC e aparelhos de medida

Disjuntores

Os disjuntores são aparelhos de protecção contra sobreintensidades, que podem voltar a ser rearmados depois de dispararem. Isolam automaticamente o sistema fotovoltaico da rede eléctrica, caso ocorra uma sobrecarga ou um curto-circuito. Estes dispositivos automáticos são frequentemente usados como interruptores AC.

Disjuntores diferenciais

Os disjuntores diferenciais são aparelhos de protecção sensíveis à corrente residual-diferencial. Estes dispositivos “observam” a corrente que flui nos condutores de ida e de retorno do circuito eléctrico. Caso a diferença entre ambas correntes ultrapasse os **30 mA**, estes actuam isolando o circuito em menos de **0,2** segundos. Este dispositivo disparará se ocorrer uma falha de isolamento, um contacto directo ou indirecto.

MSD (DIN VDE 0126 – em alemão, ENS)

O sistema **MSD** consiste em dois dispositivos independentes de monitorização da rede AC, cada um deles com um aparelho de corte automático alocado, estando estes dois interruptores ligados em série entre si.

Aparelhos de medida

Antes do aparecimento do programa Alemão **EEG** (Erneuerbare Energien Gesetz - Lei das Energias Renováveis), na maior parte dos sistemas fotovoltaicos instalados na Alemanha, a energia era injectada na instalação colectiva de serviço eléctrico dos edifícios. Apenas o excesso de electricidade era injectada na rede eléctrica pública. Nessa altura, para além dos contadores da energia entregue e pedida á rede, era frequentemente instalado um terceiro contador da energia produzida pelo sistema fotovoltaico. Esta prática é actualmente seguida em Portugal. Com o aumento do tarifário atribuído pela lei **EEG**, a cada unidade de energia produzida e entregue na rede pelo sistema fotovoltaico (actualmente de 0,50 EUR/kWh), toda a energia fotovoltaica produzida passou a ser entregue na rede eléctrica pública.

3.8 Acumuladores

O armazenamento de energia é um tema central no aproveitamento da energia solar nos sistemas autónomos, dado que a produção e o consumo de energia não coincidem, quer ao longo do dia quer ao longo do ano. A energia solar produzida durante o dia não é, normalmente, utilizada antes no início da noite, sendo por este motivo necessário armazená-la. Os períodos de dias sucessivos sem sol também devem ser tidos em conta.

Antes de mais, deveremos discutir as propriedades básicas dos acumuladores (baterias recarregáveis), por forma a apoiar a nossa decisão para diferentes aplicações. Os detalhes relacionados como o cálculo da capacidade dos acumuladores são fornecidos no capítulo 6.

Nas instalações de energia solar, os acumuladores ou baterias de ácido de chumbo, são os elementos mais comuns para os armazenamentos de curta duração. Estas baterias têm a melhor relação preço-eficiência, e podem assegurar elevadas e reduzidas correntes de carga com uma boa eficiência. Nos sistemas fotovoltaicos, a capacidade de armazenamento situa-se geralmente entre **0,1 e 100 kWh**, embora já tenham sido implementados alguns sistemas na gama dos **MWh**. Outros tipos de baterias actualmente comercializados, são as baterias de níquel-cádmio, de hidreto metálico de níquel e de iões de lítio. Estas últimas baterias são apenas usadas em pequenos equipamentos (rádios, relógios, lanternas, computadores portáteis), não sendo aplicadas nas instalações da dimensão dos sistemas fotovoltaicos.

3.8.1 Constituição e funcionamento das baterias de ácido de chumbo



Figura 3.102 - Acumuladores solares
Marca “Sonnenschein”, da Deutsche Exide Standby GmbH

As baterias de ácido de chumbo compreendem várias células individuais, cada uma delas com uma tensão nominal de **2 V**. Quando são montadas em bloco, as células são dispostas dentro de um invólucro comum, sendo internamente ligadas em série (por ex. 6 células para um bloco de 12 V). Nos grandes sistemas de acumulação, as baterias são construídas geralmente como células individuais, devido ao seu peso. Quando são instaladas, são ligadas entre si em série ou em paralelo, criando diferentes níveis de tensão e capacidades.

Uma bateria consiste basicamente num recipiente que contém duas placas de diferente polaridade (positiva e negativa), isoladas por separadores e imersas num electrólito de ácido sulfúrico diluído (H_2SO_4). As placas actuam como eléctrodos e consistem fundamentalmente em grelhas de chumbo que têm a função de reter a matéria activa e conduzir a corrente eléctrica. A matéria activa porosa é, na realidade, quem armazena a energia. A sua estrutura esponjosa fornece suficiente área superficial para a reacção electroquímica. Com a bateria carregada, a massa activa no eléctrodo negativo é feita de chumbo (**Pb**), e no eléctrodo positivo de dióxido de chumbo (**PbO₂**).

Com o estabelecimento do circuito eléctrico, os electrões irão fluir do pólo negativo para o positivo, provocando uma reacção química entre as placas e o ácido sulfúrico. Isto provoca a formação do sulfato de chumbo ($PbSO_4$) nas superfícies das placas, à medida que o sulfato do ácido se liga à matéria activa. O electrólito é assim consumido quando a bateria se descarrega. Isto reduz a concentração do ácido tornando o electrólito mais aquoso. Esta mudança pode ser medida com um densímetro, que permite verificar o estado de carga da bateria.

Quando o gerador fotovoltaico recarrega a bateria, com uma tensão superior à tensão dos terminais da bateria, os electrões circulam na direcção contrária (do pólo positivo para o pólo negativo). Verifica-se então a inversão do processo químico que ocorreu durante a descarga. O processo não é completamente reversível. Pequenas quantidades de sulfato de chumbo não se voltam a dissolver (sulfatação). Em resultado do processo de carga/descarga, a capacidade da bateria diminui. Esta perda de capacidade é maior quanto maior foi a profundidade da descarga. Se for utilizada apenas uma parte

da capacidade da bateria, então a diminuição é relativamente pequena, pelo que a vida da bateria, isto é, o seu número de ciclos, aumenta consideravelmente para operações caracterizadas por fracas descargas. A figura 3.103 mostra a relação entre a profundidade da descarga e o número de ciclos.

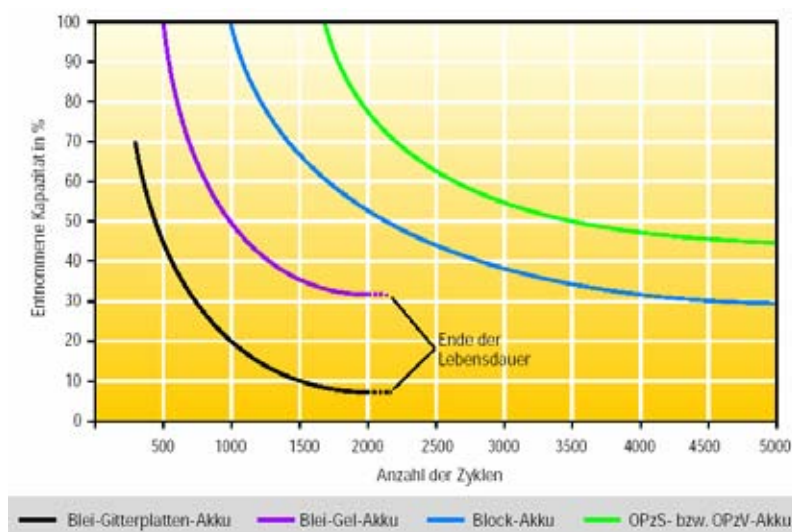


Figura 3.103 - Ciclo de vida útil dos acumuladores de ácido de chumbo O número de ciclos depende do tipo de bateria e da profundidade de descarga

A vida útil de uma bateria vem definida para o ponto a partir do qual, completamente carregada, a bateria tem apenas **80 %** da sua capacidade nominal. Depois deste ponto, a bateria pode continuar a ser usada, mas a sua capacidade reduz-se continuamente e o risco de uma súbita falha aumenta consideravelmente, particularmente em resultado de um curto-circuito (ver 3.8.3 “Efeitos do Envelhecimento”).

Fabricantes de baterias de ácido de chumbo para sistemas fotovoltaicos: Akku Gesellschaft, BAE, Bären, Bayern Batterie, Deutsche Exide, Hawker, Hoppecke, Mastervolt, Moll, Swisssolar, Varta.

3.8.2 Tipologia e características das baterias de ácido de chumbo

As baterias de ácido de chumbo podem ser divididas em diferentes tipos, de acordo com a tecnologia da placa e o tipo de electrólito que utilizam. Nas instalações solares são normalmente utilizadas baterias húmidas de electrólito fluido (conhecidas por baterias solares), baterias de gel, baterias estacionárias de placa tubular e baterias de bloco.

Baterias Húmidas

A bateria mais comum nas instalações fotovoltaicas é a simples bateria de ácido de chumbo composta pelas placas e pelo fluido electrólito. Devido ao seu extenso uso como bateria de arranque nos automóveis, é fabricada em largas quantidades. Ambos os eléctrodos, positivo e negativo, constituem as placas da bateria. Dado que a matéria activa pode ser simplesmente espalhada na estrutura da grelha, as placas podem ser produzidas a um baixo custo.

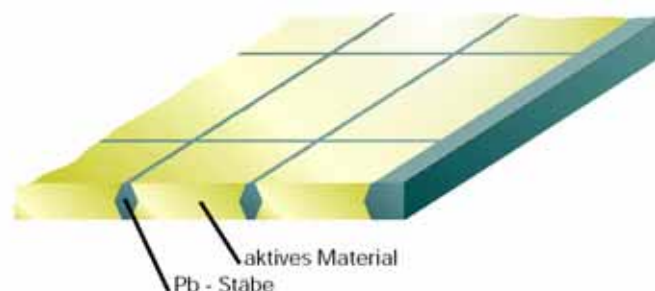


Figura 3.104 - Secção da placa

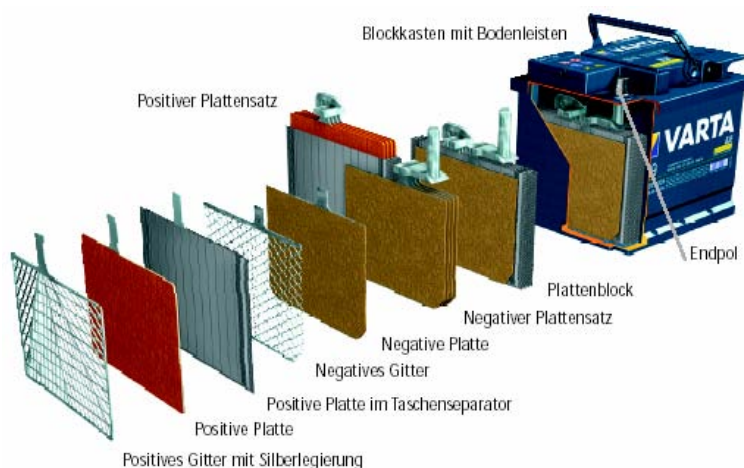


Figura 3.105 - Vista expandida de uma bateria aquosa de ácido de chumbo (bateria de arranque)
Imagem: Varta

Neste ponto iremos abordar a questão do uso da bateria de um carro como um acumulador solar. A bateria de arranque de um carro é construída com um grande número de placas, relativamente delgadas, do que resulta uma extensa superfície activa. Neste caso poderá ser produzida uma forte corrente inicial durante um curto período de tempo. Esta corrente flui apenas por uns segundos, pelo que a capacidade da bateria apenas diminui ligeiramente. Para favorecer os desempenhos da bateria num curto período de tempo (placas delgadas), reduz-se o tempo de vida útil. Por este motivo, a aplicação de uma bateria de arranque num sistema solar sujeita a uma profundidade de descarga de **50 %**, tornar-se-ia rapidamente inutilizável, após alguns dias. A sua capacidade ficaria reduzida a uma pequena fracção da sua capacidade inicial. Apenas seria possível um maior tempo de vida útil, se fosse utilizado um especial controlador de carga, que limitasse o nível de descarga da bateria a **10 %** da sua capacidade nominal. Contudo, isto implicaria uma maior capacidade da bateria.

Em contraste com as baterias dos carros, os acumuladores solares são constituídos por placas espessas por forma a aumentar o seu ciclo de vida útil, e as grelhas de chumbo são endurecidas com um aditivo de antimónio. Para além disso, o electrólito possui um conteúdo ácido ligeiramente inferior para reduzir a corrosão e, por este motivo, aumentar a vida útil da bateria. A capacidade de uma bateria depende tanto da intensidade da corrente de descarga como da temperatura. Quando a temperatura baixa a sua capacidade torna-se menor, verificando-se o inverso para temperaturas superiores. Por exemplo, se a temperatura descer de **20 °C** para **0 °C**, a capacidade disponível diminui aproximadamente **25 %**.

A curva característica da bateria húmida da figura 3.103, ilustra o ciclo de vida útil de uma típica bateria solar (da marca Varta). Para profundidades de descarga de **70 %** (o que significa que 70% da sua capacidade é descarregada regularmente), atinge um ciclo de vida de apenas **200** ciclos. Para **50 %**, aumenta significativamente para um número alguns acima de **400** ciclos e, para **20 %**, atinge **1.000** ciclos.

Este tipo de bateria é especialmente apropriada para aplicações pontuais, por exemplo para caravanas de campismo, barcos e casas de ocupação temporária (fim de semana ou férias). Assumindo que a bateria está correctamente dimensionada, a probabilidade de uma descarga de **50 %** será reduzida, pelo

que a vida da bateria será significativamente elevada. Para que a profundidade da descarga não seja superior a **50 %**, será necessário o uso de um controlador de carga, que faça o deslastre das cargas por forma a proteger a bateria.

Baterias de gel (Baterias VRLA)

A bateria de gel de chumbo constitui uma versão melhorada da normal bateria de ácido de chumbo. Neste caso, o ácido sulfúrico é imobilizado pelo recurso a aditivos, passando a ter a consistência de um gel. As suas principais vantagens são:

1. Não tem problemas de estratificação e é caracterizada por uma reduzida sulfatação do ácido;
2. Possui um maior ciclo de vida útil;
3. Não liberta gases, pelo que permite o seu uso mesmo para fracas condições de ventilação;
4. O invólucro é completamente selado, isento de derrames, o que permite a instalação da bateria em qualquer posição e localização (barcos, caravanas de campismo, etc.);
5. Não requer cuidados de manutenção, uma vez que não existe a necessidade de repor o nível do electrólito durante o seu tempo de vida.

As baterias de electrólito fluido são sistemas ventilados, em que as respectivas válvulas permitem a libertação dos gases e a adição de água, por forma a repor o nível do electrólito. Em contraste, as baterias de gel não requerem nenhuma ventilador, dado que em condições normais de funcionamento não existe a necessidade de adicionar água. Estas baterias são então seladas, vindo apenas equipadas com uma válvula de segurança, que permite a libertação dos gases que se foram acumulando, em resultado das sobrecargas da bateria. Por este motivo, as baterias de gel não requerem especiais cuidados de manutenção e são designadas por baterias de ácido de chumbo reguladas por válvulas (VRLA).

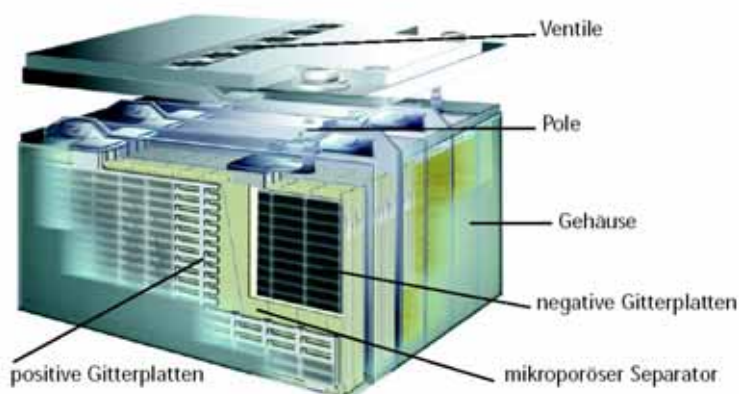


Figura 3.106 - Vista de uma bateria VRLA

Imagem: Deutsche Exide Standby GmbH

Deve-se chamar a atenção para o facto deste tipo de bateria precisar de um controlador de carga que seja adequado às suas características, dado que as baterias de gel são altamente sensíveis a sobrecargas. A tensão de corte da carga deve ser rigorosamente mantida para que não venha a ocorrer o fenómeno de gaseificação. Devido à selagem da bateria não é possível verificar o seu nível da carga através de um aparelho de medição da concentração do ácido (densidade do electrólito). O único modo de obter uma informação aproximada sobre o estado da carga, é através da tensão aos terminais da bateria.

A curva característica da bateria de gel da figura 3.103, mostra que para uma bateria **VRLA** (de marca "Sonnenschein") é possível obter um número de **1.000** ciclos de carga/descarga, para uma profundidade de descarga máxima de **50 %**. O número de ciclos é assim superior ao dobro daquele que se verifica para a bateria húmida de electrólito fluido, em condições equivalentes. O dimensionamento típico da bateria para uma profundidade de descarga máxima de **30 %**, implica um número de **2.000** ciclos para a bateria de gel, mas apenas de **700** ciclos para a bateria húmida. As baterias de gel têm um maior período de vida, mas são mais caras do que as baterias húmidas. O campo de aplicação para estas baterias vai, claramente, no sentido de uma utilização permanente, para vários anos de vida útil.

Baterias estacionárias com placas tubulares (tipo OPzS e OPzV)

Para operações permanentes, durante períodos que vão de quinze a vinte anos, e em grandes instalações fotovoltaicas autónomas, as baterias estacionárias são uma escolha acertada.

O peso, o volume, o custo da instalação (pode ser necessário construir uma plataforma que suporta o banco de baterias) e os preços comerciais, que podem ser duas a três vezes superiores aos restantes tipos de baterias, são as características principais desta solução.

As baterias de placas tubulares estão disponíveis como baterias húmidas do tipo **OPzS** (as siglas provêm do alemão “Ortsfeste Panzerplatte Spezial” ou “Placa Tubular Estacionária Especial”), que contêm electrólito fluido e separadores especiais, ou então como baterias seladas, com electrólito de gel e válvulas de segurança do tipo **OPzV** (as siglas provêm do alemão “Ortsfeste Panzerplatte Verschlossen” ou “Placa Tubular Estacionária Selada”). Este equipamento está standardizado nos sistemas de emergência, mas não está especificamente desenvolvido para a indústria solar. Estes produtos são fiáveis e possuem várias décadas de existência, pelo que são uma excelente escolha para aplicações solares autónomas.

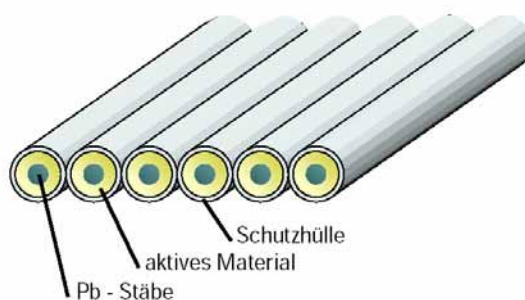


Figura 3.107 - Secção de uma placa tubular

Diferenciam-se das baterias solares e de arranque pelo desenho dos eléctrodos positivos, que são constituídos por placas tubulares. Nestas placas existem tubos permeáveis que rodeiam as varetas, através dos quais passa o electrólito. O tubo protector mantém mecanicamente a matéria activa no espaço interior e limita a sedimentação (queda de finas partículas da matéria activa no fundo da caixa da bateria). As placas tubulares são particularmente estáveis, incrementando os ciclos de vida da bateria. Pode ver-se na figura 3.103 que o ciclo de vida das baterias **OPzS** e **OPzV** (da marca “Sonnenschein”) é significativamente maior do que nos restantes tipos de baterias. Para uma profundidade de descarga até **50 %**, as baterias **OPzS** e **OPzV** têm um ciclo de vida útil de aproximadamente **3.500** ciclos, atingindo os **5.000** ciclos quando a profundidade de descarga não ultrapassa **45 %** da sua capacidade nominal. As baterias **OPzS** requerem cuidados de manutenção em cada **0,5 a 3,0** anos, enquanto que as baterias **OPzV** dispensam qualquer intervenção em termos de manutenção.

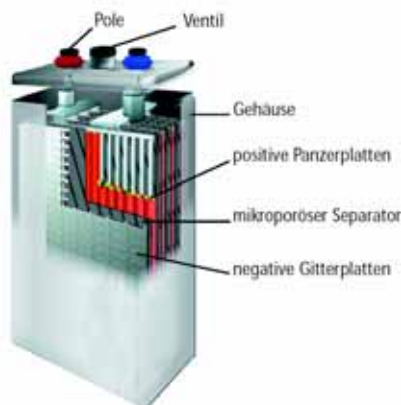


Figura 3.108 - Vista de uma bateria OPzV com placas tubulares positivas e placas negativas radiais

Imagem: Deutsche Exide Standby GmbH

Baterias de bloco com placas positivas planas

As baterias de bloco de electrólito fluido, estão classificadas entre as baterias estacionárias. Os eléctrodos positivos neste caso são placas planas, um compromisso entre as placas radiais (grelha) e as placas tubulares. As varetas não estão encaixadas individualmente, mas sim inseridas num elemento protector comum. Consegue-se assim simplificar o processo e reduzir os custos de fabrico em relação às placas tubulares, mantendo uma esperança de vida superior à das placas radiais. Os eléctrodos negativos da bateria de bloco são novamente placas radiais.

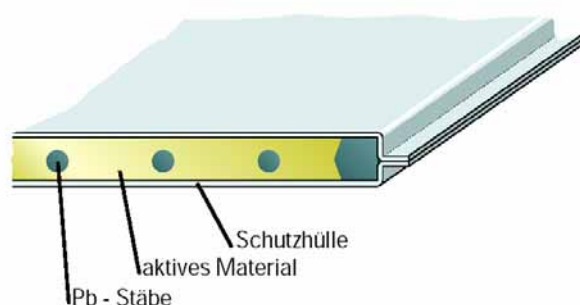


Figura 3.109 - Secção de uma placa plana Nome DIN: 'Bloco OGi' (Ortsfeste Gitterplatten – Placas estacionárias radiais)

As baterias de bloco caracterizam-se pela sua elevada fiabilidade e ciclo de vida. Conforme se pode verificar na figura 3.103, atingem números da ordem de **1.300** ciclos para **75 %** de profundidade de descarga e de **4.500** ciclos para **30 %** (Bloque Varta, gama "Vb"). Devido à larga reserva de ácido do recipiente, a manutenção apenas é necessária por períodos de três a cinco anos. Este tipo de bateria é frequentemente utilizada nos sistemas fotovoltaicos, dado que mesmo as pequenas intensidades de corrente podem ser aproveitadas para a recarga, conseguindo-se eficiências de carga na ordem de **95 a 98 %**.

3.8.3 Desempenho e características dos acumuladores de ácido de chumbo

Capacidade

A capacidade **C** de um acumulador, é a quantidade de electricidade que a bateria pode fornecer até ficar totalmente descarregada, em determinadas condições de descarga. A capacidade nominal é o produto da descarga constante I_n e do tempo de descarga t_n : $C_n = I_n \times t_n$

A geometria e o número de células ligadas em paralelo, determinam a capacidade nominal da bateria. Contudo, este valor não é constante, pois depende da temperatura, da tensão final da descarga e acima de tudo da corrente de descarga. Com uma reduzida corrente de descarga, o sulfato deposita-se lentamente nas placas. Esta lenta deposição permite uma maior penetração da matéria activa, da que ocorre para uma elevada descarga.

Com elevadas correntes de descarga, as moléculas de sulfato que se depositaram no início do processo bloqueiam a rápida penetração das restantes moléculas. Consequentemente, é possível descarregar uma maior quantidade de energia de uma bateria quando a descarga é feita lentamente, com reduzidas correntes, do que para uma descarga rápida, com elevadas correntes. Por este motivo, a capacidade nominal da bateria C_n tem de ser sempre especificada juntamente com a respectiva corrente de descarga ou, como é habitual, em função do tempo de descarga para o qual a capacidade nominal da bateria é expressa.

Se a energia total de uma bateria for descarregada em **10** horas, fluirá uma muito maior corrente do que aquela que se verifica para uma descarga total com uma duração de **100** horas. A figura 3.110 mostra um exemplo típico desta relação: para uma descarga de **100** horas, a bateria tem uma capacidade de **C100 = 100 Ah**, podendo ser descarregada durante **100** horas com uma corrente de **1A**. Se a mesma bateria for descarregada por uma intensidade de corrente de **8 A**, a tensão final de descarga é atingida

ao fim de **10 h**, pelo que apenas pode fornecer **80 Ah**. Assim, a capacidade da bateria **C10** é de **80 Ah**. Normalmente o fabricante indica qual das capacidades é a nominal. Geralmente, para as baterias estacionárias é **C10**, para as baterias de arranque é **C20** e para as baterias solares é **C100**.

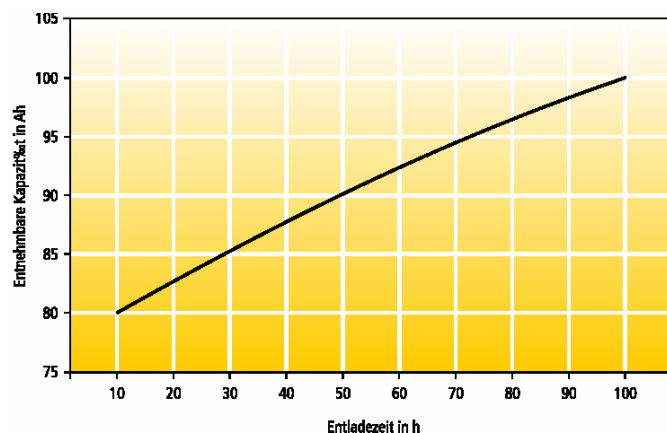


Figura 3.110 - Relação entre o tempo da descarga e o regime da descarga para as baterias de ácido de chumbo com placas radiais

Tensão

A tensão nominal de uma bateria de ácido de chumbo é de **2,0 V** por célula. Em geral estão disponíveis no mercado baterias de **12 V** com seis células em série e baterias de **24 V** com doze células em série. As baterias **OPzS** e **OPzV** são normalmente consideradas como baterias mono-celulares. Em funcionamento, a tensão nos terminais das baterias flutua de acordo com o seu estado operacional. Para proteger a bateria, são pré-determinados dois valores limite, que devem ser mantidos de forma rigorosa. Durante a carga, a tensão máxima de carga marca o limite superior. Na descarga, a tensão mínima de descarga marca o limite inferior que é tolerado. Outro parâmetro a ter em conta é a tensão de gaseificação, a partir da qual a bateria começa a gaseificar de forma significativa durante o processo de carga. De seguida é explicado com maior detalhe a variação da tensão durante os processos de carga e de descarga.

A tensão em circuito aberto de uma bateria ou a tensão que se verifica na inexistência de uma carga é denominada a tensão de equilíbrio, não podendo ser medida imediatamente após a carga ou descarga, uma vez que é necessário estabelecer em primeiro lugar o equilíbrio termodinâmico. A tensão de equilíbrio depende da concentração do electrólito. Dependendo do estado da carga e do tipo de bateria, flutua algures entre **1,96 V** e **2,12V** para cada uma das células (ver tabela 3.10). Na prática está algures entre **12,00 V** e **12,70 V** para uma bateria com uma tensão nominal de **12 V**.

Carga e descarga

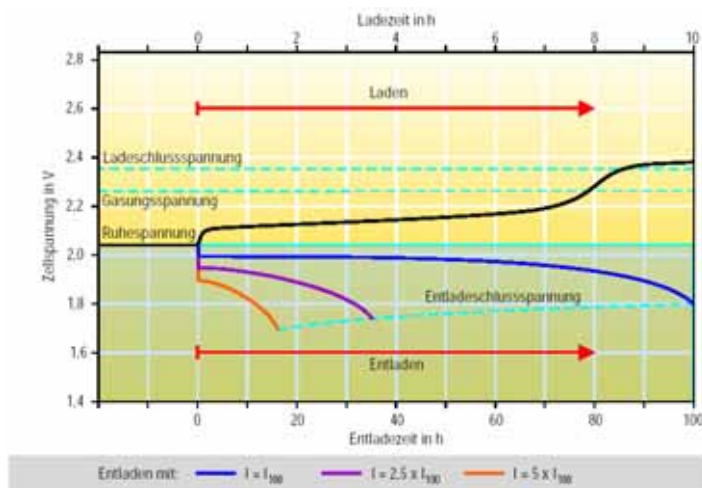


Figura 3.111 - Variação da tensão ao longo do tempo durante a carga (em cima) e descarga (em baixo) para uma corrente constante de 100 Ah (C100)

Durante o processo de carga a tensão na bateria cresce gradualmente. Depois de um certo ponto, atinge-se um valor de tensão onde se começa a dar início à formação de gás (a água divide-se em hidrogénio e oxigénio). A mistura gasosa oxigénio-hidrogénio libertada é altamente explosiva. Perto da tensão de gaseificação, o fabricante define o valor máximo da tensão de carga para cada bateria, onde se deve interromper o processo de carga. Esta função é desempenhada pelo regulador de carga, por forma a que a bateria não sofra qualquer dano pela falta de fluido ou por uma excessiva concentração de ácido, reduzindo desta forma o risco da concentração da mistura gasosa oxigénio-hidrogénio. Uma vez que a tensão máxima de carga depende da temperatura, o controlador de carga necessita também de medir e incorporar o nível de temperatura das baterias no seu algoritmo de carga.

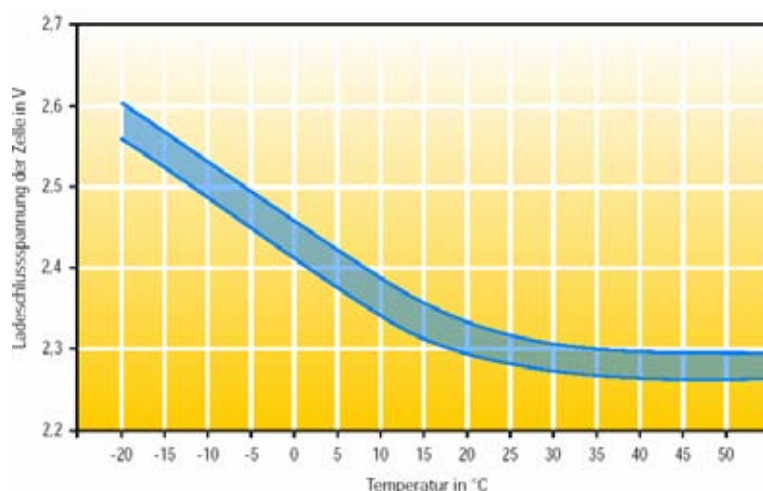


Figura 3.112 - Dependência térmica da tensão máxima de carga para uma bateria de ácido de chumbo com placas radiais

Conforme é apresentado na figura 3.112, a tensão máxima de carga de uma bateria a **20 °C** situa-se entre **2,3 V** e **2,35 V** por célula. Este valor diminui para maiores temperaturas (+ 40 °C → 2,25 V a 2,3 V) e aumenta para menores temperaturas (0 °C → 2,4 V a 2,45 V). O estado de envelhecimento da bateria também influi neste valor. Normalmente é atingido mais rapidamente nas baterias velhas do que nas baterias novas. Os controladores de carga inteligentes são desenvolvidos tendo em atenção estes factores.

Apesar da formação de gás e da perda de fluido, é desejável alguma gaseificação ocasional do electrólito, uma vez que as bolhas ascendentes de gás provocam a diluição do ácido. Este processo permite aumentar o tempo de serviço e o desempenho da bateria. Contudo, a gaseificação aumenta o fenómeno de corrosão e reduz a eficiência da bateria. Para além disso, implica certas exigências em termos de manutenção (a água perdida deve ser reposta) e da instalação em espaços fechados.

À medida que a bateria fica descarregada a tensão à saída modifica-se. Depois de uma brusca redução inicial, devido às perdas óhmicas, decresce continuamente, diminuindo com maior intensidade no fim do processo de descarga, até ser atingida a tensão mínima de descarga. Se a bateria continuar a ser descarregada, e a tensão decair abaixo da tensão mínima de descarga, a concentração de ácido sofrerá uma forte redução, dando lugar a um processo de sulfatação. Por este motivo deverão ser evitadas, em qualquer circunstância, profundas descargas. Conforme pode ser visto na figura 3.111, o nível da corrente de descarga determina a variação da tensão ao longo do tempo, assim como o valor mínimo da tensão de descarga. Para uma elevada corrente de descarga, por exemplo nas descargas rápidas, a tensão final de descarga cai, mas no geral é descarregada menos energia.

Estado da carga (SOC)

A fracção disponível da capacidade nominal da bateria é denominada por estado de carga da bateria. Especialmente nos fornecimentos energéticos autónomos, é importante conhecer a quantidade de energia que fica armazenada no “tanque”. Efectuar esta medição de forma exacta nos sistemas

fotovoltaicos torna-se extremamente difícil, devido à operação cíclica irregular de carga e descarga das baterias. O estado de carga consegue ser determinado através de dois métodos relativamente simples.

Para baterias húmidas (com válvulas de ventilação), a densidade relativa do ácido pode ser medida usando um densímetro ou um sensor especial. Neste caso deve estar garantido que a solução electrolítica está bem misturada. Uma vez que a densidade é, de grosso modo, proporcional à concentração do ácido sulfúrico, esta indica o estado de carga. Os valores limite dependem do tipo de bateria. Os valores típicos encontram-se listados na tabela 3.10.

Tabela 3.9 - Determinação do estado de carga da bateria medindo a tensão da célula ou a densidade do ácido

Fonte: Varta Batterie AG (editor): 'Bleiakkumulatoren', Dusseldorf 1986

Densidade ρ em g/cm ³	Tensão de equilíbrio U_0 em V	Estado da carga
1,10	1,96	0 %
1,13	1,99	20 %
1,16	2,01	40 %
1,20	2,05	60 %
1,24	2,08	80 %
1,28	2,12	100 %

Com baterias de gel seladas (com o electrólito imobilizado), a densidade não pode ser medida. Neste caso o estado de carga só poderá ser determinado através da medição da tensão. No entanto, para estimar o estado de carga de acordo com a tabela 3.10, a tensão da célula tem de ser aumentada até atingir a tensão de equilíbrio. Por este motivo a bateria deverá estar em circuito aberto, pelo menos quatro horas antes da medição. Mesmo assim este método não fornece resultados exactos, uma vez que a estratificação do ácido e a condição de envelhecimento, têm implicações directas na tensão da bateria. Nos maiores sistemas autónomos recomenda-se a instalação permanente de um voltímetro de precisão para medir a tensão da bateria, bem como adicionais amperímetros que controlam regularmente a corrente de carga e de descarga.

Mesmo que a bateria não seja descarregada, ocorrem constantemente reacções químicas nos eléctrodos, que vão descarregando lentamente a bateria. Esta auto-descarga, no caso dos acumuladores solares, não deverá ultrapassar **3 %** por mês.

O factor de carga, a eficiência da carga e a eficiência global

O factor de carga designa o rácio entre a carga (a corrente fornecida em Ah) e a capacidade de descarga da bateria. O factor de carga ideal seria **1**. Contudo, devido às perdas de conversão, na prática encontra-se algures entre **1,02** e **1,20**, dependendo do nível de descarga e da bateria. O inverso do factor de carga constitui a eficiência da carga, que deverá estar situada entre **83** e **98 %**. A eficiência global também toma em consideração as perdas de armazenamento, pelo que é calculada a partir do rácio entre a energia fornecida pela bateria (em Wh) e a energia que é armazenada. Para uma bateria nova, deverá estar situado entre **70** e **85 %**, dependendo do método de carga.

3.8.4 Efeitos do envelhecimento

O maior inconveniente dos acumuladores de ácido de chumbo é o seu curto período de vida útil. Para **100** a **800** ciclos completos, funcionam entre **3** a **8** anos. As baterias estacionárias atingem um maior período de vida útil, que vai de **10** a **15** anos. Os motivos para tal resultam dos vários processos reversíveis ou irreversíveis de envelhecimento, alguns dos quais se influenciam e se intensificam mutuamente:

- *Estratificação do ácido (reversível)*: dado que a maior concentração de ácido cai para o fundo, prevalece uma maior densidade na parte inferior da célula. Isto conduz ao aparecimento de diferença de potencial (ver tabela 3.10) e assim a uma descarga na parte inferior. Uma ocasional carga de equalização (gaseificação), durante os intervalos de manutenção, ajuda a diluir o ácido do electrólito.

- *Sulfatação (irreversível)*: Se a bateria não for suficientemente recarregada depois da descarga, os cristais de sulfato intensificam-se e já não podem ser convertidos de novo em chumbo ou em óxido de chumbo. Como resultado, no decorrer do período de operação, a massa activa diminui e a capacidade de descarga reduz-se. A parte inferior da célula é afectada de um modo particularmente negativo pela sulfatação, uma vez que nesta zona raramente se dá uma carga total.
- *Corrosão (irreversível)*: a corrosão no terminal positivo da grelha de chumbo é provocada pelo elevado potencial positivo. Isto leva ao aumento da resistividade eléctrica da grelha e ocorre com maior intensidade quando a tensão da célula supera **2,4 V** ou abaixo de **2,0 V**. A extensa área de corrosão, que vai desde o condutor positivo até aos eléctrodos, pode ocasionar um curto-circuito.
- *Sedimentação (irreversível)*: a variação do volume durante os processos de carga e de descarga, provoca o desprendimento da matéria activa. Com a formação de gás no electrólito, este fica solto e acaba caindo no fundo do recipiente da bateria, constituindo um foco de sedimentação. Se o espaço entre as placas e o fundo da bateria for demasiado pequeno, poderá então ocorrer um curto-circuito entre as placas.
- *Secagem (irreversível)*: se ocorrer a gaseificação do electrólito durante a carga da bateria e a água perdida não for restabelecida (água destilada) em tempo devido, a bateria ficará seca e não voltará mais a funcionar.

3.8.5 Critérios de selecção

A selecção do acumulador depende de muitos factores, sendo influenciada pelos critérios em termos de gestão do sistema e pelas condições climáticas. As especiais exigências definidas para o acumulador durante a sua operação, podem ser classificadas de um modo lato de acordo com o tempo de funcionamento por ano, o tipo de cargas (cargas fortes ou fracas) e o número de ciclos por semana. No entanto, ainda assim é difícil generalizar sobre qual é a melhor bateria para um determinado tipo de aplicação, uma vez que as principais questões, como são o custo, a instalação, a manutenção e a fiabilidade, são factores decisivos para a escolha.

Os acumuladores utilizados nos sistemas fotovoltaicos autónomos deverão ter as seguintes características:

Boa relação desempenho/preço;
 Reduzidas exigências em termos de manutenção;
 Longo período de vida útil;
 Reduzida auto-descarga e elevada eficiência energética;
 Possibilidade de carga para pequenas intensidades de corrente;
 Elevada capacidade de armazenamento e densidade de potência (requisitos de volume e de peso);
 Resistência mecânica à vibração (para o transporte);
 Protecção contra a ocorrência de riscos para o meio ambiente e para a saúde, reciclável.

Não existe um sistema de armazenamento que preencha todos os requisitos indicados na mesma extensão. Será necessário deliberar quais são as propriedades mais importantes, tendo em atenção a respectiva aplicação.

Para sistemas usados pontualmente (casas de férias, de fim de semana, etc..), uma simples bateria solar de electrólito fluido deverá satisfazer as necessidades de armazenamento do sistema fotovoltaico. Constitui uma escolha de baixo custo, com reduzidos requisitos de manutenção (basta ocasionalmente verificar o nível do electrólito e fazer o enchimento do recipiente com água destilada), podendo resultar num longo período de vida útil se a bateria for dimensionada de forma "generosa". Se for possível manter a bateria num local protegido, estarão também garantidas as condições de segurança contra danos externos e contra o derrame de ácido.

A simples bateria de gel (**VRLA**) constitui uma solução ainda melhor, dado que é mais segura, não requer cuidados de manutenção, possui um maior tempo de vida útil e tem um custo reduzido.

Esta bateria tem demonstrado os suas capacidades nas aplicações de comunicações móveis, dado que não existe derrame de ácido, mesmo na ocorrência de danos em trânsito (o ácido está confinado pelo gel). Uma vez que não ocorre a gaseificação, os requisitos para a acomodação da bateria são menos exigentes. No entanto, as baterias **VRLA** são muito sensíveis às sobrecargas.

No caso dos sistemas que são permanentemente utilizados ao longo do ano, o período de vida útil das baterias solares normais e de gel não é geralmente suficiente. Precisam de ser substituídas com alguma regularidade. Neste caso, recomenda-se o uso de baterias estacionárias de bloco, do tipo **OPzS** ou **OPzV**. O desenho das **OPzV** com o electrólito imobilizado (gel), é preferível se não for possível a acomodação das baterias num local bem ventilado e se não for viável manter uma manutenção periódica.

Ao adquirir as baterias, deve-se garantir que as especificações a seguir indicadas sobre a bateria são fornecidas pelo fabricante:

1. Capacidade da bateria em função dos respectivos tempos de descarga. Uma vez que os fabricantes indicam as capacidades nominais para diferentes tempos de descarga, deverão estar pelo menos especificados os valores **C10** e **C100** para, respectivamente, tempos de descarga de **10 e 100** horas, de modo a se poder estabelecer comparações entre vários produtos;
2. Densidade específica nominal do ácido, volume do ácido ou peso;
3. Ciclo de vida útil ou tempo de vida útil em anos, em função da profundidade de descarga, ilustrados a partir de um gráfico ou de uma tabela (semelhante ao da figura 3.103). Com a ajuda desta informação, será possível determinar qual o produto com a melhor relação custo-eficiência. Os produtos mais baratos estão limitados a **400** ciclos para profundidades de descarga de **30 %**, enquanto que produtos **50 %** mais caros permitem o dobro do número de ciclos. O ciclo de vida útil da bateria está relacionado com o número total de ciclos completos que a bateria perfaz durante a sua vida útil. Um ciclo completo compreende a descarga da capacidade normal e a subsequente completa recarga. O número de ciclos para descargas parciais (por exemplo, 30%), pode ser convertido em ciclos completos, multiplicando este número pela profundidade da descarga (ex: 400 ciclos parciais x 30% de descarga = 120 ciclos completos). Os produtos para os quais não estão especificados os ciclos de vida útil, devem levantar suspeitas.

Em geral, devem ser sempre preferidos os recipientes transparentes, uma vez que permitem o controlo visual do nível do electrólito, da sedimentação, da corrosão dos terminais e da possível formação de gelo. As baterias seladas não são disponibilizadas em recipientes transparentes.



Figura 3.113 - Sistema de acumulação de Mindelheimer Hütte (nos Alpes). O nível do electrólito é facilmente verificado pelas marcas na caixa transparente da bateria

Fotografia: Fischer Energy Systems

3.8.6 Manutenção e informação de segurança

No interesse de se conseguir um longo período de serviço e uma elevada fiabilidade no fornecimento de energia, o banco de acumuladores deverá ser alvo de manutenções semestrais. Este trabalho de manutenção compreende o seguinte:

- manter limpos os topos das baterias para evitar possíveis curto-circuitos resultantes da acumulação de pó húmido e de sujidade;
- conferir se os terminais dos cabos estão bem apertados;

- conferir o nível de electrólito. Se necessário abrir as cápsulas de ventilação e repor o nível máximo do electrólito com água destilada;
- medir as tensões do bloco e de cada célula, assim como a densidade do ácido das células (para a carga máxima, com uma corrente de descarga nula ou aproximadamente nula);
- promover uma carga total intensiva a 2,4V por célula, mantendo a gaseificação do electrólito por várias horas (carga de equalização), por forma a misturar a solução electrolítica (com excepção das baterias de gel).

Deve também ser conduzido um exame visual. Os resultados das regulares manutenções permitem determinar com facilidade o envelhecimento da bateria e detectar as falhas de células individuais. A documentação dos trabalhos de manutenção constitui também uma importante fonte de informação.

Ao instalar e operar baterias estacionárias, deverão ser seguidas as medidas de segurança estabelecidas. As baterias representam a maior fonte de perigo nos sistemas autónomos. As medidas de segurança são necessárias, quer no que respeita à segurança eléctrica e ao manuseamento do corrosivo ácido sulfúrico, quer pela concentração de gases explosivos (gás oxi-hidrogénico). O ácido sulfúrico é perigoso para os humanos e para o meio ambiente, podendo provocar queimaduras de elevado grau no contacto com a pele. Os órgãos respiratórios e os olhos deverão merecer uma especial atenção. As baterias de gel são significativamente menos críticas do ponto de vista da segurança. Nestas baterias a possibilidade de formação de gases é reduzida por um factor de **100** vezes, para além de que o invólucro que contém o ácido encontra-se totalmente selado.

Do ponto de vista eléctrico, é necessário intercalar um fusível geral entre a bateria e os restantes dispositivos (carga, controlador, gerador fotovoltaico). Esta prática deve ser respeitada mesmo para os sistemas mais pequenos com um ou dois módulos fotovoltaicos.

Existem alguns requisitos especiais para o local da instalação, particularmente no caso das baterias com electrólito fluido. Este local pode ser claramente identificado no exterior como sendo a “sala das baterias”. No interior deverá ser sinalizado por tabuletas de proibição de fumar e de perigo em caso da ocorrência de faíscas. A sala das baterias deverá ser suficientemente ventilada (**Sau02**).

3.8.7 Reciclagem

O chumbo constitui o elemento mais nefasto em termos ambientais, nas baterias de ácido de chumbo. Para minimizar o impacto destas substâncias no ambiente, as baterias gastas não deverão ser colocadas junto do lixo doméstico. As estações dedicadas ao tratamento e a valorização de baterias e de sucata de chumbo, assim como os próprios vendedores, devem aceitar as velhas baterias e assegurar a sua reciclagem. Na Europa Continental, as baterias de chumbo e os acumuladores são **95 %** recicláveis, sendo o chumbo recuperado de novo processado para o fabrico de novas baterias. Este ciclo permite minimizar os impactes no ambiente que estão associados com o uso de acumuladores de chumbo para o armazenamento de energia.

3.9 *Controladores de carga*

Nos sistemas autónomos, a tensão do sistema do gerador fotovoltaico deverá ser compatível com a tensão do barramento das baterias. As tensões normalmente mais comuns são de **12 V**, **24 V** ou **48 V**. A tensão de carga deve ser maior do que a tensão da bateria. Por exemplo, para uma bateria de **12 V**, poderá atingir **14,4 V**. Os módulos cristalinos standard de **36 a 40** células solares, proporcionam uma tensão nominal situada entre **15 V e 18 V**. A tensão nominal do gerador deverá ser superior à tensão de carga das baterias, de tal forma que a tensão **MPP**, para maiores temperaturas, seja suficientemente elevada para que possibilite a carga das baterias. Para além disso ocorrem perdas de tensão nos cabos e no diodo de bloqueio das fileiras, normalmente limitadas a cerca de **1 a 2 %**.

Para baixas temperaturas, a tensão **MPP** dos módulos é aproximadamente de **21 V** e a tensão de circuito aberto de **25 V**, o que pode levar a que o limite máximo da tensão de carga da bateria seja

superado. Por este motivo, o controlador de carga mede a tensão da bateria e protege-a contra a possibilidade de sobrecargas. Isto pode ser conseguido através de:

1. desligar o gerador fotovoltaico quando é ultrapassada a tensão máxima de carga, conforme acontece nos controladores série, ou
2. estabelecimento de um curto-circuito no gerador fotovoltaico através de um controlador "Shunt" ou
3. ajuste da tensão através de um controlador de carga MPP.

Para baixos níveis de irradiância, a tensão fotovoltaica é inferior à tensão da bateria, o que leva à descarga da bateria através do gerador. Para prevenir esta situação, são utilizados díodos de bloqueio do gerador, normalmente integrados com o controlador de carga.

O perfeito funcionamento dos acumuladores ao longo do seu período de vida útil, requer que os controladores de carga operem de uma forma flexível. A tensão máxima de carga e mínima de descarga, dependem do estado de carga do acumulador. Para além disso, devem ser tomadas em consideração as propriedades dos diferentes tipos de baterias (baterias húmidas e baterias de gel), a temperatura e a idade da bateria. Para monitorizar a temperatura da bateria, utiliza-se um sensor de temperatura, que está ligado ao controlador de carga. Os controladores de carga podem fazer a diferença, ao permitirem o aumento do ciclo de vida útil dos acumuladores.

As principais tarefas de um moderno controlador de carga são as seguintes:

1. Óptima carga do acumulador
2. Protecção contra sobrecargas
3. Prevenção de descargas indesejáveis
4. Protecção contra profundas descargas
5. Informação do estado da carga



Figura 3.114 - Controlador de carga para as instalações exteriores com indicador do estado da carga

Fotografia: Steca



Figura 3.115 - Controlador de carga com indicador LCD

Fotografia: Sunware



Figura 3.116 - Mini controlador de carga NANO
Fotografia: Solarwatt

A figura 3.114 mostra um controlador de carga que responde de um modo flexível perante o sistema de geração fotovoltaica e de acumulação. O controlador de carga pode detectar o estado da carga do acumulador e ajustá-la em função da capacidade de carga, idade e temperatura do acumulador. Para além disso, a segurança do processo de carga da bateria é garantida pela controlo da corrente de carga através da técnica de modulação por largura de impulso (**PWM**).

A figura 3.116, mostra um pequeno e simples controlador de carga com protecção contra sobrecargas e contra profundas descargas, para sistemas autónomos até **60 W**. O consumo interno deste minicontrolador de carga é extremamente baixo (**<12 mW**), pelo que é apropriado para os mais pequenos módulos fotovoltaicos.

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

3.9.1 Controladores série

Quando se atinge a tensão máxima de carga, o controlador série interrompe a entrega de potência do módulo, através de um relé ou de um semicondutor **S1**, voltando a fechar o circuito após uma determinada redução da tensão. Estas constantes comutações “on-off” criam oscilações da tensão perto da tensão máxima de carga, bem como perdas permanentes de energia. Tendo em conta estas desvantagens foram desenvolvidos os controladores de carga de regulação constante.

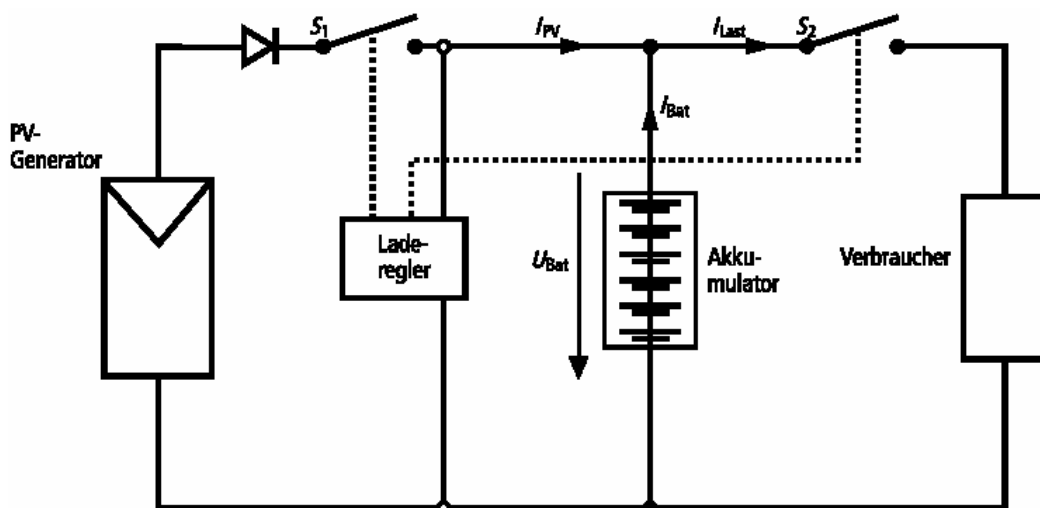


Figura 3.117 - Princípio de um controlador de carga série

3.9.2 Controladores Shunt (ligação em paralelo)

Um controlador “*Shunt*” reduz continuamente a potência do módulo, a partir do momento em que é atingida a tensão máxima de carga da bateria. Neste caso, como o gerador continua a gerar energia, a corrente é regulada e curto-circuitada através de um elemento “*Shunt*” (elemento controlado). A energia não aproveitada é assim dissipada sob a forma de calor. Os módulos podem tomar a corrente de curto-circuito sem qualquer problema, limitando-se a sofrer um ligeiro aquecimento adicional. Este método é ideal para a bateria, uma vez que a carga da bateria é feita de forma eficiente e em total segurança.

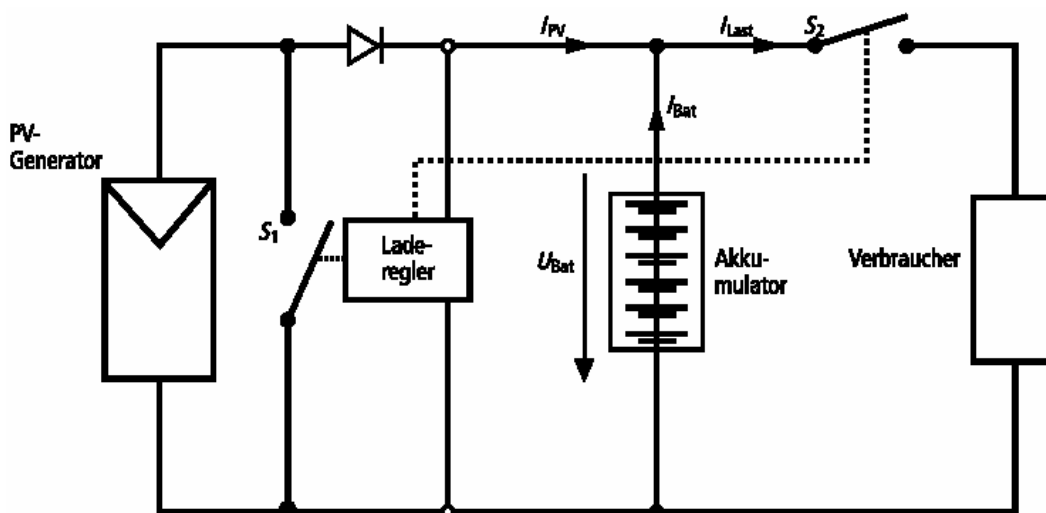


Figura 3.118 - Princípio de um controlador de carga Shunt

3.9.3 Protecção por depleção

A protecção por depleção, baseada em relés que provocam o isolamento entre as cargas e as baterias, encontra-se geralmente integrada com a maioria dos controladores de carga (S_2 nas figuras 3.117 e 3.118 e S_1 na figura 3.119). Esta protecção só será útil, se existir um prévio comando de corte antes de ser atingida a situação extrema de corte. Neste caso, torna-se importante prever um botão de *reset* (re-inicialização). Por exemplo, se a tensão da bateria descer para valores inferiores à tensão mínima de descarga (devido a uma elevada corrente que se manifeste durante um breve momento – ex: arranque do frigorífico), e em resultado as cargas forem deslastradas pelo controlador, depois de uma pequena recuperação de energia a tensão da bateria é geralmente suficientemente elevada para alimentar pequenas cargas (por exemplo, uma lâmpada) por mais algumas horas, sem que a tensão da bateria volte a descer para valores críticos. Assim, nas situações de descarga da bateria, o botão de re-inicialização permite manter a alimentação de pequenas cargas.

Os modernos controladores de carga possuem um sensor de temperatura que mede a temperatura ambiente. Normalmente, o controlador de carga é localizado na proximidade da bateria, pelo que a temperatura a que estão ambos submetidos é praticamente igual. Apenas na eventualidade da bateria se encontrar fortemente carregada, poderá a temperatura da bateria ser superior à do controlador de carga. Esta eventualidade pode ser sempre evitada através do correcto dimensionando das baterias. Um sensor externo de temperatura montado na bateria, pode ser também de utilidade nestes casos. Os dispositivos de visualização permitem fornecer informação sobre os principais parâmetros eléctricos das baterias, tais como o estado de carga, a tensão e a corrente de carga, podendo ser integrados em vários dispositivos. Um circuito integrado da marca “**Atonic**”, que se encontra integrado na maioria dos controladores, oferece adicionais benefícios. Este dispositivo tem um algoritmo de auto-aprendizagem que lhe permite registar o estado de envelhecimento da bateria e agir em conformidade.

Os controladores de carga apenas podem suportar determinados limites de corrente, quer no lado do gerador, quer no lado da carga. Para proteger os sensíveis componentes electrónicos, o controlador é equipado com um fusível. Geralmente são mantidos os mesmos valores limites para a corrente máxima

do módulo e a corrente máxima da carga, o que significa que é escolhido um fusível comum para ambas as correntes. Nos dispositivos que estão comercialmente disponíveis, os valores standard para os valores máximos de corrente variam entre **5 e 30 A**. Para maiores sistemas, com correntes ainda mais fortes, ou são utilizados modelos especiais ou o sistema é dividido em vários grupos, de modo a evitar a falha da generalidade do sistema, em caso de avaria. Do lado da bateria, as correntes são adicionadas de novo, uma vez que de outro modo existe o risco dos grupos de baterias não estarem sujeitos a cargas iguais.

3.9.4 Controladores de carga MPP

Dado que a tensão da bateria determina o ponto operacional da curva característica do gerador fotovoltaico, e que por esse motivo o gerador fotovoltaico raramente funciona no ponto **MPP**, os controladores de carga “*Shunt*” e série nem sempre conseguem fazer o melhor aproveitamento da energia solar disponível. As perdas de energia podem elevar-se a valores situados entre **10 % e 40 %**, dependendo da tensão da bateria, da irradiância e da temperatura. Isto pode ser evitado utilizando um sistema de rastreio **MPP**, que consiste essencialmente num conversor DC/DC regulado. A regulação é executada pelo rastreador **MPP**, que em cada cinco minutos varre a curva característica **I-U** do gerador fotovoltaico e determina o ponto **MPP**. O conversor DC/DC é então regulado de modo a tomar a máxima potência disponível do gerador fotovoltaico, ajustando por outro lado o sinal de saída em função da tensão de carga da bateria.

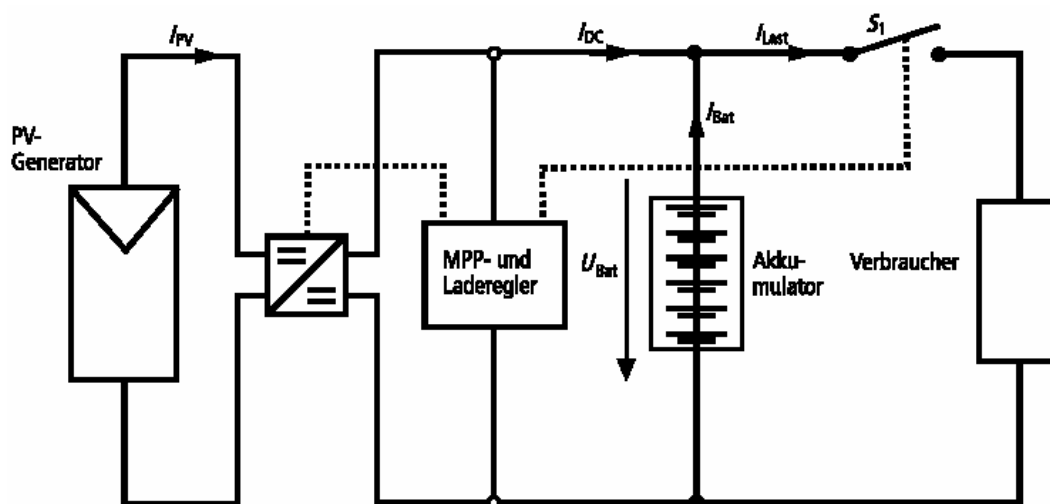


Figura 3.119 - Princípio de um controlador de carga MPP

A eficiência do conversor DC/DC varia entre **90 a 96 %**. Por razões de eficiência, a utilização de um rastreador **MPP** apenas faz sentido para geradores com potências superiores a **200 W**. Para geradores de baixa potência, as perdas de conversão são geralmente maiores do que os ganhos obtidos com o controlador **MPP**. Devido à maior complexidade do circuito electrónico, o preço do controlador de carga **MPP** acaba por ser superior. Isto significa que, por razões económicas, os controladores de carga **MPP** são usados com maior frequência para potências fotovoltaicas superiores a **500 W**.



Figura 3.120 - Controlador de carga MPP

Fotografia: Meyer Solar Technologie



Figura 3.121 - Controlador de carga MPP

Fotografia: Schams-Elektronik

3.10 Inversor autónomo

Num sistema autónomo fotovoltaico, o armazenamento de energia nos acumuladores e o fornecimento de energia para o consumo é feito sob a forma de um sinal contínuo. Os inversores autónomos são então utilizados para possibilitar o uso de aparelhos eléctricos AC convencionais de **230 V, 50 Hz**, a partir da rede DC.

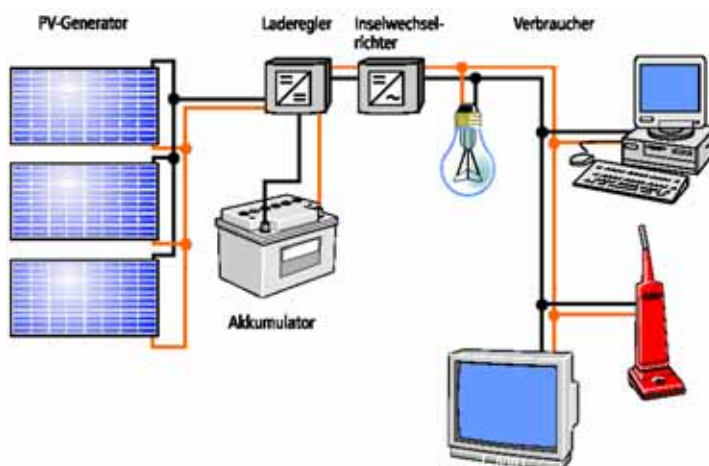


Figura 3.122 - Sistema autónomo com inversor autónomo

Um inversor autónomo deve poder alimentar uma vasta gama de equipamentos eléctricos, nomeadamente ferramentas e máquinas eléctricas, electrodomésticos e dispositivos electrónicos de comunicação.

Podem-se distinguir as seguintes características num bom inversor autónomo:

- Corrente alternada sinusoidal, com a tensão e a frequência estabilizadas;
- Excelente eficiência de conversão, mesmo para operações em regime de carga parcial;
- Elevada tolerância às correntes de arranque;
- Elevada tolerância perante as flutuações de tensão da bateria;

- Protecção contra uma profunda descarga da bateria;
- Baixo consumo em stand-by (espera), com detecção automática da presença de uma carga;
- Protecção contra curto-circuitos no lado da saída;
- Elevada compatibilidade electromagnética (boa supressão c);
- Baixo conteúdo harmónico;
- Protecção contra sobretensões.

Dois conceitos diferentes de inversores lideram o mercado: o inversor sinusoidal e o inversor trapezoidal.

Fabricantes de inversores autónomos: ACR, ASP, FEG, Fronius/Steca, Mastervolt, PDA, ProWatt, Siemens, SMA, Studer, SunPower, Trace, Victron Energy, Wagan.



Figura 3.123 - Inversor autónomo com função opcional de controle de carga
Fotografia: Steca/Fronius

3.10.1 Inversores de onda sinusoidal

Os inversores de onda sinusoidal satisfazem a maior parte dos requisitos atrás citados. Estes dispositivos são baseados no princípio da modulação por largura de impulso (ver secção 3.3.3), sendo adequados mesmo para a operação de equipamento electrónico sensível. Quando comparados com os inversores trapezoidais, os inversores de onda sinusoidal são mais caros, devido à sua maior complexidade.



Figura 3.124 - Vários inversores de onda sinusoidal de sistemas fotovoltaicos autónomos
ASP, fotografia: SOLON

3.10.2 Inversores trapezoidais

Os inversores trapezoidais (amplamente difundidos e mais baratos) estão gradualmente a desaparecer do mercado. Nos inversores trapezoidais, a corrente DC é “talhada” numa onda quadrada com uma frequência de **50 Hz** e elevada para uma tensão de **230 V** através de um transformador. Os inversores trapezoidais podem alimentar qualquer carga, com excepção dos equipamentos electrónicos mais sensíveis. Estes inversores têm a vantagem de poderem suportar elevadas sobrecargas durante curtos períodos de tempo (em alguns casos até quatro vezes a potência nominal), o que é particularmente importante quando se operam máquinas electromotrizes (no arranque).

3.10.3 Critérios de aplicação de inversores em sistemas autónomos

Os sistemas DC de **12 V** ou de **24 V** atingem rapidamente os seus limites, quando é necessário alimentar fortes cargas ou quando a instalação de longos cabos é inevitável. As reduzidas tensões implicam elevadas secções de cabo para o transporte da totalidade da energia, o que acarreta por sua vez um aumento dos custos do sistema. Para além disso, é normalmente difícil encontrar o modelo **DC** do electrodoméstico pretendido, ou é desproporcionadamente caro.

Por estas razões, é frequentemente mais vantajoso ter uma rede DC para as pequenas cargas (luz, etc.) e ligar as restantes cargas ao inversor. Converter a totalidade do sistema para um fornecimento AC, **230 V**, não é a melhor solução, uma vez que as maiores correntes ocorrem geralmente por pequenos períodos de tempo. Em consequência, o inversor estaria a trabalhar a maior parte do tempo em regime de carga parcial, resultando elevadas perdas de conversão. A separação dos sistemas DC e AC permite a selecção de um inversor de menor potência e, consequentemente, de menor custo, sendo então possível obter uma maior eficiência de conversão.

Ao seleccionar a classe de potência do inversor, deve-se atender à potência nominal das cargas:

Potência nominal do inversor = \sum potências nominais das cargas AC + Reserva de segurança

A reserva de segurança é dimensionada em função do número de cargas com elevadas potências de arranque que em princípio deverão entrar em funcionamento simultâneo, e da capacidade do inversor de suportar esta sobrecarga. Nos grandes sistemas que servem uma grande quantidade de cargas, poderá ser utilizado um sistema de gestão que garanta que apenas uma ou duas cargas possam ser iniciadas em simultâneo. Esta estratégia permite reduzir a capacidade do inversor e assim reduzir consideravelmente os respectivos custos.

Os inversores de baixo consumo podem ser ligados ao controlador de carga como se fossem uma carga, desde que a potência do conjunto do inversor e das cargas ligadas não supere o valor máximo de potência tolerado pelo controlador de carga. Contudo, os inversores são geralmente directamente ligados à bateria, uma vez que as correntes solicitadas são geralmente demasiado elevadas para o controlador de carga (especialmente no arranque de uma carga de 230 V). A ligação directa com a bateria implica que o inversor possui um sistema integrado de controlo da profundidade da descarga.

4 LEVANTAMENTO DAS CARACTERÍSTICAS DO LOCAL DA INSTALAÇÃO E ANÁLISE DE SOMBREAMENTOS

4.1 Visita e levantamento das características do local da instalação

Para se poder começar a planear um sistema fotovoltaico, tendo em vista o seu posterior dimensionamento e respectivo orçamento a apresentar ao cliente, é fundamental conhecer bem o local da instalação. A visita ao local da instalação permitirá efectuar uma avaliação prévia sobre as condições básicas existentes, que poderão levar desde logo a uma indicação mais ou menos favorável sobre a instalação de um sistema fotovoltaico.

Um dos passos iniciais consistirá em reconhecer se o prédio em questão é ou não apropriado à colocação de um sistema fotovoltaico e/ou identificar eventuais locais alternativos à sua localização. Uma investigação inicial aprofundada será fundamental para que se evitem erros de planeamento (produção/consumo de energia) e de cálculo do custo global do sistema a instalar.

Os trabalhos necessários para a instalação do gerador fotovoltaico, a identificação do espaço adequado para a localização do inversor, o traçado da rede da cablagem do sistema, assim como os eventuais trabalhos de modificação da caixa do contador, deverão ser alguns dos temas a abordar durante a consulta prévia com o cliente.

Antes que a planificação se inicie, o cliente deverá também ser confrontado com as alternativas disponíveis e as respectivas ordens de grandeza de custos de investimento inicial e de funcionamento. A possibilidade de se poder recorrer a subsídios, deverá também ser averiguada, uma vez que estes assumem, em muitos dos casos, uma influência decisiva sobre a decisão final do sistema a instalar.

Para os trabalhos a realizar no telhado, ou em outro tipo de infra-estrutura de suporte a considerar para o sistema, o cliente deverá apoiar-se na realização de uma consulta aos empreiteiros locais.

Durante a visita ao local e na fase de registo de dados, um bom contributo para a base de um bom planeamento, passará pelo inequívoco esclarecimento junto do cliente das seguintes questões:

- Disponibilidade da área do telhado, fachadas e/ou superfícies disponíveis na envolvente
- Orientação e inclinação das estruturas disponíveis à colocação do sistema
- Formato do telhado, características da estrutura e sub-estrutura, e tipo de cobertura
- Aberturas utilizáveis no telhado (as telhas de ventilação, as condutas de chaminé,)
- Dados sobre sombreamentos
- Locais potenciais à instalação do gerador, das caixas de junção, do interruptor de corte principal (DC) e do inversor
- Caixa do contador e espaço para um contador extra
- Comprimento dos cabos, rede de cablagem e método de implantação da canalização eléctrica
- Acessos, particularmente se for necessário equipamento específico para a instalação do gerador (guindaste, andaime, etc.)
- Tipo de módulo, concepção do sistema, método de instalação
- Produção energética desejada versus potência fotovoltaica a instalar
- Enquadramento financeiro, tendo em conta as respectivas condições para a atribuição de subsídios

No fim deste capítulo são apresentadas algumas orientações para a elaboração de um questionário tipo, tendo em vista a recolha de dados durante a reunião no local. O questionário constituirá um documento indispensável na visita ao local.

Deverá também ser assegurada a recolha de documentos, que poderão de igual forma desempenhar um importante apoio no planeamento. Alguns destes documentos poderão mesmo ser necessários para a apresentação de candidaturas a subsídios e para o registo junto da empresa operadora da rede de distribuição. Entre estes documentos podem-se identificar:

- Plano de localização do edifício (orientação do edifício,)

- Peças desenhadas e escritas do projecto do edifício, onde constará a inclinação do telhado, entre outras inúmeras informações sobre o edifício
- Fotografias

Durante a reunião no local, será de grande utilidade o projectista fazer-se acompanhar de:

- 1) Ficha de registos de dados sobre o edifício (ver ponto 4.17 e restantes)
- 2) Material de informação sobre a tecnologia fotovoltaica
 - a. Informação geral
 - b. Folhetos dos fornecedores dos equipamentos, com a descrição dos produtos em causa
 - c. Fotografias de sistemas fotovoltaicos já existentes
 - d. O presente manual será também de grande utilidade para o cliente
- 3) Bússola
- 4) Transferidor de fio-de-prumo para calcular inclinações
- 5) Régua desdobrável
- 6) Fitamétrica
- 7) Lanterna de bolso
- 8) Analisador de sombras ou mapa de trajectória solar numa transparência (ver secção 4.3.2)
- 9) Uma câmara de filmar ou uma máquina fotográfica



Figura 4.1 - Análise de sombreamento, utilizando uma câmara com acessórios especiais de geometria solar
Arquitectos Sol-id-ar

4.2 Consulta ao cliente

A planificação e a instalação de um sistema fotovoltaico iniciam-se, geralmente, com o pedido de informações de um potencial cliente. A apresentação posterior de um orçamento rigoroso poderá ser um momento crucial para a decisão final sobre a eventual instalação de um sistema fotovoltaico. Neste contexto, é fundamental o trabalho inicial que se deverá desenvolver junto do cliente, o qual assumirá uma forma de consulta ao cliente.

Durante as conversas com o cliente, o vendedor deverá assegurar-se das expectativas e desejos do cliente. A consulta, neste caso, significa ajudar o cliente a tomar uma decisão correcta e de acordo com as suas pretensões.

Uma opinião qualificada é decisiva para o cliente. O vendedor é com frequência o primeiro elemento de contacto para questões relativas à utilização da energia solar. Para além de conhecimentos técnicos sobre questões referentes à estrutura, função, dimensão e instalação de sistemas fotovoltaicos, deve também possuir conhecimentos esclarecedores sobre custos e subsídios, assim como sobre o significado global da utilização da energia solar.

O objectivo é ganhar o cliente como um parceiro activo de diálogo e responder às suas questões de forma que seja compreensível, mesmo para os menos esclarecidos. Nesta situação é de grande ajuda utilizar diagramas de apoio que sejam de fácil compreensão para um leigo.

Deve-se estar devidamente preparado para responder às questões colocadas pelo cliente. A seguir apresentam-se algumas questões que normalmente são colocadas por um potencial utilizador de um sistema fotovoltaico:

- . Qual é a diferença entre um módulo fotovoltaico e um colector solar?
- . Como funciona uma célula solar?
- . Quanta electricidade vai produzir o meu sistema por ano?
- . O que acontece à minha unidade geradora quando não está sol?
- . Quanta energia produz o meu sistema quando o céu está encoberto?
- . Onde é utilizada a energia gerada?
- . O que significa Potência, Kilowatts picos?
- . O meu telhado é apropriado para um sistema como este?
- . O que acontece se os módulos ficarem sujos? Com neve? Ou com pó?
- . Os módulos podem ser danificados pelo granizo?
- . Vale a pena ter um sistema de “seguimento” solar?
- . Há alguma outra cor de módulo para além do preto e do azul?
- . Preciso de uma licença para a construção?
- . Quanto vai custar o sistema, incluindo a instalação?
- . Quais são os subsídios disponíveis?
- . Pode ajudar-me a preencher a elaborar o processo de candidatura?
- . Qual a remuneração da electricidade que forneço à rede eléctrica pública?
- . O sistema precisa de manutenção?
- . O sistema pode ser destruído por um trovão?
- . Qual é o tempo de vida útil do sistema?
- . Como se contabiliza o período de garantia?

4.3 *Levantamento de dados do local, incluindo os potenciais sombreamentos*

A projecção de sombras sobre um sistema fotovoltaico, tem um efeito muito maior na produção de energia, do que no caso dos sistemas solares térmicos. Neste contexto, este assunto será tratado em profundidade na presente secção.

4.3.1 Tipos de sombreamento

Os resultados operativos obtidos no programa Alemão dos “1000 telhados”, demonstraram que existe sombreamento parcial em cerca de metade dos sistemas, devido a circunstâncias específicas que se prendem com a sua localização. Para um número substancial destes sistemas, as sombras provocaram reduções anuais de produção de energia entre **5 a 10 %**.

Em muitos dos casos, a sombra pode ser classificada como temporária, como resultado da localização do sistema ou do edifício. Neste contexto pode-se destacar:

1) Sombreamento temporário

O típico sombreamento temporário resulta da presença de neve, de folhas e de dejectos de pássaros, entre outros tipos de sujidade. A neve constitui um factor significativo para um sistema localizado na Serra da Estrela. A sujidade de pó e da fuligem nas áreas industriais, ou as folhas caídas nas áreas florestais, são também factores não negligenciáveis para sistemas com o presente tipo de meio envolvente.

Os depósitos de neve, de fuligem e de folhas sobre o gerador, podem sujar a superfície do gerador, gerando desta forma sombras de maior permanência. A permanência desta sujidade será tanto menor, quanto melhor funcionar o sistema de auto-limpeza do gerador. A auto-limpeza resulta da lavagem da sujidade pela água da chuva. Para esta auto-limpeza, será suficiente os painéis serem colocados com um ângulo mínimo de inclinação de **12°**. Maiores ângulos de inclinação aumentam a velocidade de escorrimento da água da chuva e, conseqüentemente, melhora a limpeza das partículas de sujidade. Por este motivo, este tipo de sombreamento pode ser reduzido com o aumento do declive do gerador fotovoltaico.

Para uma inclinação óptima em termos da produção de energia, superior a **22°** (no caso Português), consegue-se ter uma boa auto-limpeza dos módulos.

De notar que a neve depositada sobre um sistema fotovoltaico derrete-se mais rapidamente do que a restante neve que o rodeia.



Figura 4.2 - Neve num sistema fotovoltaico
Fotografia – Energiebiss

Nas áreas com muita neve, a disposição dos módulos standard na posição horizontal **(A)**, permite reduzir para metade as perdas que resultam do sombreamento causado pela neve, dado que assim apenas ficam afectadas duas filas de células de cada módulo e não quatro, como acontece no caso na disposição vertical **(B)**.

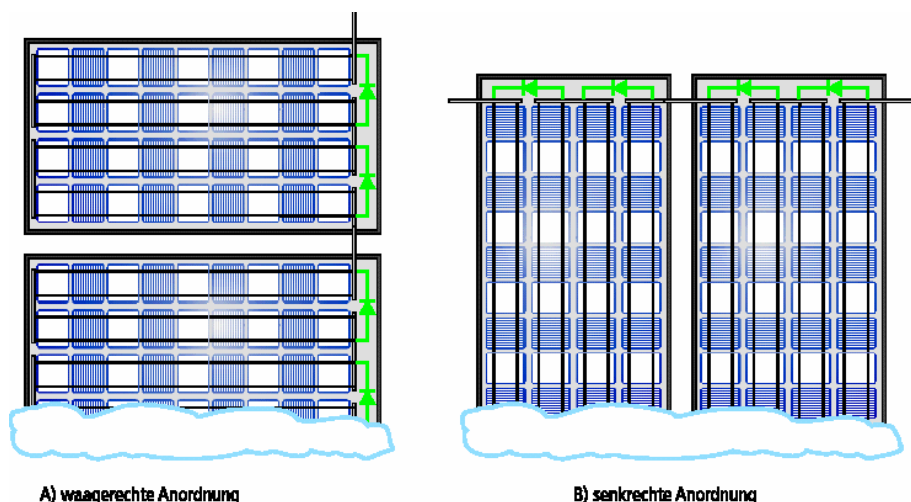


Figura 4.3 - Módulos fotovoltaicos inclinados (local com elevada presença de neve)

O sombreamento causado pelas folhas, pelos dejectos de pássaro e pela poluição do ar, têm um impacto mais forte e mais duradouro. Se um sistema for fortemente afectado por estes factores, a limpeza regular dos módulos fotovoltaicos aumentará de um modo notável a energia produzida. Numa localização normal e com um painel onde se verificar um declive adequado, pode assumir-se que a perda devida à sujidade assume um valor entre **2 % a 5 %**. Geralmente esta perda é simplesmente aceite [Qua96].

Se houver uma grande acumulação de resíduos, os módulos podem ser limpos utilizando maiores quantidades de água (com uma mangueira) e um utensílio suave de limpeza (uma esponja), sem usar detergentes. Para evitar riscar as suas superfícies, os módulos não devem ser escovados ou aspirados com um equipamento de limpeza a seco.

II) Sombreamento em consequência da localização

O sombreamento em consequência da localização, compreende todo o sombreamento produzido pela envolvente do edifício. Os prédios vizinhos (incluindo altos edifícios distantes) e as árvores, podem sombrear o sistema fotovoltaico e/ou, pelo menos, levar ao escurecimento do horizonte.

Os cabos por cima do prédio podem também ter um efeito particularmente negativo, projectando sombras que se movem constantemente.

III) Sombreamento produzido pelo edifício

As sombras geradas pelo próprio edifício envolvem sombras constantes, devendo por isso ser consideradas de modo particularmente especial. Deve ser dada particular atenção às chaminés, antenas, pára-raios, antenas de satélite, saliências do telhado e da fachada, ressaltos da estrutura do prédio, etc.

Alguns sombreamentos podem ser evitados, deslocando o gerador fotovoltaico ou o objecto que causa a sombra (por exemplo, a antena).

Caso não seja possível, o impacto da sombra pode ser minimizado na fase de concepção do sistema, como por exemplo através da escolha da forma como são interligadas as células e os módulos (ver capítulos 3 e 5).

4.3.2 Análise de sombreamentos

Para avaliar a sombra que resulta no local, é preciso proceder a uma análise de sombreamentos. Para tal, o contorno da sombra do meio circundante é registado para um ponto do sistema, normalmente o ponto central do gerador fotovoltaico.

Para grandes sistemas, ou no caso de se desejar uma maior precisão, a análise de sombreamentos pode ser levada a cabo para vários pontos diferentes.

O contorno da sombra para o meio circundante pode ser encontrado utilizando:

- Analizador de sombras (fotográfico ou utilizando uma câmara digital e software)
- Mapa da trajectória solar numa transparência
- Plano do local e mapa de trajectória solar

Para os registos onde é utilizado um plano do local e um mapa de trajectória solar, é calculada a distância e as dimensões da projecção da sombra pelos objectos. A partir desta informação é calculado o ângulo de azimuth e o ângulo de elevação.

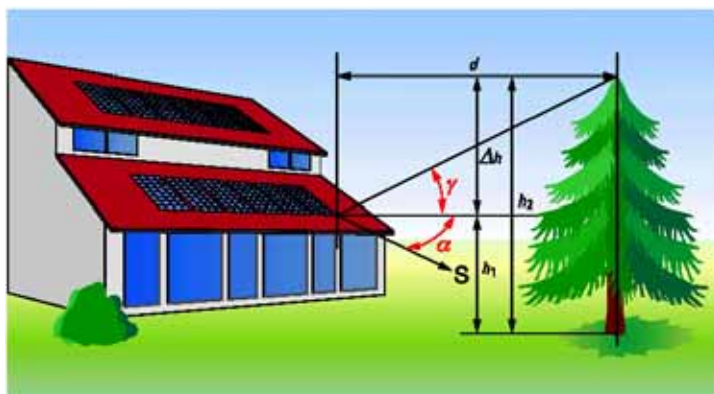


Figura 4.4 - Determinando o ângulo de elevação e o ângulo de azimuth de um objecto

O ângulo de elevação gama (γ) é calculado a partir da diferença entre a altura do objecto que projecta a sombra (h_2) e a altura do sistema fotovoltaico (h_1), e da distância entre os dois.

$$\tan \gamma = \frac{h_2 - h_1}{d} \rightarrow \gamma = \arctan\left(\frac{h_2 - h_1}{d}\right) = \arctan\left(\frac{\Delta h}{d}\right)$$

O ângulo de elevação é obtido para todos os obstáculos na área que rodeia o sistema solar, sendo preciso conhecer a altura e a distância dos objectos a partir do local de observação. O azimute dos obstáculos pode ser calculado directamente a partir do plano do local ou do esquema.

Os ângulos de elevação e os ângulos de azimute dos objectos, podem também ser determinados utilizando um analisador de sombras (câmara apropriada, câmara digital com software).

Contudo, um mapa de trajectória solar com o eixo das ordenadas graduado segundo uma divisão trigonométrica, é o suficiente em várias situações (estão incluídos mapas de trajectória solar no final deste capítulo). Este é copiado sobre uma transparência e disposto num semi-círculo. O observador, na perspectiva do sistema, pode agora olhar para os objectos através deste diagrama, ler directamente e anotar os ângulos de elevação e de azimute. Para poder registar um maior ângulo de visão, poderá ser de grande utilidade uma lente de visão angular, semelhante às lentes do tipo olho de peixe, utilizadas como vigia nas portas. As fotografias a seguir ilustram a utilização deste simples analisador de sombreamentos.

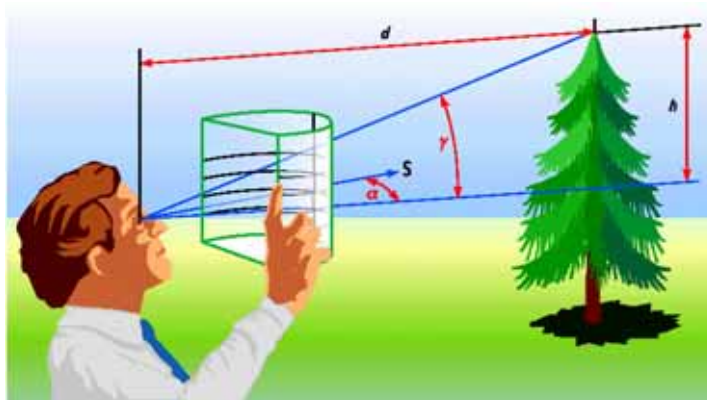


Figura 4.5 - Determinando o ângulo de elevação e o ângulo de azimute de um objecto com um diagrama de trajectória solar numa transparência

Para os sombreamentos causados pelas árvores, é dado um factor de transmissão:

Para coníferas	$t = 0,30$
Para árvores de folhas caducas no Inverno	$t = 0,64$
no verão	$t = 0,23$

O factor de transmissão especifica a quantidade de radiação solar que passa através da árvore. Este factor é considerado em alguns programas de simulação (por exemplo **PV-Sol**).

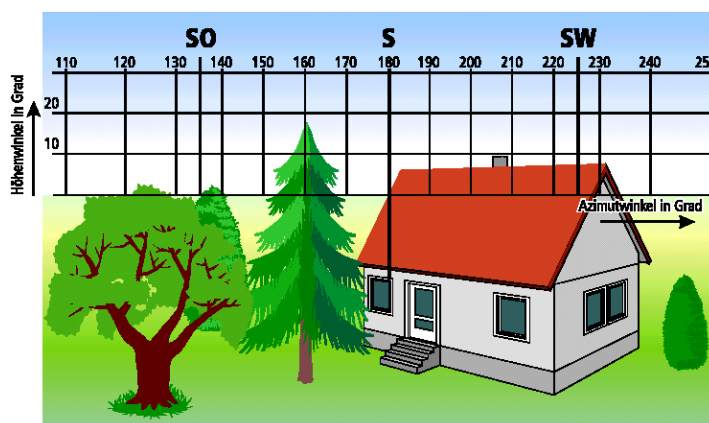


Figura 4.6 - Área em redor com uma grelha de ângulos

O resultado da análise do sombreamento é a silhueta da sombra causada pelo meio circundante no mapa da trajectória solar.

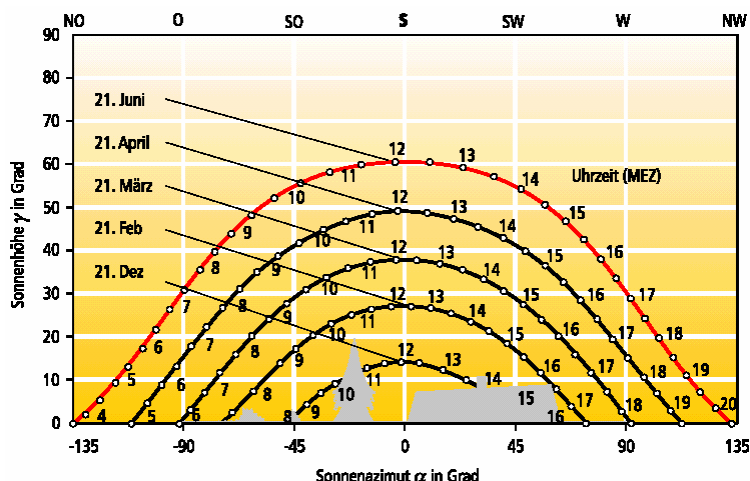


Figura 4.7 - Mapa de uma trajetória solar (Berlim/Alemanha)

É possível retirar deste diagrama o nível de sombreamentos que são produzidos num mês em particular. No exemplo apresentado, a localização está **50 %** sombreada no dia 21 de Dezembro. De manhã e no início da tarde, o Sol penetra cerca de uma hora em cada ocasião. A partir do dia 21 de Fevereiro, não se produzirão mais sombras. Não haverá sombreamentos no período que medeia os meses de Março a Outubro.

Uma avaliação mais aprofundada do diagrama pode ser levada a cabo graficamente, através de cálculos ou - o modo mais fácil - utilizando aplicações lógicas (por exemplo **SUNDI**, **PV-Sol**, **PVS**, **Solem**, ver capítulo 7). A maioria dos programas de simulação calculam as perdas de irradiação e a partir destas calculam de grosso modo as perdas de energia. Neste caso, o contorno da sombra é determinado num ponto do gerador fotovoltaico (usualmente o ponto central) e introduzido como um dado no computador. A precisão é suficiente para a maioria das situações. Apenas para programas de simulação mais complexos (por exemplo **PV-Cad**, **PV-SYST**, ver capítulo 7), é tido em conta a geometria do gerador e o modo com que os módulos estão ligados. Sem programas de simulação, são necessários os totais de irradiação para cada mês no local da instalação. Isto permite estimar a perda de irradiação para cada mês a partir do valor de percentagem de sombreamento, que é calculada a partir do mapa de trajetória solar.

4.3.3 Sombreamentos e concepção do sistema fotovoltaico

O impacto da sombra nos sistemas fotovoltaicos, depende dos seguintes factores:

- . o número de módulos sombreados
- . a interligação entre a célula e o díodo de passagem (ver capítulo 3)
- . o grau de sombreamento
- . a distribuição espacial e o curso da sombra durante o tempo
- . a interligação do gerador (ver capítulo 5 – conceitos do sistema)
- . o tipo de inversor

Como foi descrito na secção anterior, quando se prevê a produção de energia, a redução da irradiação é normalmente determinada para a área do gerador. No entanto, isto não tem em conta que a curva característica do gerador é modificada em função do sombreamento, o que provoca que o **MPP** se desloque. O ponto operacional do inversor tenta rastrear o ponto **MPP**. O desvio do **MPP** determina a redução da potência relativamente a um gerador que não está sombreado.

O conceito de interligação dos módulos solares determina a amplitude da tensão de entrada do inversor. Nos inversores de cadeia de módulos com elevadas tensões de entrada, todos os módulos estão frequentemente ligados em série. Se o inversor tiver uma baixa tensão de entrada, leva a que o gerador seja usado com várias fileiras paralelas.

Um estudo científico sobre o problema do sombreamento foi conduzido pela Universidade Técnica de Berlim, utilizando diferentes desenhos de sistemas. Foi utilizado o programa de simulação electrónica

“Pspice”, para a determinação das curvas características do gerador e das perdas expectáveis de energia nas diferentes situações de sombreamento. Foi comparado um gerador fotovoltaico com um total de vinte módulos ligados em série, com um gerador com quatro fileiras ligadas em paralelo. Com uma irradiação de 1.000 W/m^2 , dois, quatro, seis e oito módulos foram sombreados, reduzindo-se a irradiação sobre estes módulos a 500 W/m^2 . Enquanto que com a ligação em série as curvas características não dependem da posição dos módulos sombreados, no gerador com ligações paralelas produzem-se diferentes curvas características para diferentes situações de sombreamento.

Nos gráficos seguintes pode ver-se que as curvas características para situações de sombreamento mostram um valor máximo da potência para pequenas tensões e um segundo máximo com as mais elevadas tensões. Os factores nomeados no início determinam os valores máximos de potência, se existem ou não, ou se são apenas uma ligeira proeminência nas curvas características onde se encontra o **MPP**, e se o **MPP** se insere ou não no campo de rastreio do inversor. A quantidade de energia perdida com geradores sombreados depende da amplitude da tensão de entrada do inversor e, por isso, do seu dimensionamento. Para além disso, o conceito de rastreio do **MPP** do inversor é também decisivo. Dependendo do conceito de rastreio e do percurso da sombra ao longo do tempo, o sistema funciona em um destes pontos máximos. Há diferenças fundamentais entre a ligação em série e a ligação em paralelo.

Ligação em série (conceito de fileiras)

Com a ligação em série, ambos os máximos de potência são possíveis nos pontos operacionais para o inversor, se eles se situarem dentro do raio de acção operacional do sistema de rastreio do **MPP**. Em qual destes dois pontos é atingido, depende do percurso da sombra ao longo do tempo e do comportamento do sistema de rastreio.

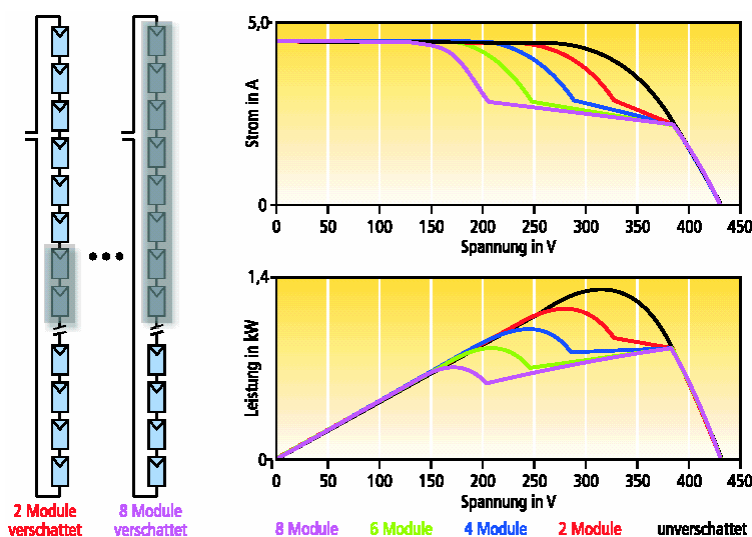


Figura 4.8 - Configuração da sombra e curvas características para uma ligação em série

Com o gerador inicialmente fora do alcance da sombra, o inversor opera no único máximo da curva característica. A extensão gradual de sombras através da superfície do gerador, causa um incremento maior de módulos sombreados. O máximo situado à esquerda, que inicialmente representa o **MPP**, desloca-se para menores tensões. Uma vez que este máximo é bem pronunciado, o inversor continua mantendo-se no máximo da esquerda, mesmo se o **MPP** tiver evoluído para o máximo da direita, quando há um número maior de módulos sombreados.

Se o gerador já estiver sombreado durante a manhã, o sombreamento ocorre no momento do início de operação, e o inversor rastreia a partir da tensão de circuito aberto até ao máximo da direita. Caso este seja suficientemente pronunciado e o movimento de rastreio não seja muito largo, o inversor permanece neste ponto, independentemente do **MPP** estar aí situado ou não. A tensão é sensivelmente maior neste máximo do que com um gerador que não está sombreado.

Ligação em paralelo

As situações de sombreamento observadas com a ligação em paralelo, produzem curvas características completamente diferentes. O comportamento mais favorável ocorre quando os módulos sombreados estão quer situados na mesma fileira, quer distribuídos por um número limitado de fileiras. O ponto de máxima potência da esquerda encontra-se neste caso a metade, ou a menos de metade, da tensão de circuito aberto do gerador e está, por este motivo, quase sempre fora do campo de rastreio do inversor. Está levemente pronunciado, por isso, haverá uma maior probabilidade do inversor rastrear o ponto máximo da direita. Isto representa o **MPP**.

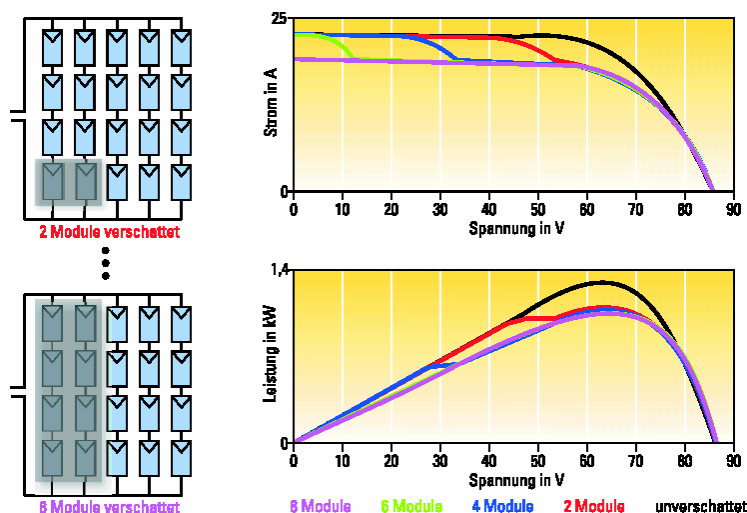


Figura 4.9 - Configuração da sombra e curvas características para uma ligação em paralelo, com sombreamento em 2 fileiras

Com um número crescente de fileiras sombreadas, o ponto de máxima potência da esquerda torna-se mais pronunciado. Com forte sombreamento é possível que o **MPP** acabe por se situar aí. Este máximo encontra-se a meio da tensão de circuito aberto do gerador e está, por este motivo, fora do raio de acção operacional do inversor. O ponto máximo da direita encontra-se sensivelmente acima da tensão **MPP** do gerador que não está sombreado.

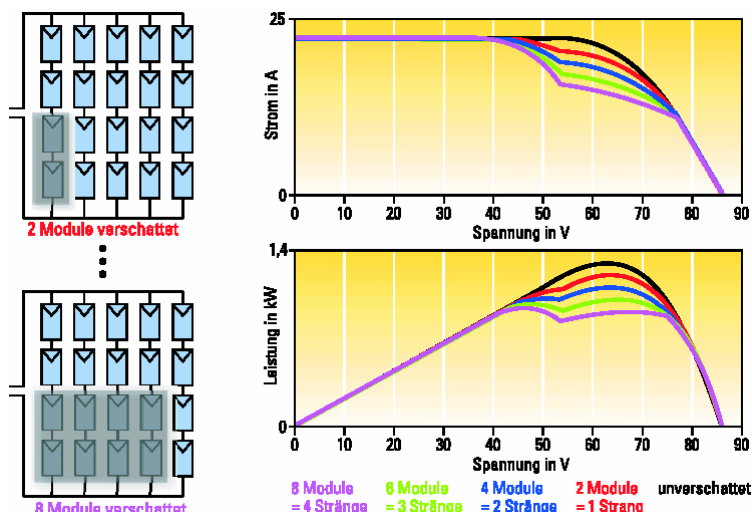


Figura 4.10 - Configuração da sombra e curvas características para uma ligação em paralelo, com sombreamento de 1 a 4 fileiras

Comparação de conceitos de sombreamento

Com a ligação em série, os pontos de potência máxima das curvas características, estão claramente pronunciados para situações de sombreamento. Quando poucos módulos estão sombreados, as tensões encontram-se dentro do campo de rastreio do inversor.

Numa ligação em paralelo, o inversor pode, efectivamente, rastrear até ao ponto máximo da direita, uma vez que o da esquerda está fracamente pronunciado e a tensão é demasiado baixa. Seria apenas possível rastrear até ao ponto máximo da esquerda, caso houvesse um forte sombreamento em muitas fileiras. Neste caso, haveria lugar a uma perda de potência sensivelmente menor do que a que ocorre para o ponto máximo da direita.

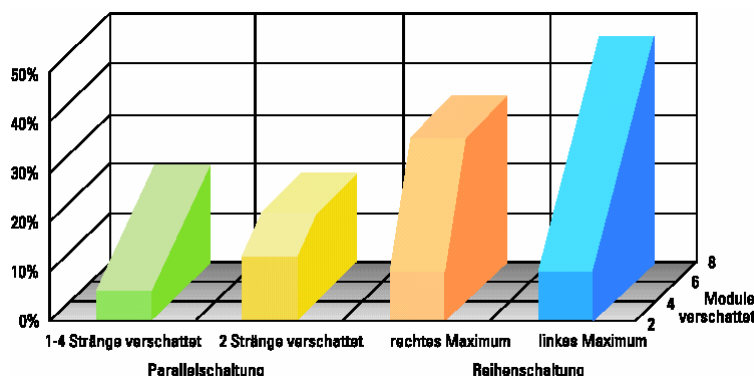


Figura 4.11 - Perdas de energia pelos vários conceitos de ligação

Numa ligação em paralelo, observa-se que a perda de energia apenas depende efectivamente do número de fileiras sombreadas. Com sombreamentos em duas fileiras, apesar do aumento de dois módulos sombreados para oito, a perda de potência permanece praticamente constante. A ligação em série mostra perdas de energia consideravelmente maiores. No ponto máximo da esquerda, as perdas aumentam com cada módulo adicionalmente sombreado. No ponto máximo da direita, há uma maior perda constante de energia com extensos sombreamentos. A redução na energia produzida depende da duração do sombreamento durante o ano.

O efeito do sombreamento num gerador interligado em série ou em paralelo, foi estudado e comparado numa análise a longo prazo, utilizando a fachada fotovoltaica da Universidade de Ciência e Tecnologia de Saarland. Com o objectivo de os comparar, ambos os desenhos foram implementados no mesmo sistema fotovoltaico, através de um dispositivo de comutação. Para limitar as correntes na ligação em paralelo, foram associados conversores DC/DC a cada módulo e ligados através de um barramento DC com um inversor central. Os conversores DC/DC, que eram também responsáveis pelo rastreio do **MPP**, são protótipos. Pode esperar-se que os fabricantes venham a adoptar esta solução. As medições de longo prazo revelaram que a energia produzida era superior a **30 %** para a ligação em paralelo, quando comparada com a ligação em série para esta fachada.

Com geradores não sombreados, ou com baixo nível de sombreamento, os níveis de energia que são possíveis serem produzidos por um sistema fotovoltaico, são independentes da sombra que afecta o gerador. Neste caso, graças à montagem mais simples e mais efectiva do ponto de vista do custo, os inversores de cadeia de módulos podem proporcionar a melhor solução económica.

Se não é possível evitar o sombreamento do sistema, a ligação dos geradores em paralelo permite reduzir substancialmente as perdas de energia e, consequentemente, aumentar a eficiência do sistema de geração, especialmente se houver lugar a um planeamento cuidadoso que leve a que o sombreamento se produza apenas num número limitado de fileiras. As desvantagem destes geradores, como são as perdas por efeito de Joule nos cabos resultantes das maiores correntes ou o aumento dos custos de instalação, são mais do que compensadas pelo aumento da produção, sobretudo quando os outros efeitos que afectam o desempenho do sistema, como é o desajuste das características dos módulos, têm um maior efeito do que a interligação em paralelo. Os programas de simulação standard para sistemas fotovoltaicos, são insuficientes para tomar em linha de conta estas situações complexas;

de modo que, particularmente quando existe sombreamento directo, os resultados da simulação devem ser julgados criticamente.

4.3.4 Sombreamento em campos fotovoltaicos inclinados

Os sistemas fotovoltaicos são frequentemente construídos em áreas planas (como por exemplo em telhados planos ou em espaços abertos). É assim possível encontrarem-se sistemas na posição horizontal. Contudo, dado que a maior produção de energia é conseguida quando existe uma inclinação óptima, os sistemas fotovoltaicos estão maioritariamente inclinados. Em Portugal, ângulos superiores a **20°**, levam a um aumento da produção superior a **10 %**, em comparação com uma instalação horizontal. Para além disso, os sistemas horizontais têm de ser limpos com maior frequência, pelo facto de ocasionarem maiores perdas como resultado da acumulação de sujidades.

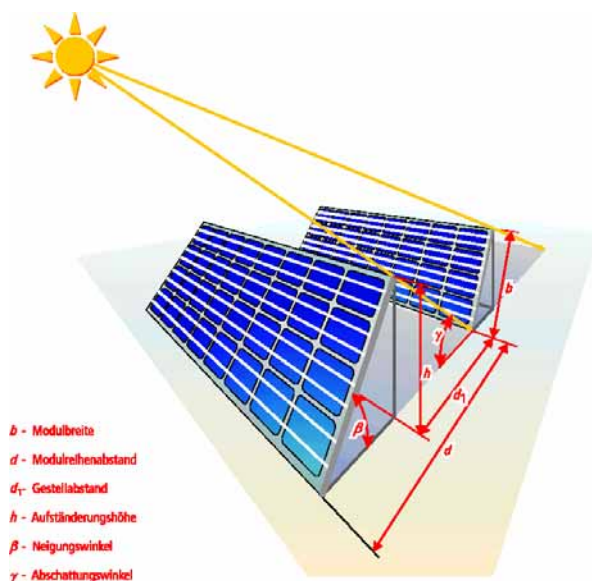


Figura 4.12 - Sombreamento de um campo fotovoltaico inclinado

Para especificar a utilização de uma área concreta, é empregue o factor de utilização de área “**f**”. Este é definido como o rácio entre a largura do módulo e a distância entre as filas de módulos.

$$F = \frac{b}{d}$$

Normalmente tem-se por resultado um factor de utilização de área “**f**” situado entre **0** e **1**, ou entre **0 %** e **100 %**. Um factor de utilização de área de **100 %**, pode originar uma sombra mútua considerável entre as filas individuais de módulos.

Com um baixo ângulo de inclinação β , o sombreamento é menor e a área pode ser melhor utilizada. Contudo, nessa situação a produção solar anual diminui. Por esta razão, é normalmente escolhido um ângulo de inclinação de **20** a **50°** e um factor de utilização da área situado entre **35** e **45 %**. A distância entre as filas de módulos depende tanto da largura dos módulos como dos ângulos de inclinação e de elevação.

$$d = \frac{b \times \sin(180^\circ - \beta - \gamma)}{\sin \gamma}$$

Como uma boa solução de compromisso, muitas vezes escolhe-se o ângulo de altitude solar mínimo no Inverno (Lisboa **28°**) como o valor do ângulo de sombreamento (ângulo de elevação a partir do qual existe sombreamento).

Redução das perdas por sombreamento mútuo entre módulos fotovoltaicos inclinados

Existem dois métodos empíricos que se têm provado eficazes:

1. reduzindo as perdas: Distância $d1 = 3,5 \times \text{altura } h$
2. tendo em conta uma utilização óptima da área: Distância $d = 2,25 \times \text{largura do módulo } b$

As perdas de energia resultantes dependem também do sombreamento da célula e do módulo, e do desenho do sistema.

Normalmente, se o factor de utilização de área é reduzido a valores inferiores a **35 %**, então é quase impossível o aumento da produção de energia. Em Portugal não se justifica a redução do ângulo de inclinação a valores inferiores a **20°**, para factores de utilização inferiores a **100 %**.

4.4 Questionário para a caracterização do prédio

O questionário que de seguida se apresenta, é concebido para um sistema fotovoltaico a instalar no telhado de uma casa uni-familiar ou geminada. Sempre que possível, o cliente deve fornecer cópias dos documentos da construção (planta da casa e do terreno, alçados, telhado).

Os grandes sistemas fotovoltaicos requerem uma inspecção do local mais detalhada. Se necessário poderá basear-se no presente modelo, ao desenvolver o seu próprio questionário. Se o sistema estiver parcialmente sombreado, poderá também ser utilizado um questionário adicional.

Por forma a avaliar o efeito de sombreamento no sistema fotovoltaico, poderá ser desenhado um esquema semelhante ao que a seguir se indica. O esquema pode ser efectuado durante o questionário no próprio local, juntamente com os pontos cardeais, ou na cópia do plano do local. Para os prédios novos, deverá ser considerado se posteriormente haverá lugar ou não à implantação de novos edifícios na vizinhança mais próxima. Para além disso, também deverá ser considerado o crescimento das árvores.

Os seguintes aspectos deverão ser assinalados no esquema ou na cópia do plano do local (com fotografias adicionais, caso seja necessário):

- A área do telhado tendo em conta a orientação
- A área útil para o sistema fotovoltaico
- As chaminés, antenas, parabólicas
- Os prédios situados nas proximidades (distância e altura aproximada)
- As árvores (distância e altura aproximada). Catalogar: conífera ou árvore de folhas caducas
- As linhas aéreas (electricidade, telefone), caso possam interferir (sombreamento) com o sistema fotovoltaico
- Outras sombras: projecções de edifícios, janelas de sótão, ...

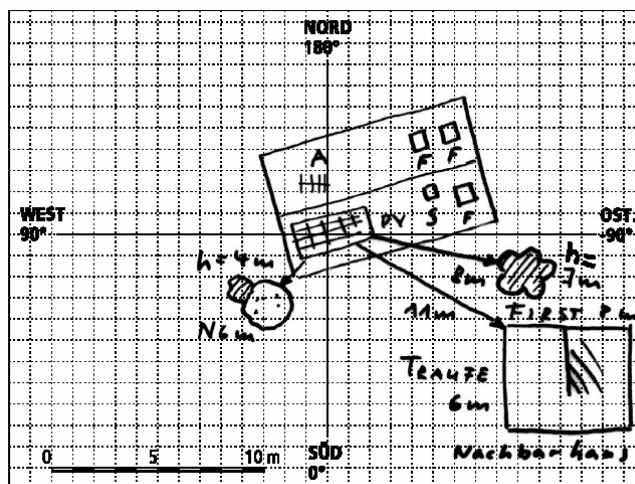


Figura 4.13 - Exemplo de um esquema

A silhueta da sombra pode ser registada de acordo com a secção 4.3.2 e assinalada no respectivo mapa de trajetória solar (no final da secção). Caso esta análise seja efectuada durante a visita inicial ao local, o cliente pode já receber uma estimativa preliminar no que diz respeito ao efeito provocado pela presença de sombras. O grau da latitude pode ser determinado pela figura 2.21, no intuito de seleccionar o mapa da trajetória solar a aplicar.

Questionário do Sistema fotovoltaico

Nome do Cliente

Rua, número

Código postal, localidade

Concelho

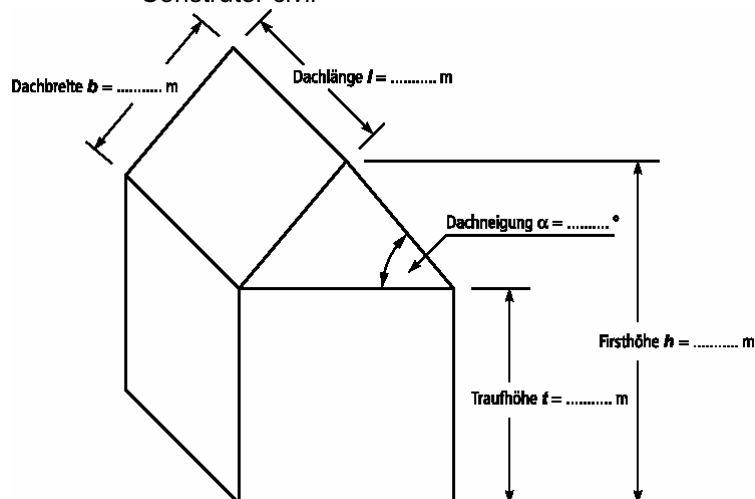
Telefone (privado)

Telefone (do trabalho): das _____ às _____

Fax:

Endereço do local da construção

Caso seja necessário: Arquitecto
Electricista
Construtor civil



Área disponível do telhado:

Comprimento (m) x largura (m) = (m²)

Com os seguintes elementos do telhado:

Chaminé
Clarabóia
Janela de Sótão

Antena
Pára-raios
Outros: _____

Documentos úteis

Planos de construção	Planta do local Elevações	Planta da casa Alçados	Plano do telhado Descrição do Prédio
Fotografias	Telhado Caixa do contador	Vista da casa com a área escolhida Situação da casa sob a influência de sombreamentos	

Desejos do cliente

Tipo de módulo PV:	Montagem no telhado Monocristalino Película fina	Integração com o telhado Policristalino	Outras: _____ Amorfo
Potência fotovoltaica aproximada	kWp		
Investimento máximo	Euros		
Produção energética desejada	kWh/a		
Área máxima	m ²		

Outros documentos:

Telhado

Formato do telhado	Com frontão Telhado em albarda Em dente de serra Outros: _____	Telhado plano Piramidal Empena com albarda parcial	Telhado de uma só água Telhado de mansarda
Cobertura do telhado	Ardósia Telhas Telha de goteira Outra: _____	Ondulada Areia grossa Telha plana	Papelão alcatroado Betume Telha romana
Construção do telhado		Isolamento térmico?	Sim Não
Infra-estrutura do telhado			
Distância entre os caibros	= m		
Acessibilidade do telhado	Grua necessária		Andaime necessário
Acesso com veículo	Sim Não		
As aberturas do telhado podem ser utilizadas para esticar cabos?		Sim Não	
	Telhas de ventilação		Outras aberturas do telhado

Gerador Fotovoltaico, Inversor e Contador

Orientação do gerador fotovoltaico	de -90° (Este) via 0° (sul) a +90° (oeste)		
Ângulo de inclinação do gerador fotovoltaico	de 0° (horizontal) a 90° (vertical)		
Existe pára-raios?	Sim Não		
Local da ligação de terra do gerador fotovoltaico			
Lugar da caixa de junção geral do gerador			
Onde está o contador de electricidade?	Cave Arrecadação Outra localização	Corredor fora do prédio: distância = _____m	Sala
Ligação do contador			
Há espaço para o contador?	Sim Não		
Também há espaço para o inversor?	Sim Não		
Lugar do inversor			
Lugar do interruptor de corte principal (DC)			

Linhas e instalação

Comprimento aproximado do cabo:

Distância entre o gerador fotovoltaico e a caixa de junção:	m
Distância entre o gerador fotovoltaico e a barra de distribuição equipotencial:	m
Distância entre a caixa de junção e o inversor:	m
Distância entre o inversor e o quadro eléctrico de distribuição:	m

Localização e tipo de instalação para o cabo principal DC

Localização e tipo de instalação para o cabo de ligação AC

É preciso abrir furos no telhado? Sim Não Nº

Outros

Consumo anual de electricidade? KWh/a

Prédios novos Questões sobre a implantação futura de novos edifícios nas vizinhanças imediatas

Com sombra Utilizar a listagem de sombreamentos

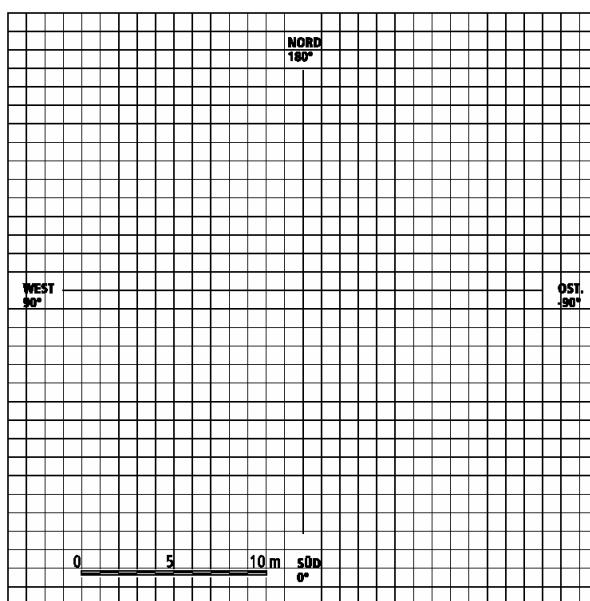
É um prédio histórico ou está situado numa zona especial de conservação?

Sim Não

Listagem de Sombreamentos

Esquema (tirar fotografias se necessário)

àrea do telhado (anotar orientação)
 àrea útil para o sistema fotovoltaico
 (colocar o centro do sistema fotovoltaico no origem das coordenadas)
 Chaminés, antenas e parabólicas
 Prédios contíguos (distância aproximada e altura)
 Árvores (distância aproximada e altura)
 Catalogar: árvores coníferas e de folhas caducas
 Linhas aéreas (electricidade/telefone)
 Outras sombras: projecções de edifícios



Legenda

PV = Área útil para sistema fotovoltaico

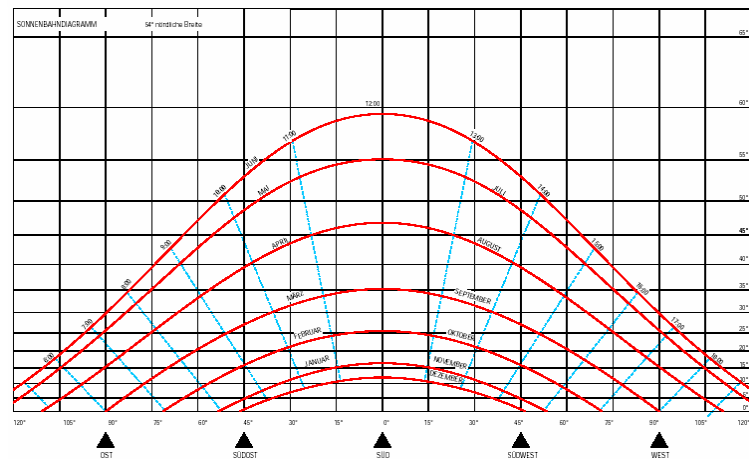
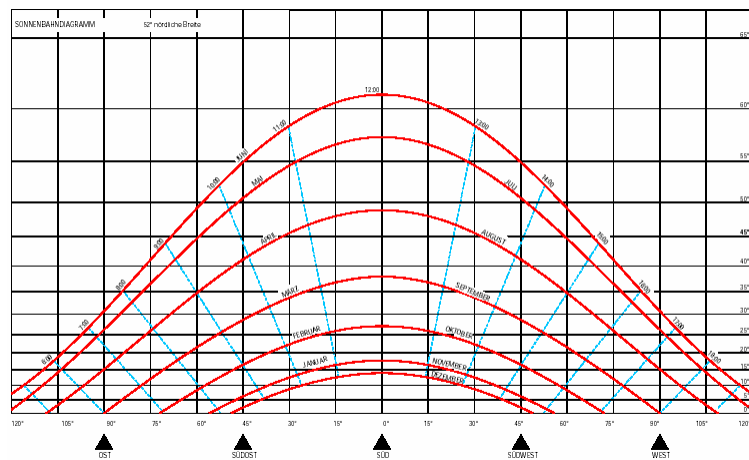
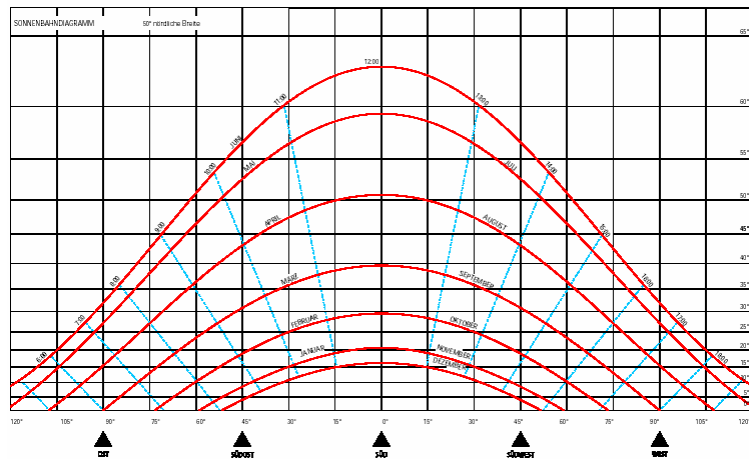
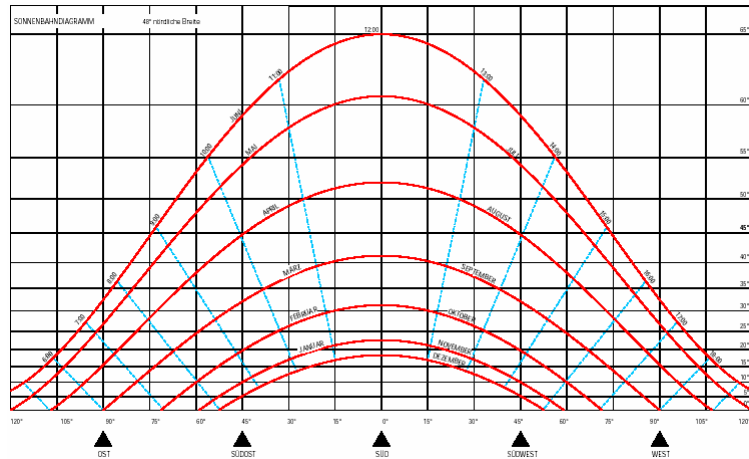
C = Chaminé

W = Janela de sótão

C = conífera

A = Antena

D = árvore de folhas caducas



5 PLANEAMENTO E CONCEPÇÃO DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS COM LIGAÇÃO À REDE

No final do presente capítulo, encontram-se disponíveis várias fichas de registos, que servem de apoio ao dimensionamento de um sistema fotovoltaico com ligação à rede.

5.1 Dimensionamento do sistema e selecção do módulo fotovoltaico

Durante a visita ao local procede-se à escolha, na presença do cliente, da área mais apropriada para a instalação do sistema fotovoltaico. A ficha de registo de dados do edifício deverá incluir as especificações do sistema: orientação, inclinação, área disponível, tipo de montagem, sombreamentos, comprimento dos cabos, localização do inversor.

Os módulos são então escolhidos em função:





- a) do tipo de material: monocristalino, policristalino, amorfo, CdTe e CIS e,
- b) do tipo de módulo: módulo standard com ou sem armação, módulo semitransparente, telha fotovoltaica, etc. (ver capítulos 3 e 8).

Com base nestas especificações, é seleccionado o módulo que irá ser instalado. As especificações técnicas do módulo escolhido determinam os passos seguintes do dimensionamento do sistema. Primeiro, será determinado o número de módulos que podem ser instalados na área disponível. Este número permitirá determinar de forma aproximada a potência total do sistema fotovoltaico.

Regra empírica: 1 kWp = aproximadamente 10 m² de área fotovoltaica.

A tabela seguinte poderá ser utilizada para um cálculo mais preciso das necessidades de área, em função do tipo de material celular a instalar:

Tabela 5.1 - Áreas a considerar para os sistemas fotovoltaicos

Zellmaterial	Benötigte PV-Fläche für 1 kWp
Monokristallin	7 - 9 m ² 
Polykristallin	8 - 11 m ² 
Dünnschicht: Kupfer-Indium-Diselenid (CIS)	11 - 13 m ² 
Cadmiumtellurid (CdTe)	14 - 18 m ² 
Amorphes Silizium	16 - 20 m ² 

A aplicação de módulos semitransparentes requer maiores áreas, de acordo com o factor percentual de transparência dos módulos.

Por sua vez, questões como o desenho da instalação, a montagem e a integração arquitectónica do módulo fotovoltaico com o edifício, desempenham também um papel importante no estabelecimento da área de instalação. Estes assuntos serão abordados com maior detalhe no capítulo 8.

5.2 Concepção do sistema fotovoltaico

Durante muito tempo, foi comum a instalação de um conversor DC/AC (inversor) central, para todo o sistema fotovoltaico. Actualmente, nem sempre os sistemas fotovoltaicos com potências nominais de vários **kWp**, têm um único e poderoso inversor. Em particular, nos sistemas de dimensão média, existe a crescente tendência para a instalação de vários inversores de pequena dimensão (conceito de inversor descentralizado).

Os inversores descentralizados têm sido desenvolvidos para as cadeias de módulos – os designados inversores de cadeia de módulos, ou directamente integrados nos próprios módulos, constituindo um módulo AC.

Cada uma das três configurações mencionadas tem vantagens e desvantagens, conforme o tipo de aplicação. Nos caso dos inversores descentralizados, deverão ser preferencialmente utilizados para sub-sistemas com áreas de captação individuais com diferentes orientações e inclinações, ou que estão parcialmente sombreados.

5.2.1 Conceito do inversor central

Configuração do sistema para tensões reduzidas

Nas gamas de tensão reduzida ($UDC \leq 120 \text{ V}$, segundo as Regras Técnicas de Instalações Eléctricas de Baixa Tensão), um número reduzido de módulos (3 a 5 módulos standard) são ligados em série numa fileira. Uma das principais vantagens destas curtas fileiras reside na menor influência da sombra no comportamento da fileira, uma vez que o módulo com o maior sombreamento determina a corrente total da fileira. Para além disso, as perdas totais dependem do número de fileiras sombreadas, pelo que o número de módulos sombreados tem uma menor influência no comportamento global do sistema.

Para uma tensão inferior a **120 V**, é possível instalar material eléctrico de protecção classe III (ver tabela 5.2). A principal desvantagem desta configuração reside nas elevadas correntes resultantes, o que obriga à selecção de maiores secções para os condutores, por forma a reduzir as perdas resistivas.

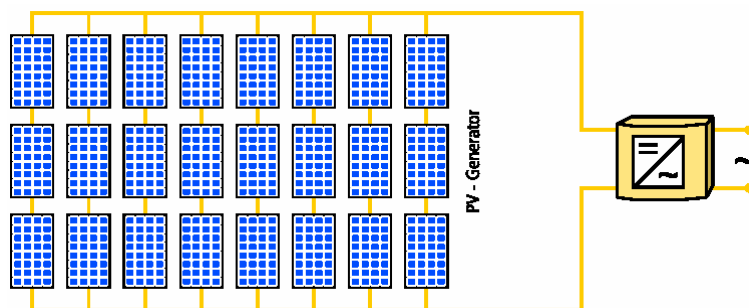



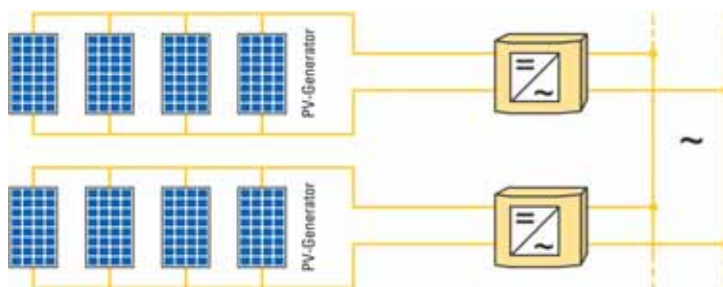


Figura 5.1 - Configuração do sistema de tensão reduzida com um inversor central

Tabela 5.2

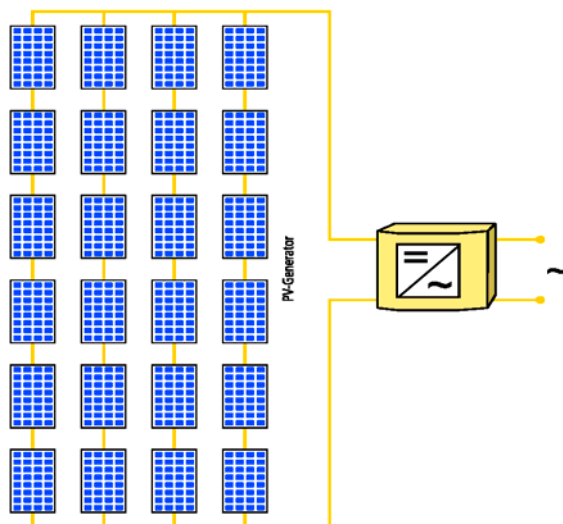
Classificação da protecção eléctrica		Símbolo
Classe I	O aparelho está ligado ao condutor de terra	
Classe II	Isolamento de protecção (duplo ou reforçado)	
Classe III	Segurança ou protecção de tensão reduzida (máxima AC: 50 V, máxima DC: 120 V)	

Nas instalações com módulos de película fina, por vezes é feita a ligação em paralelo de módulos individuais.

**Figura 5.2 - Configuração da ligação em paralelo**

Configuração do sistema para níveis de tensão superiores a 120 V

Para fileiras compridas de módulos fotovoltaicos, para os maiores níveis de tensão associados ($U_{DC} > 120 \text{ V}$), são necessários equipamentos de classe II de isolamento. A principal vantagem destas configurações são as menores correntes que atravessam os condutores, pelo que é possível reduzir a secção transversal dos cabos. A maior desvantagem reside no aumento das perdas energéticas, em virtude do maior impacto do sombreamento nas longas fileiras.

**Figura 5.3 - Configuração do sistema para níveis de tensão superiores a 120 V com um inversor central**

Configuração do inversor “mestre-escravo”

Os sistemas fotovoltaicos de maior dimensão usam frequentemente um inversor central configurado segundo o princípio “mestre-escravo”. Esta configuração é caracterizada por possuir vários inversores centrais (geralmente dois a três inversores), entre os quais é dividida a potência total. Um dos inversores assume o papel de “mestre” e opera nos períodos de baixa irradiação. O aumento do nível de irradiação, leva o inversor mestre ao limite da sua potência, pelo que activa o inversor seguinte (inversor escravo).

Com o intuito de equilibrar o regime de operação entre os diferentes inversores, os inversores “mestre” e “escravo” permutam periodicamente de funções (rotação de papéis).

A principal vantagem desta configuração, reside no facto de que, para menores níveis de irradiação, apenas opera um inversor (o mestre), resultando numa maior eficiência global do sistema (particularmente nos intervalos de baixa potência). Contudo, os custos de investimento desta configuração são naturalmente superiores aos custos equivalentes para um único inversor central.

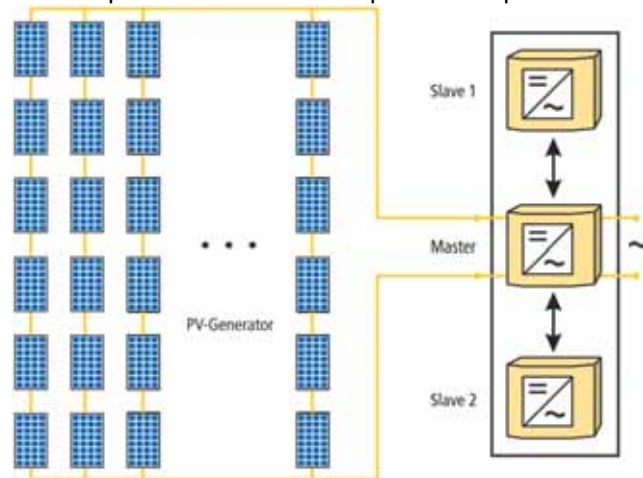


Figura 5.4 - Configuração “mestre-escravo” centralizada

O sistema fotovoltaico de **1 MWp** instalado no telhado de Neue Messe München, no Centro de Exibições de Munique (Alemanha), representa um bom exemplo de uma configuração de inversores “mestre-escravo”.



Figura 5.5 - Sistema fotovoltaico de 1 MWp do Centro de Exibições *Neue Messe München*, em *Munique*

Fotografia: Shell Solar

5.2.2 Conceito dos inversores de cadeia de módulos

Nos sistemas compostos por campos fotovoltaicos com diferentes orientações ou sujeitos a sombreamentos, a instalação de um inversor por cada campo ou fileira de módulos, permite uma melhor adaptação da potência às condições de irradiação. Nestas configurações tem de existir um especial cuidado para ligar módulos que estão sujeitos a semelhantes condições ambientais (orientação e sombreamento). Como já foi visto anteriormente, para fileiras muito compridas, o sombreamento poderá estar na origem de desequilíbrios em termos de potência, dado que o módulo com a menor irradiância determina a corrente que circula na fileira.

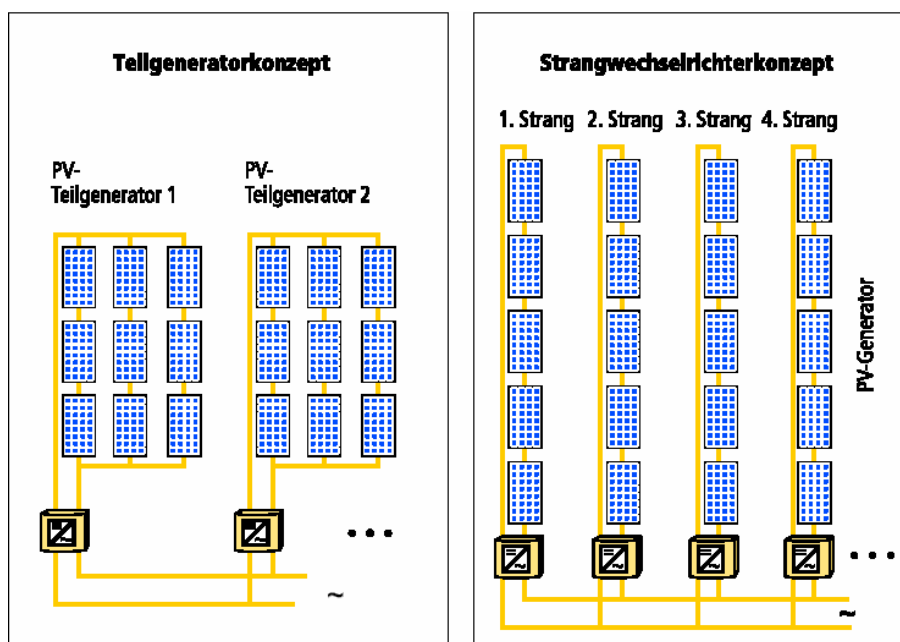


Figura 5.6 - Configurações do sistema para várias unidades conversoras DC/AC de cadeia de módulos

A utilização de inversores de cadeia de módulos, facilita a instalação de sistemas fotovoltaicos e pode, em certos casos, reduzir consideravelmente os custos de instalação. Os inversores são frequentemente montados na proximidade imediata do gerador fotovoltaico, sendo ligados individualmente à cada fileira. Estes inversores estão normalmente disponíveis para potências que variam entre **500 e 3.000 watts**.

Quando se escolhe um local exterior para a instalação, deve-se ter em conta que mesmo cumprindo o grau de protecção **IP 65**, as condições ambientais (variação da temperatura, humidade, etc.) têm implicações na probabilidade da ocorrência de falhas e no período de vida útil do dispositivo. Por este motivo, os inversores devem estar pelo menos protegidos da radiação solar directa e da chuva.

A ligação dos inversores às fileiras de módulos, tem as seguintes vantagens em comparação com a configuração de inversores centralizados:

- omissão da caixa de junção geral do gerador fotovoltaico,
- redução do comprimento da cablagem do módulo para as interligações em série,
- omissão da cabo principal DC.

O sistema fotovoltaico de **1 MWp** da Academia Superior de Educação do Estado Federal de Rhin do Norte - Westphalia no Herne (Alemanha), é um exemplo de uma configuração híbrida que utiliza inversores de cadeia de módulos. Neste caso são utilizados 569 inversores de cadeia. A concepção arquitectónica teve em consideração o uso de 6 diferentes tipos de módulos fotovoltaicos. Formaram-se dezasseis diferentes configurações em série, pelo que os níveis de tensão são por vezes consideravelmente diferentes. Os inversores de cadeia de módulos fazem o ajuste entre as diferentes tensões **MPP** das fileiras.



Figura 5.7 - Sistema fotovoltaico de 1 MWp da Academia de Ensino Superior em Herne (Alemanha)



Figura 5.8 - Inversores de fileira de módulos ao longo do sistema fotovoltaico de Herne
Fotografia: Flabeg

5.2.3 Conceito das unidades integradas inversor/módulo

Um dos pré-requisitos para a maior eficiência global do sistema, consiste na compatibilidade entre os inversores e os módulos fotovoltaicos. Seria por certo mais vantajoso se cada módulo estivesse funcionando permanentemente no seu ponto de máxima potência (**MPP**). Na prática isto é possível. No entanto, o ajuste do **MPP** será sempre mais bem sucedido se os módulos fotovoltaicos e os inversores forem integrados numa única unidade. Estas unidades módulos/inversores estão actualmente disponíveis no mercado e são designadas por módulos AC.

Alguns dos inversores integrados são tão pequenos que podem ser montados na própria caixa de junção do módulo.

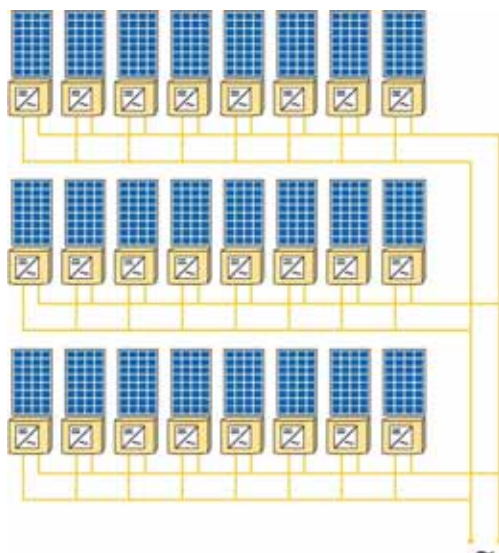


Figura 5.9 - Configuração do sistema com módulos AC

Outra das vantagens destes módulos, reside na sua modularidade, pois nas restantes configurações a expansão do sistema fotovoltaico não é tão simples. Os módulos AC permitem que os sistemas fotovoltaicos sejam reforçados conforme o desejado, ou que sejam constituídos por um único módulo.

Apona-se com frequência que a maior desvantagem destes módulos é a sua menor eficiência. Na realidade, não existe uma diferença tão significativa em relação aos inversores centralizados, conforme se mostra na figura 5.11. Para além disso, a menor eficiência é compensada pela maior produção energética que resulta do óptimo ajuste para o ponto **MPP** dos respectivos módulos.



Figura 5.10 - Unidade conversora DC/AC integrada no módulo
Fotografia: NKE

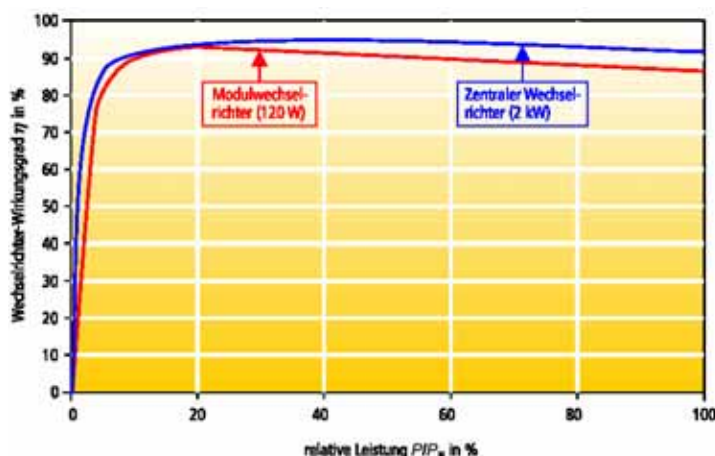


Figura 5.11 - Curvas de eficiência para os inversores centralizados e integrados

Os módulos AC ainda são relativamente caros. Só poderão existir vantagens em termos de custo, depois dos módulos AC e dos respectivos inversores estarem amplamente disponíveis no mercado.

Na montagem dos módulos AC, deverá existir a preocupação de se facilitar o acesso aos módulos, por forma a permitir a substituição dos inversores defeituosos. Igualmente importante é a monitorização dos inversores individuais, através do registo dos dados operacionais mais relevantes e da sinalização de falhas. Por este motivo, os fabricantes oferecem sistemas já configurados para a possibilidade de monitorização, através de um computador e de um software apropriado.

A configuração das unidades integradas módulo/inversor, é vantajosa nos sistemas integrados em fachadas, particularmente no caso de existirem consideráveis sombreamentos parciais na fachada, devido à envolvente ou às projecções das reentrâncias da fachada. O edifício residencial e de escritórios de Moritzplatz (Berlim), é um claro exemplo da integração de módulos AC em fachadas. Estas unidades geradoras injectam energia eléctrica na instalação eléctrica colectiva do prédio.



Figura 5.12 - Fachada fotovoltaica com módulos AC em Moritzplatz (Berlim)

5.3 Local da instalação do inversor

O inversor central deverá, sempre que seja possível, ser instalado junto da caixa do contador ou na sua proximidade. Se as condições ambientais o permitirem, fará sentido instalar o inversor perto da caixa de junção geral do gerador. Este procedimento permite reduzir as perdas de energia que ocorrem através do cabo principal DC, assim como reduzir os custos de instalação. Os grandes inversores centralizados são frequentemente instalados junto com outros dispositivos eléctricos, tais como aparelhos de ligação, de protecção, de corte, etc., num armário/quadro de potência.

Os inversores de cadeia de módulos, protegidos por invólucros com graus de protecção **IP 65**, são normalmente instalados nos telhados. Porém, a experiência demonstra que estes dispositivos deveriam estar protegidos da chuva e da radiação solar directa. Ao escolher o local da instalação, é crucial que se mantenham as condições ambientais exigidas pelo fabricante do inversor, especialmente em termos de humidade e de temperatura. O ruído produzido pelo inversor (dependendo da potência e do fabrico), deverá também ser considerado.

5.4 Dimensionamento do inversor

As especificações técnicas dos inversores proporcionam importante informação para o dimensionamento e a instalação dos sistemas fotovoltaicos, pelo que é fundamental que sejam respeitadas. A configuração do sistema e da instalação eléctrica determina o número, o nível de tensão e a classe de potência dos inversores.

5.4.1 Determinação da potência

O número de inversores deriva da potência estimada para o sistema fotovoltaico e do tipo de sistema escolhido. Como regra geral, dado que os inversores são fornecidos para vários níveis de potência e que a potência total do sistema fotovoltaico é determinada pela área útil disponível, é utilizado um rácio entre as potências do gerador fotovoltaico e do inversor de **1:1**. Qualquer desvio é tomado com base neste rácio e definido para o seguinte intervalo:

Intervalo de potência: $0.7 \times P_{PV} < P_{INV DC} < 1.2 \times P_{PV}$

Os inversores integrados nos módulos e os inversores de cadeia de módulos, estão particularmente sujeitos a elevadas cargas térmicas devido à localização da instalação (montagem no exterior, telhado, etc.), pelo que neste caso deverá sempre ser escolhida uma potência do inversor superior à potência do gerador fotovoltaico.

No caso da aplicação de módulos amorfos, deverá também ter-se em atenção na fase de desenho, a degradação progressiva da potência. Os módulos amorfos podem ter inicialmente uma potência superior em **15 %** da potência nominal, na qual apenas irão estabilizar ao fim dos primeiros meses de funcionamento. Este efeito, que resulta da degradação inicial da luz (ver capítulo 3), deverá ser tomado em conta ao determinar a tensão e a corrente do inversor. Durante o período de degradação, a tensão operacional poderá ser aproximadamente **11 %** superior à tensão nominal e a corrente operacional **4 %** superior.

Em termos gerais, poderá ser favorável a escolha de um inversor com uma potência sensivelmente menor do que a potência do gerador fotovoltaico ($P_{WR DC} < P_{PV}$), dado que a eficiência do inversor é relativamente baixa para as gamas de potência operacionais inferiores a **10 %** da potência nominal. Ao longo do ano, os valores de irradiância são raramente superiores a **850 W/m²**, pelo que a potência nominal dos sistemas fotovoltaicos é raramente atingida no seu funcionamento normal. Na realidade, a potência operacional dos sistemas fotovoltaicos é próxima de **50 %** da potência nominal. Com o intuito de otimizar a eficiência do inversor, este é frequentemente sub-dimensionado. Esta prática permite manter os elevados níveis de eficiência do inversor (rendimentos superiores a 90%), mesmo para baixos níveis de irradiância solar (ver figura 5.13, linha verde).

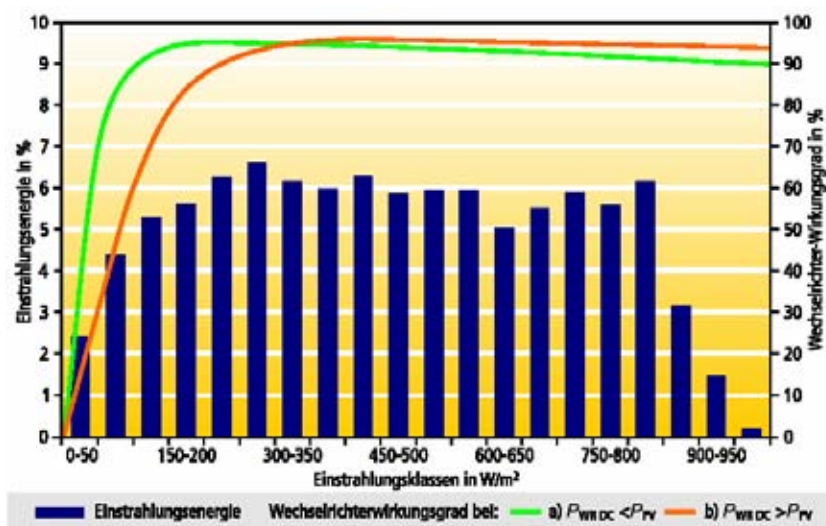


Figura 5.13 - Energia versus irradiância e curvas do inversor

Se o inversor for sobredimensionado ($P_{INV\ DC} > P_{PV}$), a taxa de crescimento da eficiência do inversor em função da irradiância é menor, pelo que os maiores níveis de eficiência são só atingidos para elevadas irradiâncias.

Para além da irradiância, existem outros factores que afectam a potência nominal do gerador fotovoltaico, nomeadamente:

- 1) a deficiente orientação ou o sombreamento dos módulos fotovoltaicos,
- 2) o aumento da temperatura do módulo, sobretudo devido a uma deficiente ventilação que leva a que a potência do módulo decresça fortemente,
- 3) as perdas por desajuste dos módulos e outras perdas DC entre o gerador fotovoltaico e o inversor (perdas nos cabos, etc.).

Ao sub-dimensionar o inversor, é fundamental ter em conta o comportamento do inversor no caso de sobrecargas, por forma a assegurar as condições mínimas de segurança (ver capítulo 3 “Comportamento em caso de sobrecarga”). Em nenhum momento, poderá ser ultrapassada a tensão máxima de entrada do inversor. Esta é a principal razão pela qual a secção que se segue é fundamental para o correcto dimensionamento do inversor.

5.4.2 Escolha da tensão de entrada

A amplitude da tensão no inversor, resulta do somatório das tensões individuais dos módulos ligados em série numa fileira. Uma vez que a tensão do módulo e a tensão total do gerador fotovoltaico dependem da temperatura, são determinantes no dimensionamento as situações operacionais extremas do Inverno e do verão.

Quando se dimensiona o sistema, o intervalo de operação do inversor deve ser ajustado em função da curva característica do gerador fotovoltaico. O intervalo **MPP** do inversor deve incorporar, conforme pode ser visto na figura que se segue, os pontos **MPP** da curva característica do gerador para diferentes temperaturas. Para além disso, deve-se ter em conta a tensão limite de operação e a tensão máxima admissível do inversor.

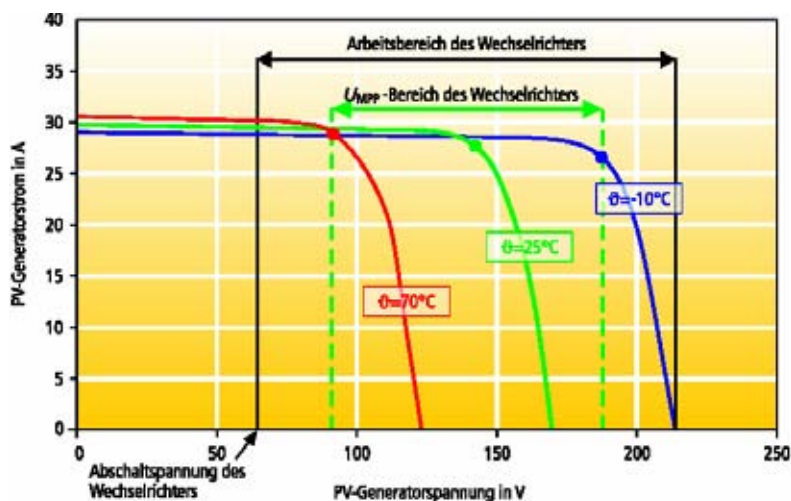


Figura 5.14 - Curvas características do gerador fotovoltaico e intervalo operacional de um inversor

Número máximo de módulos por fileira

O primeiro valor limite deriva da estação fria para uma temperatura do módulo de **-10 °C**. Para baixas temperaturas, a tensão de funcionamento do módulo aumenta até ao limite máximo da tensão de circuito aberto. Se o inversor for desligado num dia soalheiro de inverno (por exemplo devido a uma falha de rede), a tensão do circuito aberto será demasiadamente elevada para se poder voltar a ligar o sistema em segurança. Esta tensão deve ser menor do que a tensão DC máxima admissível do inversor. Caso contrário o inversor poderá ficar danificado. Assim, o número máximo de módulos ligados em série deriva do quociente entre a tensão DC máxima admissível do inversor e a tensão de circuito aberto do módulo à temperatura de **-10 °C**.

$$n_{\max} = \frac{U_{\max(INV)}}{U_{OC(Módulo -10^{\circ}C)}}$$

A tensão de circuito aberto dos módulos à temperatura de **-10 °C**, nem sempre vem especificada nas fichas técnicas fornecidas pelos fabricantes. No seu lugar é especificada a variação da tensão ΔU em % ou em **mV** em função da temperatura, expressa em **°C**. Este coeficiente de temperatura é sempre acompanhado de um sinal negativo.

A fórmula seguinte permite calcular a tensão de circuito aberto para uma temperatura de **-10 °C**, a partir da tensão do circuito aberto nas condições de referência **CTS** ($U_{OC(STC)}$):

ΔU em % por cada °C

$$U_{OC(Módulo -10^{\circ}C)} = \left(1 - \frac{35^{\circ}C \times \Delta U}{100}\right) \times U_{OC(CTS)}$$

ΔU em mV por cada °C:

$$U_{OC(Módulo -10^{\circ}C)} = -35^{\circ}C \times \Delta U$$

Se não for fornecido nenhum destes dados, é possível usar a figura 3.55 (capítulo 3) para determinar o valor correspondente. Esta figura mostra que a tensão de circuito aberto de um módulo mono ou policristalino à temperatura de **-10 °C** sofre um aumento de **14 %** em relação às condições de referência **CTS**.

$$U_{OC(Módulo -10^{\circ}C)} = 1.14 \times U_{OC(CTS)}$$

Número mínimo de módulos por fileira

No verão, os módulos instalados no telhado podem estar sujeitos a temperaturas superiores a **70 °C**. Esta temperatura serve geralmente de base para determinar o número mínimo de módulos de uma fileira. Com um bom sistema de ventilação, pode estimar-se uma temperatura máxima de **70 °C** em Portugal.

Para os elevados níveis de radiação do Verão, um sistema fotovoltaico terá uma tensão aos seus terminais inferior àquela que se verifica para as condições de referência **CTS** (tensão nominal que consta da ficha técnica do módulo), devido às elevadas temperaturas a que está sujeito. Se a tensão operacional do gerador cair abaixo da tensão **MPP** mínima do inversor, a eficiência global do sistema ficará comprometida e, na pior das hipóteses, poderá provocar o corte do inversor. Por este motivo, o sistema deverá ser dimensionado de tal modo que, o número mínimo de módulos ligados em série numa fileira, derive do quociente entre a tensão mínima **MPP** de entrada do inversor e a tensão **MPP** do módulo à temperatura de **70 °C**.

A fórmula seguinte permite calcular o número mínimo de módulos que é possível ligar em série numa fileira:

$$n_{\min} = \frac{U_{MPP(INV_{\min})}}{U_{MPP(Módulo\ 70^{\circ}C)}}$$

Se a tensão do módulo no **MPP** a **70 °C** não for especificada na folha de dados do fabricante, esta poderá ser calculada a partir da tensão **MPP** nas condições de referência **CTS** ($U_{MPP(STC)}$), através do coeficiente ΔU em % ou em mV por cada °C, como se segue:

ΔU em % por cada °C:

$$U_{MPP(Módulo\ 70^{\circ}C)} = \left(1 + \frac{45^{\circ}C \times \Delta U}{100}\right) \times U_{MPP(CTS)}$$

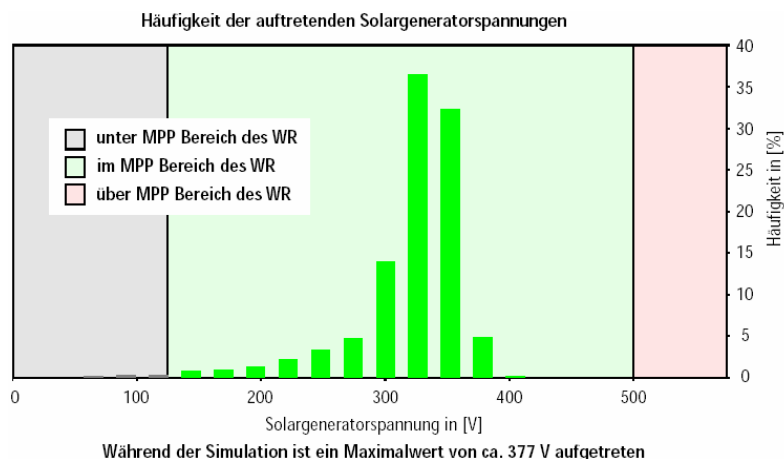
ΔU em mV por cada °C:

$$U_{MPP(Módulo\ 70^{\circ}C)} = U_{MPP(CTS)} + 45^{\circ}C \times \Delta U$$

Em geral, pode assumir-se de que a tensão **MPP** de um módulo mono ou policristalino à temperatura de **70 °C**, cairá cerca de **18 %** em relação às condições de referência **CTS**.

$$U_{MPP(Módulo\ 70^{\circ}C)} = 0.82 \times U_{OC(CTS)}$$

A temperatura máxima da célula fotovoltaica é determinada em função da localização do módulo. Para sistemas instalados em telhados ou integrados numa fachada sem ventilação, as células poderão atingir temperaturas até **100 °C**. Neste caso, para determinar o número mínimo de módulos por fileira, recorre-se à tensão U_{MPP} para uma temperatura de **100 °C**. Poderemos usar novamente a figura 3.55. Para os sistemas caracterizados por longas fileiras, um extenso sombreamento pode causar uma queda considerável da tensão **MPP**. Estes factores deverão ser tomados em conta na fase de dimensionamento. Ao permitir verificar os níveis limites de tensão das fileiras e determinar a frequência com que ocorrem, os programas de simulação podem fornecer uma crucial informação para a optimização do sistema.



Während der Simulation ist ein Maximalwert von ca. 377 V aufgetreten

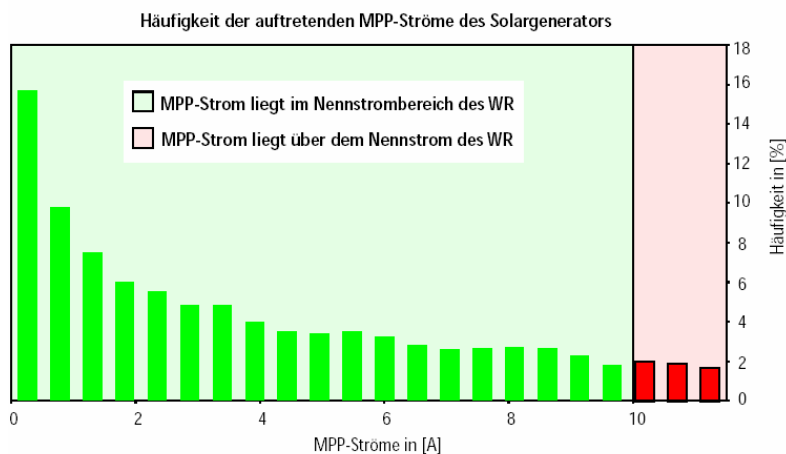
Figura 5.15 - Determinação da frequência das tensões do gerador solar através do programa de simulação SolEm

5.4.3 Determinação do número de fileiras

Para completar o dimensionamento, devemos verificar se em algum momento a corrente do gerador fotovoltaico ultrapassa o limite máximo da corrente de entrada do inversor. O número máximo de fileiras deverá ser igual ao quociente entre os valores máximos da corrente do inversor e da fileira de módulos.

$$N_{\text{Fileira}} \leq \frac{I_{\text{max(INV)}}}{I_{n \text{ Fileira}}}$$

Se o inversor for sub-dimensionado, deverá ser verificada a frequência com que o inversor opera com excessivas correntes de entrada. Isto permite avaliar se existem elevadas ou ligeiras sobrecargas do inversor. Esta avaliação pode ser realizada através de adequados programas de simulação. O resultado da simulação que é apresentado na figura seguinte mostra que o inversor está sujeito a uma forte sobrecarga. Este regime de operação leva ao envelhecimento prematuro do inversor ou à destruição dos componentes electrónicos.



Während der Simulation ist ein Maximalwert von ca. 15 A aufgetreten

Figura 5.16 - Determinação da frequência das correntes do gerador solar através do programa de simulação SolEm

5.4.4 Dimensionamento através de programas de simulação

Conforme já foi referido, os inversores podem ser dimensionados através de adequados programas de simulação. A título de exemplo, a figura seguinte mostra a mensagem de erro apresentada pelo programa **PVS 200**, que resulta de uma incorrecta concepção do sistema fotovoltaico. À semelhança do **PVS 200**, os programas de simulação **PV- Sol**, **PVS** e **SolEm**, fornecem avisos de dimensionamento

incorrecto quando são ultrapassados os valores limites. Estes programas de simulação são descritos em detalhe no capítulo 7.



Figura 5.17 - Mensagem de erro do programa de simulação PVS devido a um incorrecto dimensionamento

5.5 Dimensionamento dos cabos

Com o dimensionamento do inversor é possível produzir um esquema geral da instalação. Ao fazê-lo deverá ser determinado o comprimento aproximado de cada cabo.

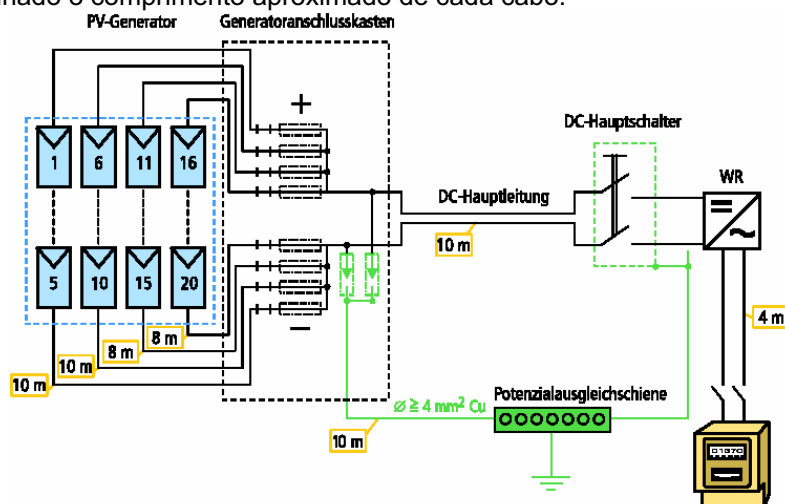


Figura 5.18 - Exemplo do esquema eléctrico de um sistema de 2 kWp com inversor central

No dimensionamento dos cabos devem ser observados três critérios essenciais: o cumprimento dos limites fixados pela tensão nominal e pela intensidade de corrente máxima admissível do cabo, e a minimização das perdas na linha.

Tensão nominal

A tensão dos sistemas fotovoltaicos, normalmente não ultrapassa a tensão nominal dos cabos standard (tensões nominais situadas entre 300 e 1.000V). Nos maiores sistemas fotovoltaicos, com longas fileiras de módulos, a tensão nominal no cabo deverá ser confrontada com a tensão de circuito aberto do gerador para $T = -10^\circ\text{C}$.

Corrente máxima admissível

A secção transversal do cabo é finalmente dimensionada em função da intensidade de corrente máxima de serviço que atravessa o cabo. Neste caso, a consulta às tabelas dos fabricantes de cabos permitirá seleccionar o cabo que melhor responde às condições que lhe são impostas.

A corrente máxima que pode fluir pelo módulo ou pelo cabo da fileira, é obtida pela diferença entre a corrente do curto-circuito do gerador e a corrente de curto-circuito de uma única fileira:

$$I_{max} = I_{CCPV} - I_{CCFileira}$$

Na prática podem ocorrer duas situações: o cabo é dimensionado em função do valor de intensidade de corrente máxima, ou então é instalado um aparelho de protecção contra sobre-intensidades em cada fileira, pelo que a corrente máxima I_{max} terá de ser menor ou igual à corrente máxima admissível da canalização eléctrica I_z , ou à corrente de não funcionamento do dispositivo protector I_{nf} .

$$I_{max} \leq I_z$$

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

A corrente máxima admissível dos condutores é influenciada pela temperatura ambiente, pelo agrupamento de condutores e de cabos, e pelo encaminhamento dos cabos (por exemplo, pelo interior de tubagens, entre vigas, pela parte posterior do estuque, enterrados, etc.). Para uma dada temperatura ambiente de referência, os fabricantes de cabos fornecem tabelas das correntes máximas admissíveis dos cabos e dos condutores. Para a determinação das correntes admissíveis reais da instalação, aqueles valores deverão ser multiplicados pelos factores de correcção associados a cada um dos parâmetros citados anteriormente.

A temperatura nas coberturas pode atingir valores próximos de **70 °C**, pelo que estes níveis de temperatura devem ser considerados quando se dimensiona o cabo da fileira para as instalações colocadas em telhados. No caso de instalações integradas no telhado, os cabos das fileiras são dimensionados para uma temperatura de serviço de **55 °C** e não têm de ser resistentes aos raios UV. Com base nestes pressupostos, e para o correcto dimensionamento da cablagem dos sistemas fotovoltaicos instalados em edifícios, fará sentido obter dos fabricantes os factores de correcção dos cabos para as temperaturas de **55 °C** e **70 °C**.

Os cabos da fileira são normalmente agrupados até à caixa de junção do gerador. A disposição e o afastamento entre os cabos e os condutores também deve ser tido em conta através do equivalente factor de conversão.

Na protecção individual dos cabos das fileiras, deve-se ter em atenção que a corrente de curto-circuito é aproximadamente igual à corrente nominal da fileira. Este facto condiciona o tipo de fusíveis que é possível utilizar para a protecção dos cabos da fileira contra curto-circuitos.

Os fusíveis são normalmente distribuídos pelas várias fileiras dos grandes sistemas fotovoltaicos. A secção transversal do cabo da fileira pode assim ser determinada a partir da corrente limite de não fusão do fusível da fileira. Neste caso, a corrente máxima admissível do cabo (I_z), deverá ser superior à corrente nominal do aparelho de protecção (I_n), e inferior à corrente limite de não fusão do mesmo (I_{nf}). Por sua vez o I_{nf} não poderá ser superior a 1,15 vezes o I_z .

$$I_n \leq I_z \leq I_{nf} \leq 1,15 I_z$$

No intuito de evitar cortes intempestivos, a corrente nominal do fusível I_n terá de ser, pelo menos, **1,25** vezes maior do que a corrente nominal da fileira $I_n \text{ Fileira}$.

$$I_n \geq 1,25 I_n \text{ Fileira}$$

Uma vez que pode ocorrer uma falha de isolamento nos dois condutores activos, positivo e negativo, os fusíveis devem proteger todos os condutores de fase. Para o condutor de protecção poderão ser utilizados tanto fusíveis como disjuntores. No entanto, deve-se verificar se os disjuntores são adequados para o funcionamento numa linha DC.

Redução das perdas no cabo

O processo de dimensionamento da secção dos cabos deve também tomar em consideração a necessidade de reduzir o mais possível as perdas resistivas. O esboço da norma Alemã **VDE 0100 Parte 712 (1998)**, sugere que a queda da tensão máxima admissível no circuito condutor não deve ser superior

a **1 %** da tensão nominal do sistema fotovoltaico para as condições de referência **CTS**. Este critério limita a 1% as perdas de potência através dos cabos DC do sistema fotovoltaico.

A prática demonstra que para sistemas que operam com níveis de tensão DC superiores a **120 V** ($U_{MPP} > 120 \text{ V}$), esta recomendação é mantida sem grandes problemas. No entanto, para tensões reduzidas ($U_{MPP} < 120 \text{ V}$), é possível que a queda da tensão no circuito supere o limite de **1 %**, mesmo usando cabos com uma secção nominal de **6 mm²**. Esta situação ocorre sobretudo no caso de existirem grandes distâncias entre o inversor e o gerador fotovoltaico.

Por este motivo, e para este tipo de sistemas, é assumido uma queda de **1 %** de tensão no cabo de fileira e uma queda adicional de **1 %** no cabo principal, como limite de dimensionamento.

A corrente de serviço é determinada de acordo com as condições de irradiância, e é geralmente inferior à corrente nominal do sistema, obtida para as condições de referência **CTS**. Para intensidades de corrente iguais a metade da corrente nominal, as perdas que resultam da equação $P = I_s^2 \times R$ são uma quarta parte das perdas sob condições nominais.

Por este motivo, quando se utiliza como limite de dimensionamento uma queda de tensão admissível de **2 %** para as condições de referência **CTS**, é de esperar que as perdas totais anuais no circuito DC não sejam superiores a **1 %**. As vantagens associadas a este desenho do sistema compensam as maiores perdas, particularmente nas situações de sombreamento (ver capítulo 5 “Conceito da instalação eléctrica para tensões reduzidas”).

5.5.1 Dimensionamento do cabo da fileira

Tabela 5.3

<i>Parâmetros eléctricos</i>	<i>Símbolo</i>	<i>Unidade</i>
Comprimento do cabo do módulo e da fileira	L_M	M
Perdas na linha em condições de referência CTS	P_M	W
Secção transversal do cabo do módulo e da fileira	A_M	Mm²
Condutividade eléctrica (cobre K _{CU} = 56; alumínio K _{AL} = 34)	κ	m/(Ω x mm²)
Potência da fileira nas condições de referência CTS	P_{Fi}	W
Tensão da fileira	U_{MPP}	V
Corrente da fileira	I_{Fi}	A
Número de fileiras do gerador fotovoltaico	N	-

Após determinar a secção transversal do cabo da fileira com base na corrente máxima admissível, este resultado deverá ser confrontado com o limite de **1 %** da queda de tensão admissível na linha. As fórmulas que se seguem permitem calcular a secção transversal do cabo da fileira, assumindo o mesmo comprimento para todos os cabos das fileiras. Neste caso, assume-se que haverá uma perda de potência de **1 %** em relação à potência da fileira para as condições de referência **CTS**.

$$A_M = \frac{2 \times L_M \times I_{Fi}}{1\% U_{MPP} \times \kappa}$$

$$A_M = \frac{2 \times L_M \times I_{Fi}^2}{1\% P_{Fi} \times \kappa}$$

$$A_M = \frac{2 \times U_{MPP} \times P_{Fi}}{1\% U_{MPP}^2 \times \kappa}$$

O resultado obtido deve ser arredondado para o maior valor aproximado das secções nominais dos cabos standard (2,5mm², 4mm² e 6mm²).

As perdas totais nos cabos do sistema fotovoltaico, para as secções escolhidas, podem ser determinadas através das seguintes fórmulas:

$$P_M = \frac{2 \times N \times L_M \times I_{Fi}^2}{A_M \times \kappa}$$

$$P_M = \frac{2 \times N \times L_M \times P_{Fi}^2}{A_M \times U_{MPP}^2 \times \kappa}$$

Diferentes configurações do sistema fotovoltaico correspondem normalmente a diferentes comprimentos das linhas de cabos. Por forma a reduzir as perdas por efeito de Joule no transporte da energia, corresponderão também a diferentes secções transversais.

Nestas situações poderá ser usada a seguinte fórmula geral:

$$P_M = \frac{2 \times I_{Fi}^2}{\kappa} \times \left(\frac{L_1}{A_1} + \frac{L_2}{A_2} + \frac{L_3}{A_3} + \dots \right)$$

O comprimento dos cabos de cobre das fileiras de módulos, pode ser obtido a partir dos seguintes gráficos, considerando as secções nominais standard dos cabos. Nestas projecções foram definidas perdas máximas na linha de **1 %**.

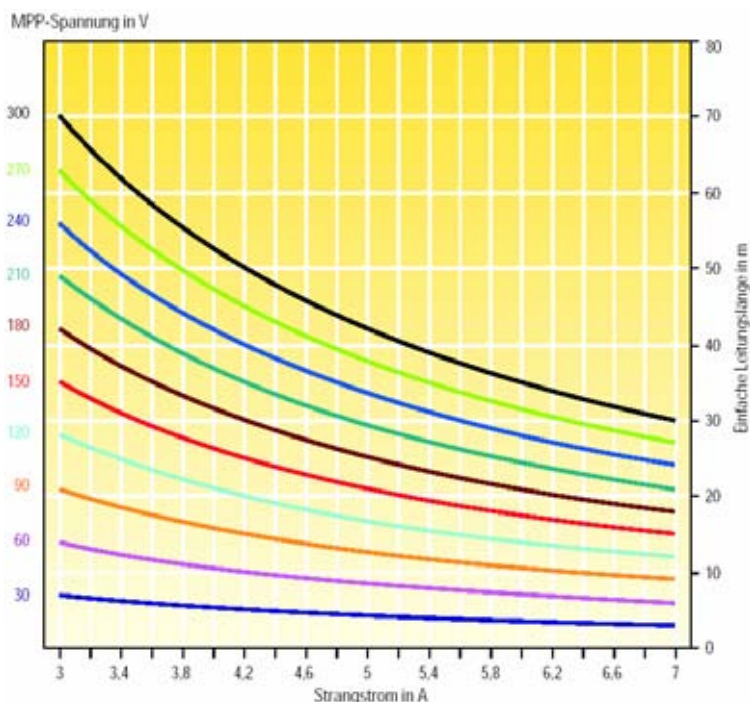


Figura 5.19 - Comprimentos recomendados para os cabos de fileira de secção $A=2.5 \text{ mm}^2$, para uma tensão MPP inferior a 300 V

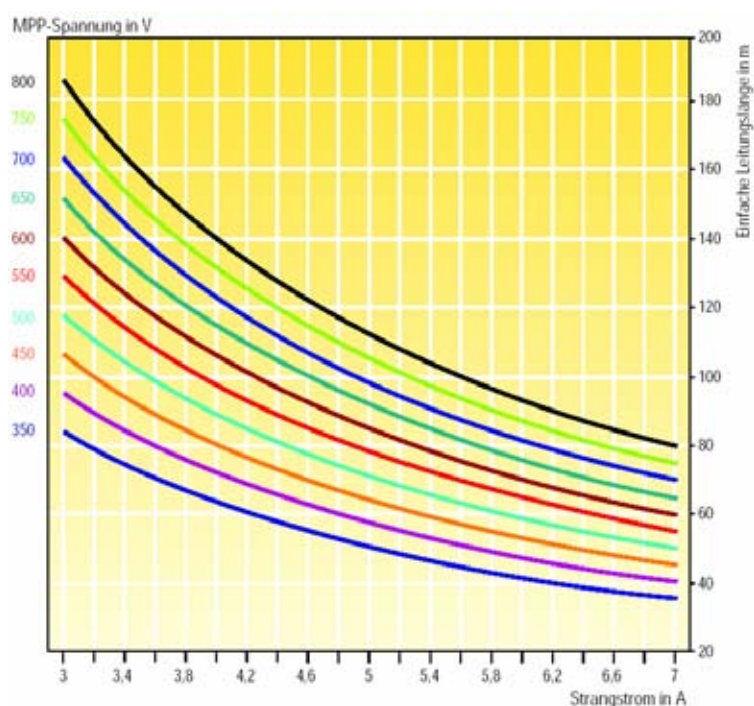


Figura 5.20 - Comprimentos recomendados para os cabos de fileira de secção $A=2.5\text{mm}^2$, para uma tensão MPP superior a 300V

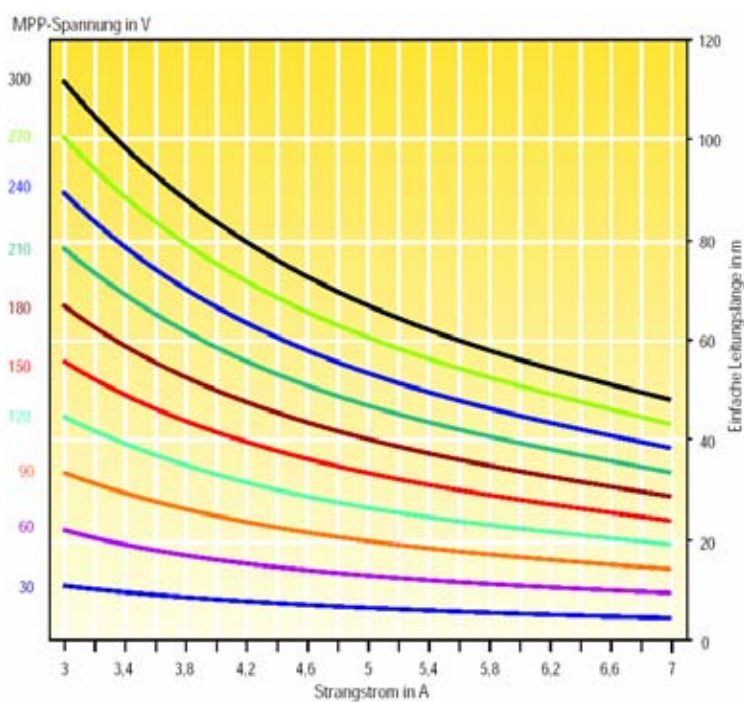


Figura 5.21 - Comprimentos recomendados para os cabos de fileira de secção $A=4\text{mm}^2$, para uma tensão MPP inferior a 300V

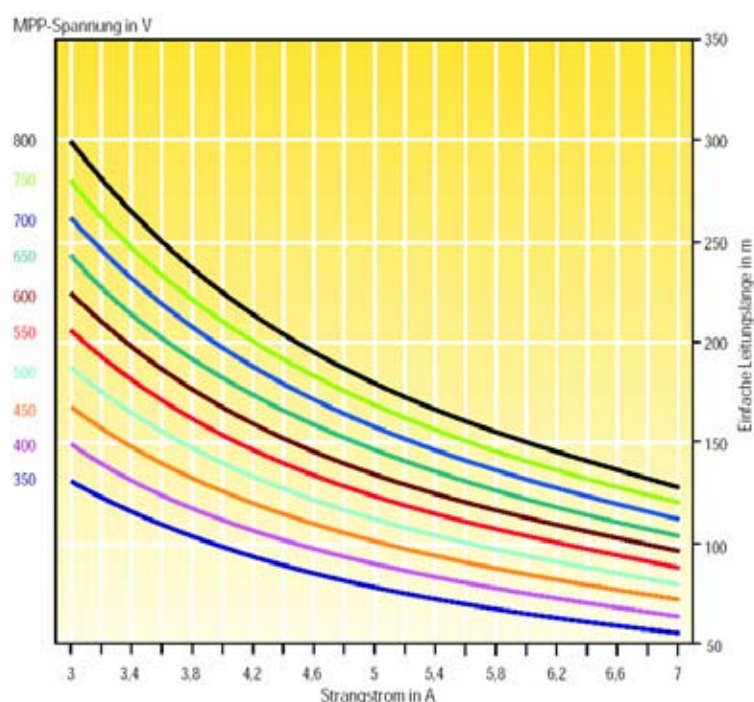


Figura 5.22 - Comprimentos recomendados para os cabos de fileira de secção $A=4\text{mm}^2$, para uma tensão MPP superior a 300V

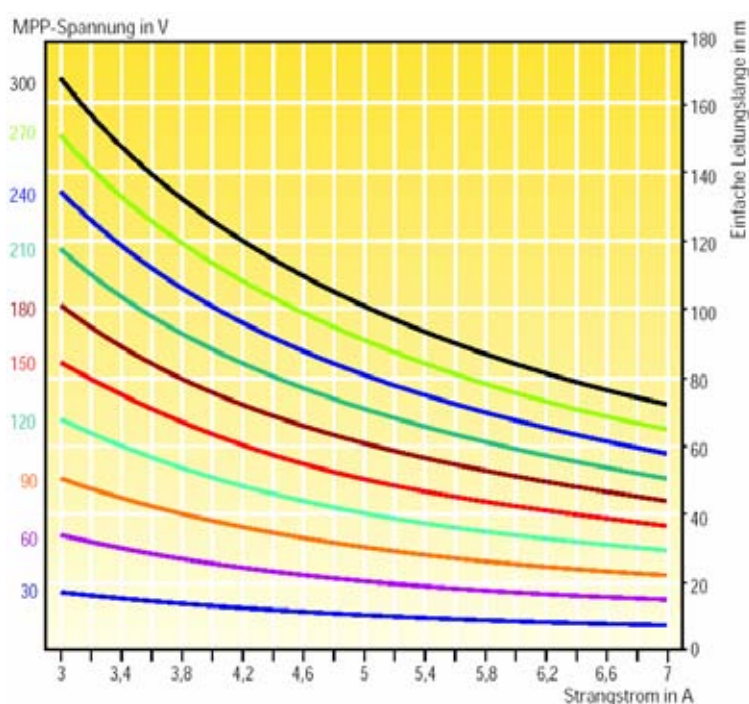


Figura 5.23 - Comprimentos recomendados para os cabos de fileira de secção $A=6\text{mm}^2$, para uma tensão MPP inferior a 300V

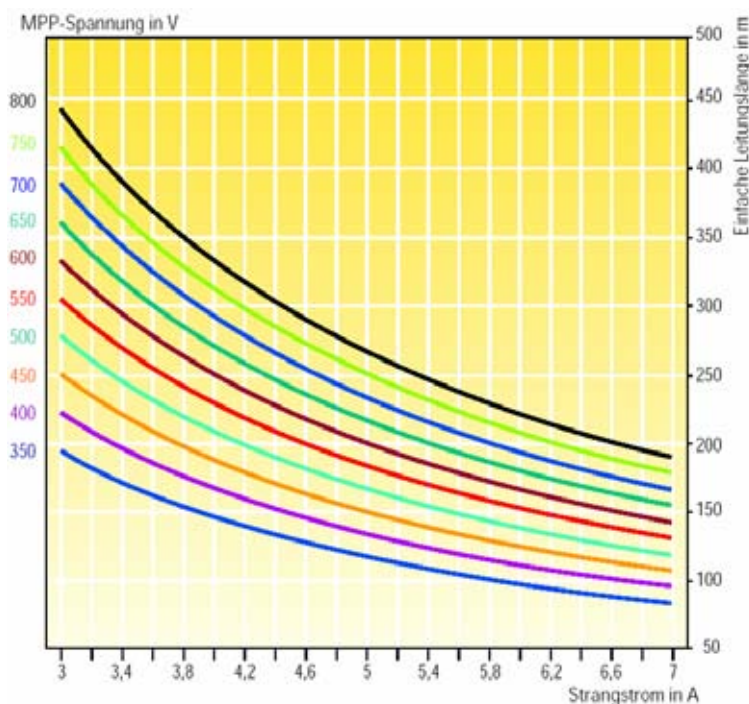


Figura 5.24 - Comprimentos recomendados para os cabos de fileira de seção $A=6\text{mm}^2$, para uma tensão MPP superior a 300V

5.5.2 Dimensionamento do cabo principal DC

Tabela 5.4

<i>Parâmetros eléctricos</i>	<i>Símbolo</i>	<i>Unidade</i>
Comprimento do cabo principal DC	L_{DC}	m
Perdas na linha do cabo principal DC	P_{DC}	W
Secção transversal do cabo principal DC	A_{DC}	mm^2
Condutividade Eléctrica (cobre $K_{CU}=56$; alumínio $K_{AL}=34$)	κ	$\text{m}/(\Omega \times \text{mm}^2)$
Potência nominal do gerador fotovoltaico	P_{FV}	Wp
Tensão nominal do gerador fotovoltaico	U_{MPP}	V
Corrente nominal do gerador fotovoltaico	I_n	A

O cabo principal DC, assim como as linhas dos vários campos fotovoltaicos, devem ser capazes de transportar a corrente máxima produzida pelo gerador fotovoltaico. Dado que a corrente de curto-circuito do gerador fotovoltaico é ligeiramente superior à corrente nominal, os fusíveis não são adequados para protegerem a instalação contra curto-circuitos. Como protecção contra falhas de isolamento e de protecção de terra, é recomendada a instalação de um aparelho de protecção de corte automático, sensível às tensões de contacto DC.

Adoptando mais uma vez a norma Alemã **IEC 60364-7-712**, sugere-se que o cabo principal DC seja dimensionado para **1,25** vezes a corrente de curto-circuito do gerador sob condições **CTS**.

$$I_{max} = 1.25 \times I_{CCPV}$$

A secção transversal do cabo terá de ser seleccionada em função da correspondente intensidade de corrente máxima admissível (I_z), atendendo às especificações do respectivo fabricante.

A corrente I_z é determinada pela seguinte relação:

$$I_{max} \leq I_z$$

A secção transversal do cabo pode então ser optimizada, assumido-se uma perda máxima de potência na linha de **1%**.

A secção transversal $S_{\text{CABO DC}}$ é determinada pela seguinte equação:

$$A_{DC} = \frac{2 \times L_{DC} \times I_n^2}{(FP \times P_{FV} - P_M) \times \kappa}$$

Com o factor de perdas **FP = 1 %** ou **FP = 2 %** para tensões reduzidas.

O valor calculado para a secção transversal do cabo principal $A_{\text{CABO DC}}$, é arredondado para o maior valor aproximado das secções transversais standard (2,5mm², 4mm², 6mm², 10mm², 16mm², 25mm², 35mm² etc.).

As respectivas perdas no cabo principal $P_{\text{CABO DC}}$, são calculadas para a secção transversal do cabo seleccionado, de acordo com:

$$P_{DC} = \frac{2 \times L_{DC} \times I_n^2}{A_{DC} \times \kappa}$$

$$P_{DC} = \frac{2 \times L_{DC} \times P_{FV}^2}{A_{DC} \times U_{MPP}^2 \times \kappa}$$

Para uma eficaz protecção de terra e de curto-circuito, são recomendados cabos isolados para os condutores positivos e negativos. Se forem usados cabos multipolares, o condutor de protecção de cor verde/amarelo não deverá estar sujeito a nenhuma tensão. Para as instalações fotovoltaicas situadas em locais onde existe o risco potencial de ocorrência de descargas atmosféricas, deverão ser usados cabos com ecrãs/blindagens (ver capítulo 5 “Protecção contra descargas atmosféricas”).

5.5.3 Dimensionamento do cabo de alimentação AC

Tabela 5.5

Parâmetros eléctricos	Símbolo	Unidade
Comprimento do cabo do ramal AC	L_{AC}	
Perdas na linha do ramal AC	P_{AC}	
Secção transversal do cabo do ramal AC	A_{AC}	
Condutividade eléctrica (cobre $K_{Cu} = 56$; alumínio $K_{Al} = 34$)	κ	m/($\Omega \times \text{mm}^2$)
Corrente nominal AC do inversor	I_{nAC}	
Tensão nominal da rede (monofásica: 230 V, trifásica 400 V)	U_n	
Factor de potência (entre 0.8 e 1)	$\cos \varphi$	-

Para o cálculo da secção transversal do cabo de alimentação AC, assume-se uma queda de tensão máxima admissível na linha de **3 %**, relativamente à tensão nominal da rede.

A secção transversal $A_{\text{CABO AC}}$ para uma instalação monofásica é calculado da seguinte forma:

$$A_{AC} = \frac{2 \times L_{AC} \times I_{nAC} \times \cos \varphi}{3\% \times U_n \times \kappa}$$

e para um instalação trifásica:

$$A_{AC} = \frac{\sqrt{3} \times L_{AC} \times I_{nAC} \times \cos \varphi}{3\% \times U_n \times \kappa}$$

Para potências fotovoltaicas até 5 kWp, são normalmente utilizadas secções de cabo $A_{\text{CABO AC}}$ até **6 mm²**. As perdas no cabo $P_{\text{CABO AC}}$ para a secção transversal escolhida, são determinadas através da seguinte fórmula:

Para uma instalação monofásica:

$$P_{AC} = \frac{2 \times L_{AC} \times I_{nAC}^2 \times \cos \varphi}{A_{AC} \times \kappa}$$

Para uma instalação trifásica:

$$P_{AC} = \frac{\sqrt{3} \times L_{AC} \times I_{nAC}^2 \times \cos \varphi}{A_{AC} \times \kappa}$$

Para além disso, a impedância da rede aos terminais do inversor não deve ser superior a **1,25 Ω** . Isto resulta numa resistência adicional para o cabo do inversor (ver secção 5.8.1). Esta resistência é determinada pelo comprimento (distância ao ponto de interligação da rede eléctrica pública) e secção transversal do cabo de alimentação AC.

5.6 Selecção das caixas de junção do gerador e dimensionamento do interruptor principal DC

Para a maioria das configurações de sistemas fotovoltaicos, as caixas de junção do gerador podem ser adquiridas junto dos fornecedores, já devidamente equipadas e montadas. Os fabricantes de módulos e de inversores oferecem várias alternativas que são adequadas para os sistemas standard. As caixas de junção fixadas no exterior, devem ficar protegidas em conformidade com o Código **IP 54** e devem ser resistentes aos raios UV. Recomenda-se no entanto a escolha de um local para a instalação que proteja a caixa de junção da chuva e da irradiação solar directa.

Ao escolher a caixa de junção, deve-se verificar se existe um número suficiente de terminais para a ligação dos cabos das fileiras. A caixa de junção do gerador deverá assegurar um grau de protecção de classe **II**. Deve ser assegurada uma fácil acessibilidade para qualquer trabalho de manutenção que seja necessário realizar. Nas caixas de junção com ligadores de aperto por parafuso, deve-se sempre verificar a qualidade das ligações, pois um erro de execução pode levar à falha de uma fileira inteira. As caixas de junção com ligadores de acoplamento por mola são as mais adequadas.

Os díodos de bloqueio das fileiras têm por função o desacoplamento eléctrico entre fileiras individuais. Estes díodos são apenas utilizados nos sistemas fotovoltaicos com inversores centrais em que os módulos estão sujeitos a importantes sombreamentos, ou então para módulos que não cumpram a protecção classe **II**. São integrados na caixa de junção geral do gerador, juntamente com dissipadores de calor. Para a protecção contra sobre-tensões, os descarregadores de sobre-tensão são ligados na caixa de junção aos terminais negativos e positivos, e à terra (ver secção 5.7). O interruptor principal DC é também frequentemente colocado na caixa de junção geral do gerador.

Faz também sentido ter um interruptor DC separado, imediatamente antes do inversor. Esta prática permite o isolamento do cabo principal DC, prevenindo a ocorrência de contactos directos devido a uma activação accidental do aparelho de corte (por exemplo, durante os trabalhos de manutenção do inversor).

De acordo com a norma europeia **IEC 60364-7-712**, deve ser instalado um aparelho de corte geral entre o gerador fotovoltaico e o inversor. Este interruptor DC de corte bipolar deve ser dimensionado para a tensão máxima do circuito aberto do gerador solar à temperatura de **-10 °C** ($U_{oc} (PV -10 ^\circ C)$) e para **125 %** da corrente máxima do gerador ($I_{CC PV}$).

$$I_{DC IC} = 1.25 \times I_{CC PV}$$

Na selecção do interruptor deve-se verificar se este possui a capacidade de ligar e desligar a corrente directa em boas condições de segurança. As tomadas de encaixe dos cabos dos módulos, apenas podem funcionar como isoladores sem carga, pelo que não possuem poder de corte nem de fecho. Em nenhuma situação estes dispositivos poderão ser usados em substituição dos aparelhos de corte (ver capítulo 3).

A caixa de junção geral do gerador pode incorporar componentes eléctricos standard, num invólucro protegido contra impactos mecânicos. Na instalação dos aparelhos de corte, de protecção e de comando, é possível usar blocos terminais montados sobre calhas em perfilado. Nesta disposição, os terminais positivos e negativos deverão ser rigorosamente separados e protegidos contra falhas de terra e curto-circuitos.

Nos grandes sistemas fotovoltaicos, são muitas vezes necessárias várias caixas de junção. Na configuração dos inversores de cadeia de módulos, a caixa de junção geral do gerador pode ser dispensada, uma vez que as fileiras estão directamente ligadas ao inversor. Neste caso, os descarregadores de sobretensão (varistores) encontram-se integrados com os inversores de cadeia de módulos.

5.7 Protecção contra descargas atmosféricas, sobretensões e ligação à terra

Em linhas gerais, aplicam-se os seguintes comentários para a protecção de sistemas fotovoltaicos contra descargas atmosféricas e sobretensões:

- 1 os sistemas fotovoltaicos não aumentam, normalmente, o risco do edifício de vir a ser atingido por uma descarga atmosférica;
- 2 se já existir um sistema de protecção contra descargas atmosféricas no prédio, o gerador fotovoltaico deverá ser ligado ao mesmo. O circuito de protecção interno do sistema fotovoltaico deverá ser executado de forma cuidadosa. Exceptuam-se os sistemas fotovoltaicos que estão situados em locais expostos, que deverão possuir um sistema próprio de protecção contra descargas atmosféricas;
- 3 se não for instalado nenhum sistema de protecção contra descargas atmosféricas, o gerador fotovoltaico terá de ser ligado à terra e incorporado no conjunto equipotencial, excepto:
 - a. quando se usam módulos fotovoltaicos de classe igual ou inferior à Classe II;
 - b. para instalações fotovoltaicas protegidas e isoladas que operam com tensões contínuas reduzidas de segurança;
- 4 recomenda-se a instalação de descarregadores de sobretensão no barramento DC da caixa de junção geral do gerador;
- 5 normalmente, recomenda-se o uso de protecção contra sobretensões no lado AC.

A figura 5.24 proporciona uma vista geral das medidas, que devem ser tomadas para a protecção dos sistemas fotovoltaicos contra descargas atmosféricas e sobretensões nos prédios em que não existem equipamentos sensíveis (equipamentos informáticos, ...). Estes comentários serão examinados com maior detalhe na secção seguinte.

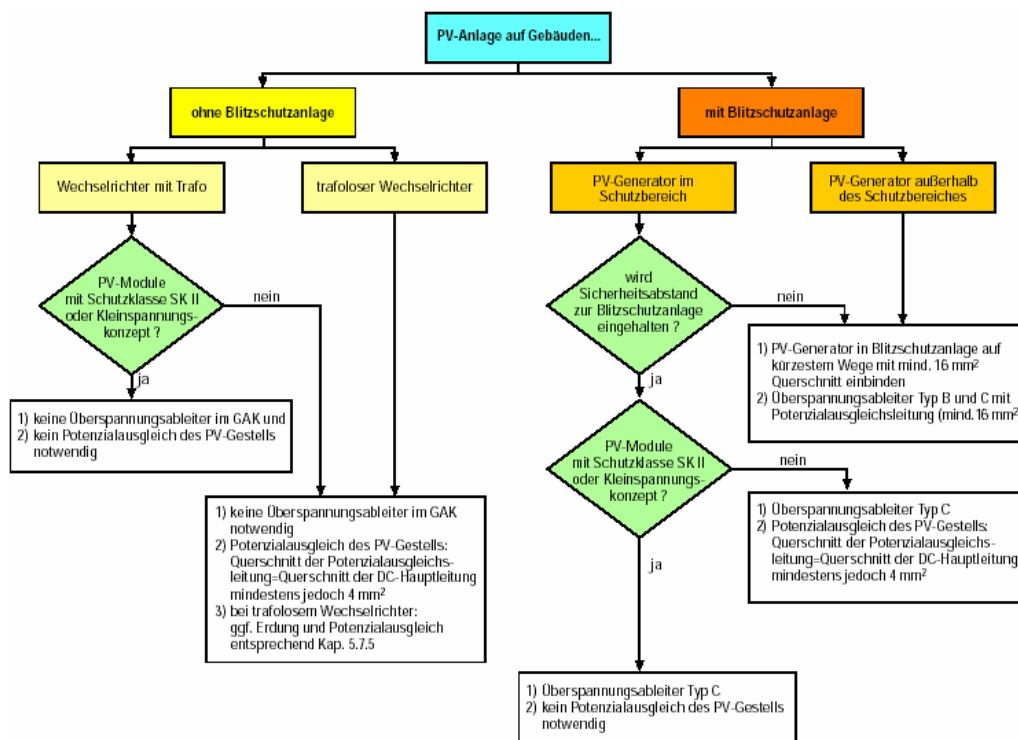


Figura 5.25 - Selecção das medidas de protecção contra descargas atmosféricas e sobre-tensões para sistemas fotovoltaicos instalados em prédios que não possuam equipamento sensível

5.7.1 Protecção contra descargas atmosféricas directas

A probabilidade de um prédio vir a ser atingido por um raio, pode ser determinada com base nas suas dimensões, na informação ambiental e no “índice ceráunico”, que determina o número médio de dias de tempestade por ano para a respectiva região. Para uma área urbana, a probabilidade de uma casa ser atingida por uma descarga atmosférica, é de uma ocorrência em cada **1.000** anos. Numa quinta isolada na orla de uma montanha, a probabilidade da incidência de uma descarga atmosférica, aumenta para uma em cada **30** anos. Se esta quinta estiver numa localização não exposta, numa área rural com um número normal de tempestades, a probabilidade desce, de novo, para uma ocorrência em cada **500** anos [Bec97].

De um modo geral, um sistema fotovoltaico instalado num edifício, não aumenta o risco do edifício de poder vir a ser atingido por descargas atmosféricas directas. Por este motivo, construir um sistema fotovoltaico num edifício já existente, não implica forçosamente a instalação de qualquer sistema adicional de protecção contra descargas atmosféricas.

Em alguns casos particulares, quando o sistema fotovoltaico se encontra em locais expostos, poderá ser necessária a instalação de um sistema próprio de protecção contra descargas atmosféricas. Um exemplo desta situação, é o caso dos sistemas fotovoltaicos instalados nos telhados planos dos edifícios, uma vez que o gerador fotovoltaico, como uma estrutura que se projecta para além do telhado, constitui um ponto preferencial de impacto.

O sistema de protecção externo contra descargas atmosféricas, compreende todo o equipamento e medidas para deter e escoar a descarga, consistindo num dispositivo de captação (captor), num condutor de escoamento da descarga (condutor de cobre, com uma secção mínima de 16 mm²) e no sistema de ligação à terra (aterramento). Deverá ser construído de acordo com o que é prescrito no Guia Técnico de Pára-Raios, editado pela **DGE** - Direcção Geral de Energia (ver secção 5.7.5).

5.7.2 Protecção contra descargas atmosféricas indirectas

Cada impacto produzido por um raio, cria efeitos indirectos na área circundante, dentro de um perímetro aproximado de **1km**. Por esse motivo, a probabilidade de um prédio de poder ser afectado

indirectamente por um raio, é muito maior do que a probabilidade do prédio poder ser atingido por este. Pode assumir-se que, durante o tempo de vida útil de um sistema fotovoltaico, este será afectado numerosas vezes pelas descargas atmosféricas da área circundante.

Os efeitos indirectos das descargas atmosféricas, são essencialmente representadas por um acoplamento indutivo, capacitivo e galvânico. Estes acoplamentos geram transitórios, para os quais as instalações eléctricas dos prédios devem estar protegidas.

O sistema de protecção interno de um prédio contra descargas atmosféricas, abrange todas as medidas e equipamentos que respeitam não só a protecção dos dispositivos electrónicos (entre outros) dos efeitos indirectos das descargas atmosféricas, como também dos efeitos da flutuação da tensão da rede pública principal.

Quanto maior for o risco de um prédio de poder vir a ser atingido por um raio, e a importância dos equipamentos electrónicos que abriga, mais abrangentes serão as medidas que deverão ser tomadas para a protecção interna contra descargas atmosféricas. Um requisito prévio para a protecção interna contra descargas atmosféricas, é a ligação equipotencial dos elementos condutores (guia técnico de pára-raios, norma IEC 364-5-54). Através do barramento de terra, todos os sistemas condutores, tais como as canalizações metálicas de água, de gás, de aquecimento, ... , devem ser ligadas ao eléctrodo de terra (ver secção 5.7.5).

O raio pode ser acoplado indutivamente nos módulos fotovoltaicos, nos cabos dos módulos e no cabo principal DC. O acoplamento indutivo nos módulos fotovoltaicos com armações metálicas, é perto de metade daquele que se verifica com os módulos fotovoltaicos sem armação. No intuito de reduzir o acoplamento nos condutores activos, cada condutor activo de uma fileira (positivo e negativo) deve estar tão próximo um do outro quanto possível.

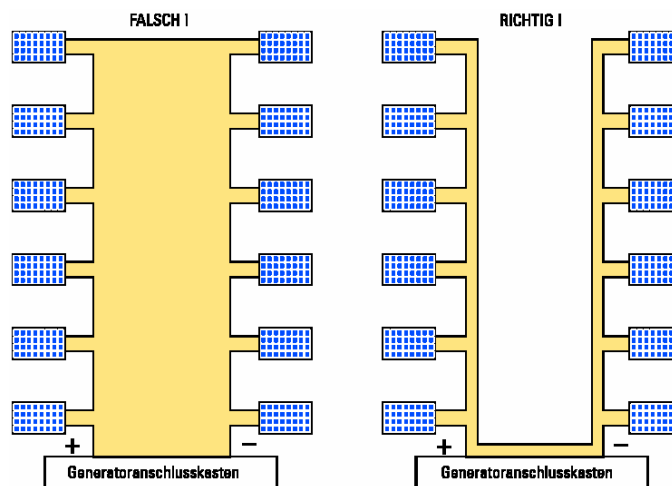


Figura 5.26 - Cabos do circuito do gerador

Neste caso, devemos estar seguros de que os cabos estão correctamente protegidos contra curto-circuitos. Quanto menor for a área amarela da anterior figura, menor será a tensão induzida pela corrente da descarga nos cabos dos módulos.

Recomenda-se o uso de cabos isolados blindados, nos sistemas fotovoltaicos que estão expostos a descargas atmosféricas. A secção do cabo blindado deve ser no mínimo de **16 mm²** (cobre). O extremo superior da blindagem deverá estar bem ligado à sub-estrutura metálica de apoio e às armações dos módulos fotovoltaicos, segundo o traçado mais curto possível. Se não forem usados cabos blindados, terão de ser ligados aos condutores activos descarregadores de sobre-tensão, com uma corrente nominal de descarga de cerca de **10 kA**. Com cabos blindados, é suficiente usar descarregadores de sobre-tensão com uma corrente nominal de fugas aproximada de **1 kA**.

Os descarregadores de sobre-tensão têm por função proteger os sistemas fotovoltaicos e os dispositivos electrónicos, do acoplamento indutivo e capacitivo, assim como da ocorrência de sobre-tensões na rede eléctrica pública. Normalmente, a protecção contra sobre-tensões é instalada na caixa de junção geral

do gerador. Nos locais expostos a raios, são instalados aparelhos de protecção contra sobre-tensões, antes e depois do inversor.

Tabela 5.6

Tipo	U _c (AC)	U _c (DC)
75	75 V	100 V
150	150 V	200 V
275	275 V	350 V
320	320 V	420 V
440	440 V	585 V
600	600 V	600 V

A norma Alemã **DIN VDE 0675, Parte 6**, estabelece a diferença entre dois tipos de descarregadores, tipo **B** e tipo **C**, de acordo com as classes **SPD I** e **II** para a **norma IEC 61643-1**. Os descarregadores de tipo **B**, Classe **I**, podem escoar directamente para a terra descargas atmosféricas, e são utilizados quando existe um risco elevado de incidência de descargas atmosféricas. Os descarregadores de sobre-tensões Tipo **C**, Classe **II**, são utilizados normalmente nos lados DC e AC, com correntes nominais de descarga de **1 kA** por cada unidade de potência instalada (kWp). A tensão operacional **U_c** (DC) do descarregador, tem de corresponder, no mínimo, à tensão de circuito aberto do gerador fotovoltaico. A seguinte tabela mostra os tipos e tensões recomendadas para os descarregadores AC e DC.

Um descarregador de sobre-tensão deve estar ligado entre cada pólo e a terra. Com os protectores de sobre-tensão tipo **C**, Classe **II**, as tensões de referência deverão ser igual a **1,4** vezes a tensão máxima fotovoltaica (E VDE 0126 Part 31). Para os locais com elevada probabilidade de incidência de descargas atmosféricas, recomenda-se a instalação de descarregadores equipados com dispositivos de isolamento térmico e indicadores visuais de falha.

O operador do sistema deve fazer uma inspecção visual dos descarregadores depois de cada tempestade. No mínimo, esta inspecção deverá ser efectuada todos os seis meses. Se o local da instalação dos descarregadores não for facilmente acessível, a falha dos descarregadores deverá ser sinalizada remotamente. O indicador visual de falhas deve estar colocado num local de boa visibilidade para o operador do sistema (por exemplo, na vizinhança imediata da caixa do contador). Nos inversores que possuem monitorização contínua do isolamento da rede, o disparo dos aparelhos de protecção é de imediato detectado, pelo que neste caso não é necessário a monitorização remota.



Figura 5.27 - Descarregador de sobretensões

5.7.3 Protecção de sistemas fotovoltaicos contra descargas atmosféricas e sobre-tensões em prédios desprotegidos

Se o prédio não tiver um sistema de protecção contra descargas atmosféricas, a estrutura de suporte do gerador fotovoltaico deverá ser ligada à terra e incorporada na união equipotencial (ver indicação 1 na figura 5.27).

O gerador fotovoltaico deve ser ainda ligado à terra, sempre que são utilizados inversores que não possuem transformador de isolamento. Neste caso recomenda-se a ligação das armações dos módulos à terra para áreas fotovoltaicas iguais ou superiores a **10 m²** [Doh99].

Deverá existir um especial cuidado na ligação das armações dos módulos fotovoltaicos e das sub-estruturas metálicas ao condutor de protecção. Com o objectivo de assegurar a equipotencialidade entre diferentes circuitos de protecção, é recomendado o emprego de condutores de ligação com uma secção transversal mínima de **10 mm²** (cobre). A resistência de terra do eléctrodo de terra, ao qual o sistema fotovoltaico está ligado, deverá ser medida e registada.

Não é necessário ligar à terra estruturas de suporte dos módulos fotovoltaicos de classe II para potências totais instaladas inferiores a **5 kWp**, nem as estruturas perfiladas de apoio que estão próximas de prédios ou situadas no solo, das instalações fotovoltaicas que empregam tensões reduzidas de segurança.

As medidas para a protecção contra descargas atmosféricas estão descritas na secção 5.7.2. O diagrama a seguir mostra um exemplo de um sistema de protecção interno contra descargas atmosféricas para um sistema fotovoltaico com um inversor centralizado.

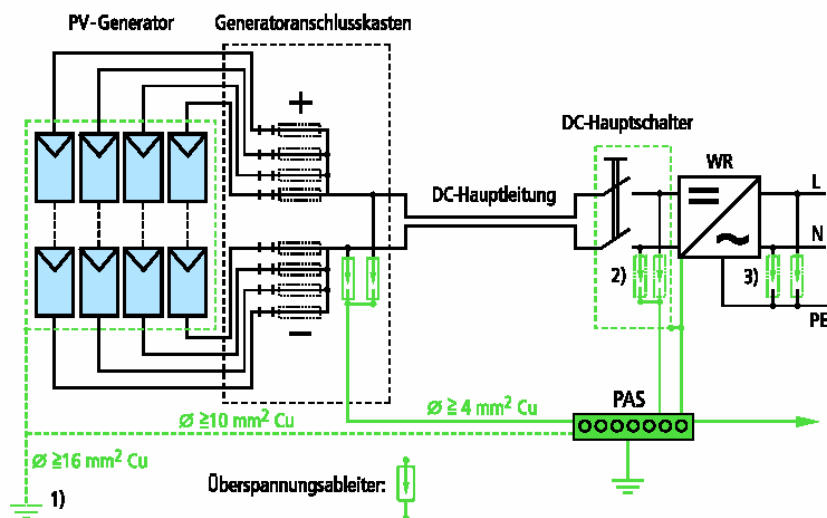


Figura 5.28 - Exemplo de protecção contra sobre-tensões, para uma instalação PV que não está integrada num sistema de protecção contra descargas atmosféricas

Para longos cabos DC, recomenda-se a instalação do descarregador de sobre-tensão (2)) antes do inversor. Frequentemente, o descarregador de sobretensão (2)) e/ou (3)), já vem integrado com o próprio inversor. Para os pequenos sistemas fotovoltaicos, com varistores integrados na entrada do inversor, é possível dispensar o descarregador de sobre-tensão da caixa de junção geral do gerador. Também são comercializados módulos fotovoltaicos com descarregadores integrados (varistores) na caixa de junção do módulo.

5.7.4 Protecção de sistemas fotovoltaicos contra descargas atmosféricas e sobretensões em prédios previamente protegidos

Se já existir um sistema de protecção contra descargas atmosféricas, o gerador fotovoltaico deverá ser incorporado neste sistema de protecção. O objectivo é prevenir que o raio seja capaz de atingir directamente o módulo fotovoltaico. No caso dos captores de haste vertical, as varetas dos pára-raios poderão ser utilizadas por forma a garantir que o cone de protecção abranja o sistema, em conformidade com o estipulado no guia técnico do Pára-Raios.

Deverá ser mantida a separação entre a estrutura fotovoltaica e o sistema de protecção externo. O afastamento entre o gerador fotovoltaico e a haste deve ser superior a **2 m**, de forma a evitar-se uma descarga lateral no gerador. As armações dos módulos fotovoltaicos e a estrutura metálica de suporte do gerador fotovoltaico, deverão ser bem ligadas a um descarregador e pelo caminho mais curto possível.

Deve-se procurar evitar que as hastes dos pára-raios projectem sombras sobre os módulos. Pode mesmo vir a ser necessário mudar as hastes dos pára-raios de local ou substituir a haste por uma mais pequena, de modo a evitar maiores sombreamentos.

Normalmente são feitas grandes exigências em matéria de protecção contra sobre-tensões. O diagrama seguinte apresenta um exemplo de um sistema de protecção interno contra descargas atmosféricas, para um sistema fotovoltaico equipado com um inversor centralizado.

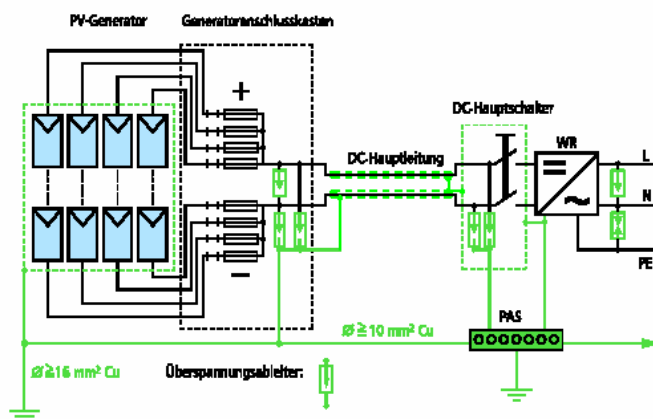


Figura 5.29 - Exemplo de protecção contra sobre-tensões para uma instalação FV que está integrada num sistema de protecção contra descargas atmosféricas

Os descarregadores de sobre-tensão integrados nos inversores são, na sua maioria, dispositivos de protecção limitada, que não proporcionam protecção contra sobre-tensões superiores a **5 kV**. Por este motivo, para sistemas fotovoltaicos que possuem sistemas de protecção externos contra descargas atmosféricas, e que estejam particularmente exposto aos raios, deverá ser instalado um descarregador de sobretensão no lado AC situado a cinco metros do inversor. Se os inversores forem monitorizados continuamente através de uma interface computadorizada, a protecção contra sobre-tensões deverá ser adicionalmente instalada antes da unidade de processamento.

5.7.5 Ligações à terra e equipotenciais

O condutor geral de protecção ou de terra, deve ser encaminhado através da via mais curta para o eléctrodo de terra, preferencialmente em linha recta e vertical. Devido aos riscos de descarga laterais e de indução, deve ser separado dos restantes cabos eléctricos. Deve evitar-se formas de ligação que possam vir a gerar correntes de retorno (**loops**). Os condutores de protecção dos geradores fotovoltaicos situados em prédios que não possuem sistema de protecção contra descargas atmosféricas, devem ter a mesma secção transversal que o cabo principal DC, ou **4 mm²**, conforme a maior secção.

Para além destes condutores, poderão também ser utilizados componentes “naturais”, como por exemplo:

- o esqueleto metálico da estrutura do prédio;
- o aço reforçado de ligação contínua da estrutura de betão armado do prédio;
- fachadas, carris e sub-estruturas das fachadas de metal, desde que:
 - as suas dimensões venham ao encontro do que é regulamentado para os condutores de descida, e a sua espessura não seja inferior a 0,5 mm;
 - exista uma ligação eléctrica conductiva na direcção vertical.

As instalações metálicas, tal como as canalizações de abastecimento de água ou de gás, não poderão ser consideradas como eléctrodos de terra.

Os condutores neutro e de protecção não devem, sob circunstância alguma, ser usados como condutores de terra ou eléctrodos de terra.

O circuito de protecção deve ser construído de acordo com um dos seguintes tipos:

- ligação ao sistema de protecção contra descargas atmosféricas do edifício;
- ligação ao circuito de protecção de terra do edifício;
- ligação a um eléctrodo de terra vertical ou inclinado colocado a **0,8m** (pelo menos) de profundidade e a **1m** das fundações.

Também podem ser usados como componentes “naturais”, as estruturas contínuas de aço do betão armado, ou outra construção subterrânea de metal inserida nas fundações do edifício e com dimensões dentro dos valores limite acima indicados.

Os eléctrodos de terra poderão ser:

- varetas de cobre ou de aço galvanizado enterrada a mais de **0,8 m** da superfície do solo;
- fitas de cobre ou de aço galvanizado, com uma superfície de contacto mínima á terra de **1 m²**.

5.7.6 Variantes das protecções contra descargas atmosféricas e das protecções de terra

Os diagramas a seguir mostram possíveis desenhos dos circuitos de protecção para um gerador fotovoltaico [Dgs99].

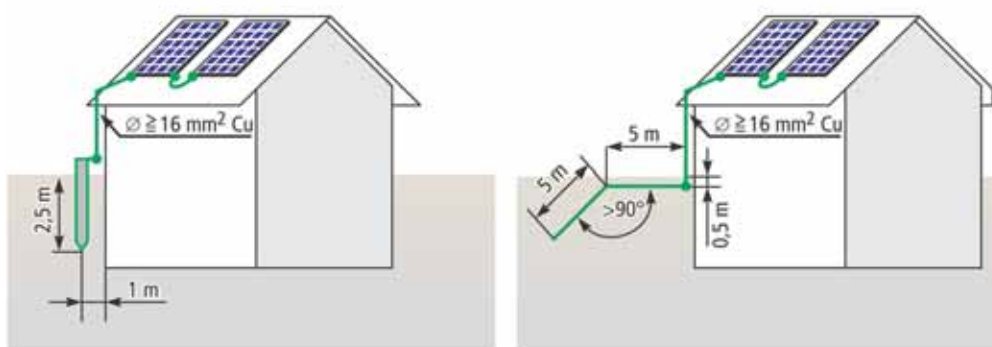


Figura 5.30 - (esquerda): Circuito de protecção do gerador fotovoltaico (vareta enterrada verticalmente)
(direita): Circuito de protecção do gerador fotovoltaico (eléctrodo de fita)

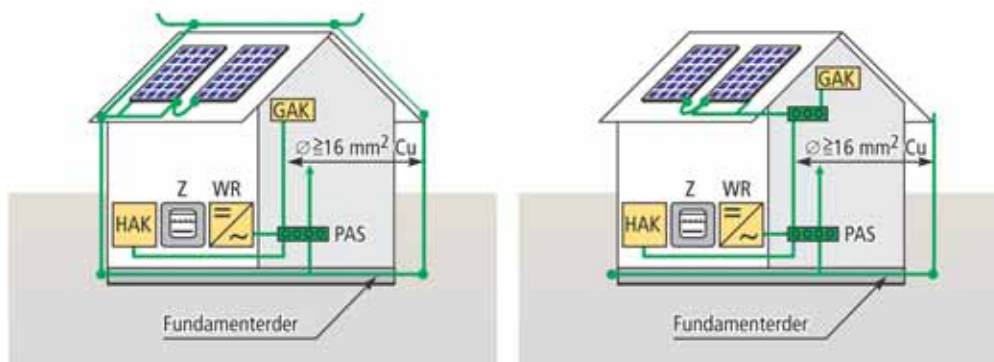


Figura 5.31 - (esquerda): Condutor de descida do sistema de protecção contra descargas atmosféricas utilizado como condutor de terra, e o respectivo eléctrodo utilizado como eléctrodo de terra do gerador fotovoltaico
(direita): Ligação a terra do gerador fotovoltaico através de ligação ao circuito de geral de protecção

Siglas:

CJG	Caixa de junção geral do gerador equipada com descarregadores de sobretensão
INV	Inversor equipado com varistores
M	Caixa do contador
BarrT	Barramento de terra
Q	Quadro eléctrico

5.8 Ligação à rede eléctrica pública

A documentação técnica de suporte para a ligação de um gerador fotovoltaico ao sistema eléctrico público, consiste essencialmente no "*Guia Técnico de Produção Independente de Energia Eléctrica*" (**GTPIEE**) e no documento "*Procedimentos de Licenciamento de Instalações Eléctricas de Microprodução com Autoconsumo do Grupo II*" (**GPLIEMA**), publicados pela **DGE** - Direcção Geral de Energia. Estes documentos fornecem informação sobre as características que o sistema de produção deve ter por forma a impedir qualquer perturbação sobre a rede receptora (dentro dos limites estabelecidos), e assegurar a compatibilidade entre a rede receptora e as instalações de produção independente.

De salientar ainda o capítulo III do Decreto-Lei nº 168/99 – "*Requisitos Técnicos de Segurança*", que estabelece os condicionamentos técnicos de ligação que o gerador deve respeitar, afim de operar sem provocar perturbações e efeitos adversos no fornecimento de energia eléctrica aos restantes utilizadores da rede.

Em todos os casos, as características e o tipo de ligação à rede receptora deverão ser sempre esclarecidos junto do respectivo operador de rede, antes do pedido da licença de estabelecimento da instalação de produção. O operador deverá disponibilizar um conjunto de informações, como sejam dados sobre a potência disponível de ligação no respectivo ponto de recepção e a potência de curto-circuito mínima.

5.8.1 Estabelecimento da ligação à rede

Embora estejam regulamentados os critérios de ligação de um sistema fotovoltaico à rede eléctrica pública, não estão estabelecidas as características que o inversor deve possuir para que esta ligação seja autorizada. Esta questão deverá ser resolvida em colaboração com o operador da rede. A maior preocupação recai no modo de controlo de qualidade do sinal eléctrico injectado na rede, em termo das harmónicas, factor de potência e desvio da tensão, frequência e fase (em relação à tensão da rede).

Outro aspecto fundamental, será o esquema de protecção "anti-Islanding", que consiste na detecção de uma falha da tensão da rede (devido a trabalhos de manutenção pelo pessoal técnico da operadora ou à actuação de uma protecção da linha) e a abertura automática de um aparelho de interligação, que corte a ligação à rede da instalação de produção. Estes componentes de protecção formam o sistema de protecção da interligação, e encontram-se geralmente integrados com o inversor.

A compatibilidade entre os sistemas irá depender, entre outros (potência da instalação, capacidade da linha, etc.), da impedância do ponto de interligação (impedância AC da rede receptora no ponto de interligação). Esta impedância, que não deverá ser superior a um determinado valor, é medida através de um instrumento de medida que está adaptado para medir a resistência do circuito entre a fase **L** e o condutor neutro **N**.

A resistência do ramal monofásico de ligação, entre a saída do inversor e o ponto de ligação à rede receptora, é calculado da seguinte forma:

$$R_{AC} = \frac{2 \times L_{AC}}{A_{AC} \times \kappa}$$

Tabela 5.7

Parâmetros eléctricos	Símbolo	Unidade
Comprimento do cabo do ramal AC	L_{AC}	m
Secção transversal do cabo do ramal AC	A_{AC}	mm ²
Condutividade Eléctrica (cobre $K_{CU} = 56$; alumínio $K_{AL} = 34$)	κ	m/($\Omega \times \text{mm}^2$)

Resultam assim os seguintes valores de resistência por unidade de comprimento dos condutores de cobre, em função da respectiva secção:

Tabela 5.8

Secção A_{AC}	Resistência R_{AC}
1,5 mm ²	0,024 Ω/m
2,5 mm ²	0,014 Ω/m
4 mm ²	0,009 Ω/m
6 mm ²	0,006 Ω/m

A impedância do sistema vista pelo inversor, é o resultado do somatório da impedância da rede no ponto de interligação e da impedância do ramal. O ponto de interligação, é definido como o ponto da rede receptora onde se liga a extremidade do ramal que serve a instalação de produção.

A protecção da interligação destina-se a impedir que a instalação de produção possa perturbar a rede de recepção e a minimizar os riscos de acidentes devido ao funcionamento do gerador fotovoltaico em paralelo com a rede.

Nos sistemas fotovoltaicos que possuem protecções de interligação do tipo **ENS/MSD**, a protecção é garantida através da monitorização contínua e corte automático da ligação à rede. Para este tipo de protecção de interligação, o inversor poderá ser desligado no caso do valor da impedância da rede exceder **1,25 Ω ("ohms")**. Nestes casos, terá de ser escolhido um cabo para o ramal da ligação com uma maior secção transversal, ou então encurtado o comprimento da linha (escolhendo uma localização mais próxima do inversor).

O inversor deverá estar localizado junto ao quadro geral do gerador, em série com o contador (contador que efectua a medição da energia total produzida pela instalação de produção).

A ligação do gerador à rede eléctrica pública não deve provocar variações significativas da tensão da rede. Esta condição pode ser avaliada pelo cálculo do aumento de tensão no ponto de interligação. Segundo o **GTPIEE**, se o resultado for inferior a **1 %**, é provável que a ligação não provoque uma perturbação significativa.

Esta condição também pode ser estimada pelo rácio entre a potência de curto-circuito no ponto de interligação e a potência máxima aparente (potência AC) do sistema fotovoltaico (na Alemanha, este rácio nunca é superior a 50).

A potência de curto-circuito mínima no ponto de interligação é fornecida pelo concessionário da rede de recepção. A partir deste valor é possível determinar a potência mínima de curto-circuito (**S_{ccm}**).

$$S_{ccm} = I_{PC} \times U_n \sqrt{3}$$

Segundo o **GTPIEE**, deve-se optar pela ligação a uma rede de baixa tensão ou de média tensão, conforme se verifique o seguinte:

BT, se: $S \leq 0,1 \text{ MVA}$ e $S_{ccm} \geq 25 \times S$

MT, AT, MAT, se: $0,1 \text{ MVA} < S \leq 0,1 \text{ MVA}$ e $S_{ccm} > 20 \times S$

S Potência aparente total do gerador fotovoltaico

Caso não se verifique a condição anterior para os sistemas ligados em baixa tensão, poderá ser necessário a ligação à rede de média tensão. Esta situação levaria a um aumento dos custos totais de investimento para o operador do sistema fotovoltaico.

5.8.2 Protecção de interligação

A operação de um sistema fotovoltaico em paralelo com a rede, poderá ser implementada de uma das seguintes formas:

- 1) instalação fotovoltaica monofásica equipada com inversores que não funcionam de modo autónomo, até uma potência máxima aparente de **4,6 kVA**. Este sistema faz a monitorização da tensão entre fases da alimentação trifásica do prédio;
- 2) instalação fotovoltaica trifásica que entrega uma potência máxima na rede de **30 kVA**, e que consiste na interligação entre múltiplos inversores monofásicos com uma potência individual até **4,6 kVA**, não autónomos, com capacidade de monitorização da tensão entre fases de uma alimentação trifásica;
- 3) instalação fotovoltaica trifásica que entrega uma potência máxima na rede de **30 kVA**, equipada com dispositivo de vigilância e de corte trifásico **ENS/MSD**;
- 4) instalação fotovoltaica trifásica que entrega uma potência máxima na rede de **30 kVA**, e que consiste na interligação entre múltiplos inversores monofásicos. Neste caso cada fase deverá ser ligada a um dispositivo **ENS/MSD** monofásico, e a potência entre fases não deverá superar **4,6 kVA**;
- 5) instalação fotovoltaica monofásica que entrega uma potência máxima na rede de **4,6 kVA**, equipada com um dispositivo **ENS/MSD** monofásico;

Os valores limite de **4,6 kVA** para as ligações monofásicas e de **30 kVA** para as ligações trifásicas, estão relacionados com a potência nominal standard P_{nAC} do inversor. A potência do gerador fotovoltaico poderá naturalmente ser superior a **5 kWp** e **30 kWp**, respectivamente.

A ligação à rede receptora deve ser efectuada através de um órgão de corte de segurança, que permite isolar a instalação de produção. Este aparelho deve estar permanentemente acessível pelo pessoal técnico da concessionária da rede receptora.

Sistema de protecção ENS/MSD

Existem vários tipos de sistemas de protecção da interligação à rede receptora, cada um deles com diferentes características particulares. O sistema **ENS/MSD** é talvez o mais representativo de todos, dado a universo de sistemas fotovoltaicos que estão ligados à rede na Alemanha, onde este dispositivo é largamente difundido.

Os dispositivos **ENS/MSD** consistem num sistema de monitorização contínua da rede e de abertura automática de dois aparelhos de corte à saída do inversor. Estes dois aparelhos de corte estão dispostos em série e são activados em paralelo, possibilitando uma protecção redundante da rede, logo intrinsecamente segura. O princípio de funcionamento deste dispositivo consiste na medição contínua da impedância do sistema, e na consequente detecção de falhas de potência pela variação abrupta da impedância. As variações da tensão e da frequência acima de um determinado limite, os defeitos de isolamento ou de terra e o corte da ligação à rede receptora, são imediatamente detectados, originando a abertura automática dos interruptores.



Figura 5.32 - Sistema ENS/MSD separado
Fotografia: Ufe

O dispositivo **ENS /MSD** pode vir integrado no próprio inversor ou estar disponível como uma unidade separada monofásica até **4,6 kVA**, e trifásica até **30 kVA**. Nas instalações fotovoltaicas com potências AC superiores a 4,6 kVA, é possível ligar em paralelo os sistemas individuais **ENS/MSD** de cada inversor ou intercalar um único sistema **ENS/MSD** no ramal de ligação à rede receptora.

De acordo com o **GTPIEE**, a presença destes dispositivos de corte automático, não dispensa o uso de um órgão de corte de segurança de comando manual, para o isolamento da instalação de produção durante os trabalhos de inspecção, de manutenção ou de reparação.

5.8.3 Alojamento e ligação do contador

A energia entregue à rede eléctrica pública pela instalação fotovoltaica, é medida por um contador que é propriedade do produtor. Este contador é independente de um outro contador, que mede a energia consumida a partir da rede (propriedade do distribuidor). Estes dois aparelhos deverão estar localizados num invólucro com índice de protecção adequado e instalados em local previamente acordado com o distribuidor.

No caso de uma instalação de produção ligada á rede de baixa tensão, e de acordo com o guia **GPIEMA**, deverá ainda existir um outro contador situado no interior da propriedade, que permita a leitura da energia total produzida pela instalação de produção. Este aparelho destina-se ao controlo dos níveis de autoconsumo, que terá de ser sempre superior a 50 % da totalidade da energia eléctrica produzida. Os registos deste contador deverão ser comunicados pelo produtor à entidade licenciadora da instalação.

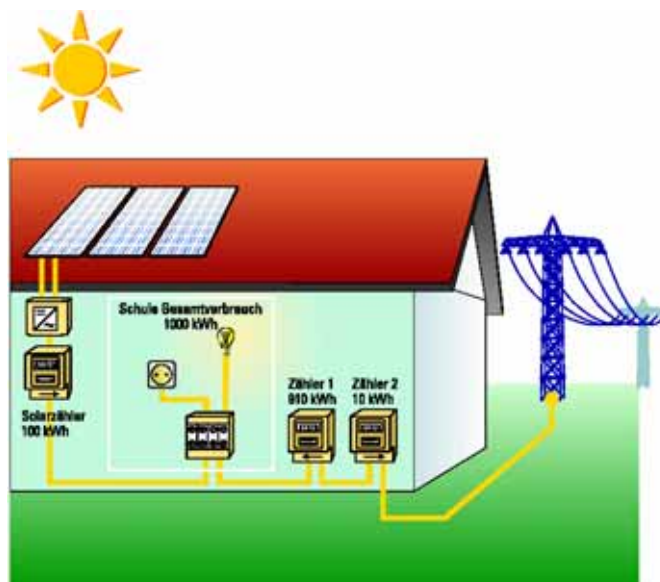


Figura 5.33

5.9 Elaboração da proposta técnica-comercial do projecto

O conteúdo e a extensão da proposta, fornecem ao cliente uma informação valiosa sobre a empresa que deverá conduzir o trabalho. A proposta técnica-comercial deverá ser elaborada com base na compilação dos dados recolhidos. Esta proposta deverá apresentar referências detalhadas das unidades necessárias em termos de equipamentos e materiais, devendo neste campo ser o mais objectiva possível.

5.9.1 Custos

Para os sistemas standard, os fabricantes e fornecedores fornecem muitas vezes uma cotação que inclui todos os componentes necessários e acessórios. Para os primeiros trabalhos, fará sentido recorrer a esta informação. Contudo, é sempre necessário verificar se todos os componentes estão incluídos para o projecto em causa e observar os níveis de desempenho dos componentes individuais, por forma a ser possível comparar os diferentes orçamentos.

Deve ser dada uma especial atenção à selecção dos módulos fotovoltaicos e dos inversores, pois estes dois componentes são responsáveis por **75 a 85 %** dos custos totais do sistema fotovoltaico. Será sempre vantajoso confrontar preços de diferentes fornecedores e/ou fabricantes.

A estrutura de suporte e de fixação e os trabalhos que envolvem a sua instalação, é também um importante componente da proposta. Neste caso particular será muitas vezes necessário estabelecer um contrato de prestação de serviços com uma empresa de construção. A consulta relativa aos custos da estrutura de montagem, também deve ser dirigida aos fornecedores dos módulos, pois muitos fabricantes oferecem estruturas adequadas aos seus módulos.

Geralmente surge algum factor de incerteza, quando se faz o cálculo dos recursos e do tempo envolvido na instalação. Só será possível fazer uma estimativa correcta, depois de se ter ganho alguma experiência com projectos. Na secção 5.9.2., são fornecidos alguns valores aproximados dos tempos envolvidos, para a instalação de sistemas fotovoltaicos standard em casas particulares. Deverá também ser incluído na proposta comercial, a eventualidade de custos adicionais para andaimes e todo o trabalho de construção que vier a ser necessário realizar no telhado. A avaliação precisa das condições de instalação, é outro factor importante para a apresentação de uma proposta bem fundamentada (ver capítulo 4 “Visita ao local”).

O diagrama a seguir mostra a distribuição percentual dos custos dos sistemas fotovoltaicos para varias configurações de inversores.

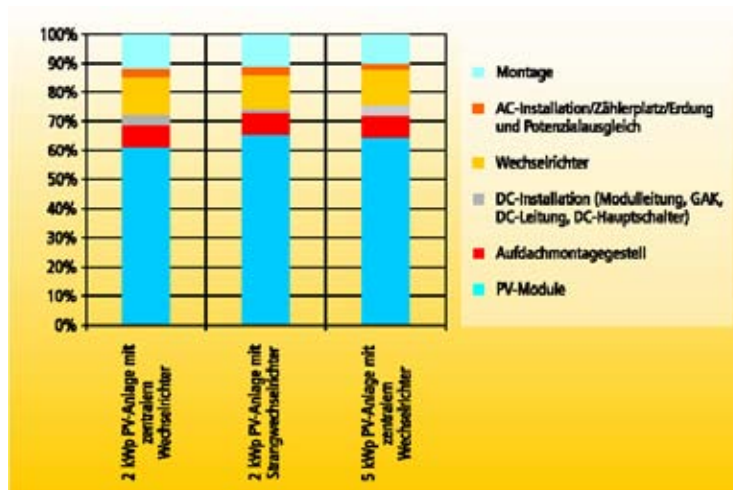


Figura 5.34 - Estrutura de custos dos sistemas fotovoltaicos

Na tabela que se segue, estão apresentados preços específicos médios em **€/kWp** (líquido) para sistemas fotovoltaicos, de acordo com um inquérito conduzido no ano 2.000, no âmbito do programa Alemão “100.000 telhados”. Este inquérito permitiu verificar que **93 %** dos sistemas registados neste programa, foram sistemas instalados em telhados. Os custos apresentados são muito semelhantes aos que são praticados ao nível do nosso País.

Tabela 5.9

Fonte: relatório anual kW 2000 e IÖW 2001

Preços específicos médios em €/kWp							
	Geral	50-120 kWp	10 – 50 kWp	5 – 10 kWp	3 – 5 kWp	2 – 3 kWp	< 2 kWp
Gerador solar	4.313	3.941	4.045	4.518	4.429	4.362	4.469
Inversor	684	624	596	681	738	671	828
Outros componentes	497	386	522	437	491	518	638
Custos de mão-de-obra	518	356	464	444	540	613	721
Total	6.012	5.307	5.627	6.079	6.199	6.164	6.657
Número de sistemas fotovoltaicos	2.339	13	137	270	676	676	567
Potência total em kWp	10.112	1.081	2.291	1.782	2.510	1.622	826
Potência media em kWp	4,3	83,2	16,7	6,6	3,7	2,4	1,5

Na integração de um sistema fotovoltaico num telhado ou numa fachada, é necessário um especial cuidado no desenho da estrutura de suporte. A maior complexidade da estrutura traduz-se muitas vezes em maiores custos ao nível da engenharia, dos materiais empregues, assim como do planeamento.

Contudo, os custos evitados com os materiais de construção numa fachada convencional ou numa cobertura normal, podem ser deduzidos. Para além disso, existem outros benefícios e sinergias que não podem ser directamente deduzidas, como poderão ser as poupanças de energia na iluminação e no aquecimento pelo uso de vidros semitransparentes, e os aspectos qualitativos como a estética, o carácter inovador e a imagem ecológica da tecnologia solar.

A proporção de sistemas instalados em fachadas na Alemanha (em 2001) foi de **5 %**. A proporção dos sistemas integrados no telhado foi de **7 %**. A seguinte tabela mostra os custos brutos de várias fachadas fotovoltaicas, para diferentes tecnologias e infra-estruturas, em comparação com os custos de envidraçados convencionais.

Tabela 5.10 - Exemplo de custos brutos de várias fachadas fotovoltaicas, em 1999

Base de Dados: Eic02, Sev00

	€ por m ²	€ por kWp
<i>Fachada envidraçada</i>	350	
Fachada sem isolamento térmico com módulos standard	900	9.000
Fachada com isolamento térmico com módulos específicos de vidro e semi-transparentes	1.170	14.200
Telhado de alpendre com módulos standard	1.050	9.000
Telhado de alpendre com módulos amorfos semi-transparentes	1.100	26.400
Estrutura fotovoltaica fixada na parede com módulos standard	800	8.100
Estrutura fotovoltaica fixada na parede com módulos standard monocristalinos e com sistema de orientação automática	1.260	12.600
Palas sombreadoras fotovoltaicas com módulos policristalinos específicos e com sistema de orientação automática	1.500	22.500

Dependendo das especificações, as fachadas fotovoltaicas podem desempenhar funções adicionais, como seja o isolamento térmico e sonoro, ou sombreamento. Quando os respectivos módulos são fabricados para um projecto em particular, estes apresentam geralmente um custo muito superior ao dos módulos convencionais. Só para grandes superfícies estes custos poderão eventualmente cair até aos valores praticados no mercado. A seguinte tabela permite estimar os custos adicionais para cada tipo de superfície.

Tabela 5.11 - Factores de custo médio para diferentes tipos de módulos fotovoltaicos

Base de Dados: Sta99 e inspecções próprias

	Factor médio por m ²
Módulo Standard	1,00
Módulo Standard integração no telhado	1,10
Telhas fotovoltaicas	1,15
Módulo especial	1,30
Módulo de concepção específica para coberturas de vidro	1,48
Módulo de concepção específica com fixação mecânica pontual	1,63
Módulo de concepção específica com vidro isolante	1,70

Os custos por **kWp** dependem do material da célula, da densidade da instalação e do sistema de fixação. Os custos da infra-estrutura de fixação, depende fundamentalmente da área da superfície e da sua função. Os custos da tecnologia estão relacionados com o seu desempenho.

Para os módulos semitransparentes, o custo por **kWp** depende fortemente do índice de transmissividade do módulo. Nas telhas solares a proporção do caixilho é maior, o que implica uma menor superfície de captação solar. Resulta assim que os custos específicos por unidade de produção podem sofrer um aumento de **20 %**, em comparação com os custos específicos por unidade de área.

5.9.2 Afectação de tempo no projecto

Todos os valores apresentados nesta secção devem ser entendidos como valores de referência. A figura 5.39 mostra a distribuição percentual do tempo despendido na construção de sistemas fotovoltaicos de

grande e de pequena dimensão. Torna-se claro que o tempo ocupado no desenho e planeamento do projecto é superior para os grandes sistemas fotovoltaicos.

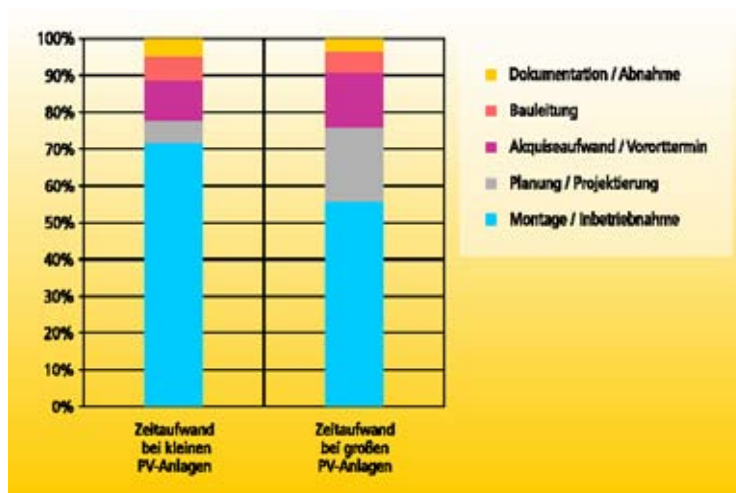


Figura 5.35 - Tempo afecto à implantação de um sistemas fotovoltaico

Para os sistemas instalados em habitações particulares, o tempo necessário para a aquisição, visita ao local, preliminar planificação e elaboração da proposta comercial, é aproximadamente de oito horas. Para o planeamento, preparação e aquisição do equipamento, são necessárias cerca de doze horas. A instalação de uma estrutura no telhado para sistemas de **2 a 3 kWp**, requer cerca de duas a seis horas. Devem ser previstas três horas para cada uma das seguintes tarefas: redacção, entrega da documentação, teste e arranque da instalação. Os serviços adicionais e os tempos necessários para a implantação do sistema fotovoltaico, podem ser retirados da lista que a seguir é indicada. Estes valores são válidos para sistemas com potências compreendidas entre **1 e 5 kWp**.

Para além dos tempos afectos à implantação do sistema, devem ser ainda considerados os períodos de tempo gastos nas deslocações, os tempos mortos, os tempos de preparação, entrega e remoção do material, e os tempos gastos em reuniões, na verificação final, entrega e monitorização do sistema. Estes últimos valores devem estar calculados no âmbito das despesas correntes [Dgs99].

Tempo despendido na instalação dos principais componentes do sistema

Tabela 5.12

Nº	Quantidade	Serviço	Tempo (minutos)
01	unidade	Módulo fotovoltaico, 100 Wp Montagem numa armação existente no telhado e ligação	30
02	(m)	Cabo para a ligação do módulo até à caixa de junção fotovoltaica	8
03	Unidade	Caixa de junção do gerador fotovoltaico até 2 kW Montagem e ligação	140
04	(m)	Cabo principal DC assente em braçadeiras	11
05	(m)	Cabo principal DC canalizado	5
06	(m)	Tubagem metálica Colocado 40 x 40 mm	11
07	Unidade	Inversor central para um gerador solar com uma potência máxima de 2 kWp Inclui o interruptor principal DC Ajuste: 80 minutos ; Ligação: 100 minutos	180
08	Unidade	Inversor de cadeia de módulos para um gerador solar com uma potência máxima de 2 kWp	65
09	Unidade	Caixa do contador que mede a energia entregue à rede (equipada com equipamento de protecção AC) montagem, ajuste e ligação	200

5.9.3 Exemplos de cotações

Nas seguintes tabelas são expostos exemplos de cotações de sistemas fotovoltaicos instalados em telhados, com potência até **2 kWp**. Estes exemplos permitem assegurar que nenhum dos principais itens será esquecido na elaboração da proposta.

Cotação para um sistema fotovoltaico de 2 kWp com inversor de cadeia de módulos**Tabela 5.13**

Nº.	Quantidade	Serviço	Valor unitário	Valor Total
		1. Gerador fotovoltaico e instalação DC		
1.01	20 unidades	Fornecimento e montagem dos módulos fotovoltaicos de 100W. Inclui estrutura de suporte e de fixação. Fabricante: Tipo:		
1.02	110 m	Fornecimento, encaminhamento e ligação da cablagem do modulo fotovoltaico. Inclui tubagem em material plástico isolante.		
1.03	2 m	Fornecimento e assentamento da conduta de metal pintado (branco, castanho ou cinzento).		
		Total do item 1: Gerador Solar		
		2. Montagem da estrutura de suporte dos módulos fotovoltaicos		
2.01	18 m ²	Fornecimento e montagem da estrutura de suporte de alumínio perfilado (fixa o gerador fotovoltaico ao telhado). Inclui todos os necessários acessórios dos quais se destacam as condutas de ventilação e encaminhamento do cabo principal DC, e a respectiva impermeabilização do telhado.		
		Total item 2: Montagem da estrutura de suporte		
		3. Inversor		
3.01	1 unidade	Fornecimento, colocação, ligação e arranque de um inversor de cadeia de módulos adequado para a operação em paralelo com a rede de baixa tensão. Potência nominal: 2.000 W Tensão de entrada: 125-500 V DC Intervalo Operacional U _{AC} : 196-253 V AC Fabricante: Tipo:		
		Total item 3: Inversor		
		4. Instalação AC		
4.01	1 unidade	Modificação e expansão da caixa do contador para a recepção do contador. Fornecimento, instalação e ligação dos seguintes componentes: Inclui: 1 aparelho de corte automático; 1 terminal eléctrico de 4 pólos; 2 terminais eléctricos unipolares;		
4.02	2	Fornecimento, montagem e ligação dos contadores que medem a energia total produzida pelo gerador e a energia injectada na rede.		
4.03	18 m	Fornecimento, encaminhamento, e ligação do cabo AC intercalado entre o inversor e a caixa do contador. Inclui condutas e apoios.		
4.04	1 unidade	Fornecimento, montagem e ligação da caixa de junção geral no exterior.		
4.05	1 unidade	Fornecimento, ajuste e ligação de um interruptor rotativo, 3 pólos, 25 A.		
		Total item 4: Instalação AC		

(Cont.)				
Nº.	Quantidade	Serviço	Valor unitário	Valor Total
		5. Protecção contra descargas atmosféricas, ligação à terra e equalização do potencial		
5.01	25 m	Fornecimento, colocação e ligação de cabo blindado. Inclui conduta em material plástico isolante.		
5.02	4 m	Fornecimento, colocação e ligação do condutor do circuito de protecção		
5.03	6 unidades	Fornecimento e instalação de ligadores adequados		
		Total item 5: Circuitos de protecção		
		6. Diversos		
6.01	1 unidade	Documentação: Diagrama unifilar da instalação eléctrica Esquema detalhado das ligações; Descrição, tipos e características dos equipamentos; Elaboração da memória descritiva do projecto; Licenciamento da instalação. Teste e arranque da instalação. Entrega da instalação.		
6.02	5 h	Tempo despendido pelo engenheiro projectista .		
6.03	5 h	Tempo despendido pelo técnico instalador.		
		Total item 6: Diversos		
		Sumário		
	Item 01	Gerador fotovoltaico e instalação DC		
	Item 02	Montagem da estrutura de suporte dos módulos fotovoltaicos		
	Item 03	Inversor		
	Item 04	Instalação AC		
	Item 05	Protecção contra descargas atmosféricas, ligação à terra e equalização potencial		
	Item 06	Diversos		
		Total líquido		
		+ IVA		
		Orçamento total, em Euros		

Data O responsável:

Cotação para um sistema fotovoltaico de 2 kWp com inversor central

Tabela 5.14

Nº.	Quantidade	Serviço	Valor unitário	Valor Total
		1. Gerador fotovoltaico e instalação DC		
1.01	20 unidades	Fornecimento de módulos fotovoltaicos de 100W. Inclui estrutura e materiais de suporte e de fixação. Fabricante:..... Tipo:.....		
1.02	130 m	Fornecimento, encaminhamento e ligação da cablagem do modulo fotovoltaico. Inclui tubagem em material plástico isolante. Fabricante: Tipo:		
1.03	1 unidade	Fornecimento, colocação e ligação da caixa de junção geral para uma potência do gerador até 2.5 kW. Inclui protecção bipolar contra sobretensões com indicação remota e aparelho de corte geral bipolar do gerador fotovoltaico. Fabricante:..... Tipo:.....		
1.04	44 m	Fornecimento, encaminhamento e ligação da cablagem do modulo fotovoltaico. Inclui tubagem em material plástico isolante.		

(Cont.)				
Nº.	Quantidade	Serviço	Valor unitário	Valor Total
1.05	1 m	Fornecimento e assentamento da conduta de metal pintado (branco, castanho ou cinzento).		
		Total item 1: Gerador Solar		
		2. Montagem da estrutura de suporte dos módulos fotovoltaicos		
2.01	20 m ²	Fornecimento e montagem da estrutura de suporte de alumínio perfilado (fixa o gerador fotovoltaico ao telhado). Inclui todos os necessários acessórios dos quais se destacam as condutas de ventilação e encaminhamento do cabo principal DC e a impermeabilização do telhado.		
		Total item 2: Montagem da estrutura de suporte dos módulos fotovoltaicos		
		3. Inversor		
3.01	1 unidade	Fornecimento, colocação, ligação e arranque de um inversor de cadeia de módulos monofásico, adequado para a operação em paralelo com a rede de baixa tensão. Inclui invólucro com protecção IP apropriada para o local de instalação e os seguintes componentes: - Interruptor principal DC; - Aparelhos de protecção contra sobretensões; - Terminais de entrada DC; - Terminais de saída AC; Fabricante: Tipo:		
		Total item 3: Inversor fotovoltaico		
		4. Instalação AC		
4.01		Modificação e expansão da caixa do contador para a recepção do contador da energia entregue à rede. Fornecimento, instalação e ligação dos seguintes componentes: 1 aparelho de corte automático; 1 terminal eléctrico de 4 pólos; 2 terminais eléctricos unipolares;		
4.02	2	Fornecimento, montagem e ligação dos contadores que medem a energia total produzida pelo gerador e a energia injectada na rede.		
4.03	5 m	Fornecimento, encaminhamento, e ligação do cabo AC intercalado entre o inversor e a caixa do contador. Inclui condutas e apoios.		
		Total item 4: Instalação AC		
		5. Protecção contra descargas atmosféricas, ligação à terra e equalização do potencial		
5.01	25 metros	Fornecimento, colocação e ligação de cabo blindado. Inclui conduta em material plástico isolante.		
5.03	20 m	Fornecimento, colocação e ligação do condutor do circuito de protecção		
5.03	8 unidades	Fornecimento e instalação de ligadores adequados		
		Total item 5: Circuitos de protecção		
		6. Diversos		
6.01	1 unit	Documentação: - Diagrama unifilar da instalação eléctrica - Esquema detalhado das ligações; 5.9.4 <u>Descrição, tipos e características dos equipamentos;</u> 5.9.5 <u>Elaboração da memória descritiva do projecto;</u> Licenciamento da instalação. Teste e arranque da instalação. Entrega da instalação.		
6.02	5 h	Tempo despendido pelo engenheiros projectista.		
6.03	5 h	Tempo despendido do técnico instalador.		
		Total item 6: Diversos		

(Cont.)				
Nº.	Quantidade	Serviço	Valor unitário	Valor Total
		Sumário		
	Item 01	Gerador fotovoltaico e instalação DC		
	Item 02	Montagem da estrutura de suporte dos módulos fotovoltaicos		
	Item 03	Inversor		
	Item 04	Instalação AC		
	Item 05	Protecção contra descargas atmosféricas, ligação à terra e equalização potencial		
	Item 06	Diversos		
		Total líquido		
		+ IVA		
		Orçamento total, em Euros		

Data O responsável:

5.10 Estimativa de produção de energia

Para se ter uma previsão da produção de energia, é necessário avaliar a localização e a qualidade do sistema fotovoltaico. Para este efeito, são deduzidas as perdas do sistema fotovoltaico à produção ideal calculada para o gerador (E_{ideal}). O diagrama a seguir mostra os factores de perdas e a percentagem média das perdas de que são responsáveis, em relação à totalidade da energia E_{ideal} produzida pelo gerador.

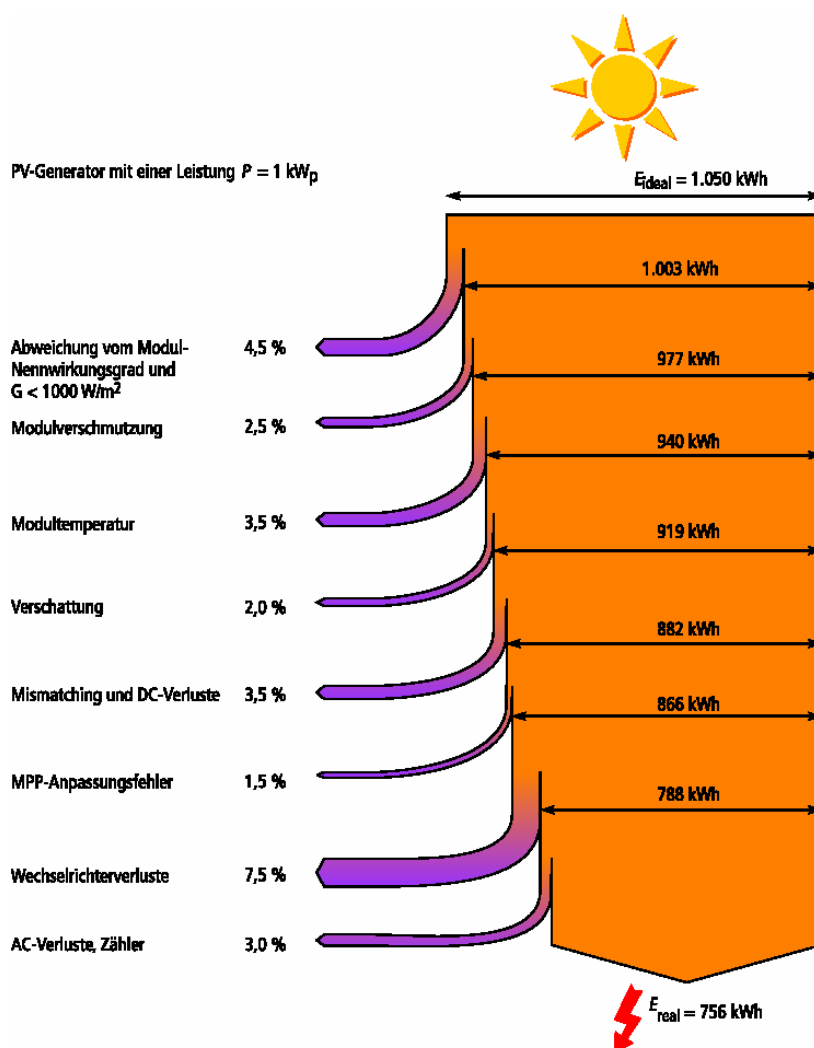


Figura 5.36 - Diagrama do fluxo de energia para um sistema com ligação à rede

Para avaliar a qualidade da instalação, é usado um parâmetro independente de localização, conhecido como o índice de desempenho (**ID**). Este índice resulta da relação entre a energia fornecida pelo gerador (E_{real}) e a energia teoricamente expectável (E_{ideal}).

$$ID = \frac{E_{real}}{E_{ideal}}$$

A energia idealmente produzida pelo gerador fotovoltaico (E_{ideal}), é o resultado do produto entre o número de horas de sol equivalente (H_{eq}), a área da superfície do gerador fotovoltaico (A_{PV}) e a eficiência dos módulos fotovoltaicos (η ("eta")).

$$E_{ideal} = A_{PV} \times H_{eq} \times \eta \text{ ("eta")}$$

ou também:

$$E_{ideal} = E_{PV} \times \eta \text{ ("eta")}$$

O índice de desempenho permite estabelecer um termo de comparação entre diferentes sistemas fotovoltaicos. Para comparar a qualidade técnica dos sistemas, devemos encontrar as perdas por sombreamento de cada sistema e eliminá-las dos cálculos.

A maneira mais generalizada do cliente ter uma previsão da energia produzida anualmente pelo sistema fotovoltaico, é através do recurso a programas de simulação (ver capítulo 7).

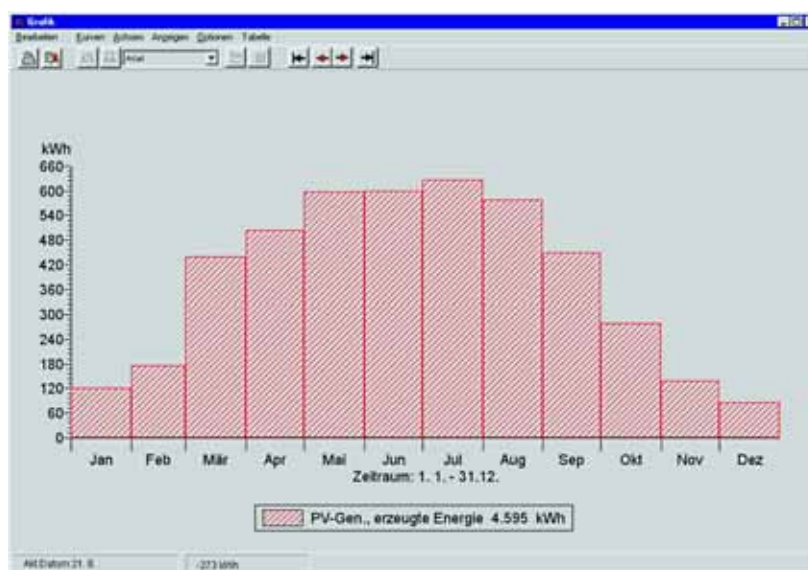


Figura 5.37 - Estimativa da produção energética com o programa de simulação PV-Sol

Em alternativa aos programas de simulação, poderá ser usado um diagrama de irradiação solar (ver capítulo 2, figura 2.29). Usando este diagrama, podemos determinar a irradiação anual que incide em cada unidade de área a partir da orientação e inclinação do módulo (I_{rr}). O valor assim calculado é multiplicado pela área total da superfície do gerador (A_{PV}), resultando na irradiação anual total que é colectada pelo gerador fotovoltaico:

$$E_{PV} = I_{rr} \times A_{PV}$$

Com a eficiência do módulo (η), obtemos a energia ideal produzida (E_{ideal}) num ano:

$$E_{ideal} = E_{PV} \times \eta$$

Ao multiplicar este valor percentual pelo índice de desempenho (**ID**), obtemos a energia realmente produzida pelo gerador fotovoltaico.

$$E_{real} = E_{ideal} \times ID$$

Dependendo da qualidade da instalação, o índice de desempenho pode ser assumido entre **70 %** e **85 %**. O **ID** de um sistema fotovoltaico bem concebido, pode atingir valores ainda maiores (o sistema fotovoltaico de Alfhausen, na Alemanha, possui um índice de desempenho de **88,4 %**).

A produção específica expressa em **kWh** por **kWp**, também permite comparar resultados operacionais entre sistemas situados em diferentes locais. Este parâmetro pode ser definido para referências temporais de um dia, de uma semana, de um mês ou de um ano, sendo designado por “*Factor de Produção*”.

$$FP = \frac{E_{real}}{P_{nPV}}$$

Para os sistemas fotovoltaicos autónomos, tornou-se uma prática corrente calcular o factor de produção como um valor médio diário. Se o factor de produção for calculado para um período de um ano, deverá coincidir com a produção específica anual do sistema fotovoltaico.

5.11 Regulamentos e disposições construtivas

Ao nível nacional, é de realçar a transposição da Directiva Europeia sobre o desempenho energético dos edifícios que se encontra actualmente em preparação, no sentido da revisão da regulamentação e legislação nacional, remetendo para a obrigatoriedade dos edifícios virem a ter um certificado energético.

Algumas das novas medidas que serão contempladas na regulamentação energética dos edifícios (*RCTE – Regulamento do Comportamento Térmico dos Edifícios* e *RSECE - Regulamento dos Sistemas Energéticos e de Climatização dos Edifícios*), consistem na limitação do consumo energético global dos edifícios para fins de aquecimento, arrefecimento e para águas quentes sanitárias, e o incentivo à instalação de sistemas solares nos edifícios através da concessão de um limite superior de consumo energético.

5.11.1 Produtos e tipos de construção

Os sistemas fotovoltaicos instalados em edifícios estão sujeitos às disposições construtivas que incidem sobre os produtos e edificações urbanas. Estas disposições fazem parte integrante dos regulamentos técnicos aplicáveis em cada país ou região particular, que estipulam quais os produtos de construção que podem ser utilizados e em que situação. No caso dos produtos de construção, poderá diferenciar-se entre:

- Produtos de construção regulamentados
- Produtos de construção não regulamentados
- Outros produtos de construção

Os produtos de construção regulamentados deverão corresponder ao que é estipulado na Directiva dos Produtos de Construção em Portugal: *Decreto-Lei nº 113/93, de 10 de Abril, alterado pelos Decretos-Leis nºs 139/95, de 14 de Junho e 374/98, de 24 de Novembro, e regulado pela Portaria nº 566/93, de 2 de Junho*. Para demonstrar que estão em conformidade com as respectivas especificações técnicas harmonizadas, deverão vir munidos da marca de garantia de qualidade europeia CE (a partir de Junho de 2004). Esta marca deverá encontrar-se no próprio produto, na embalagem, numa ficha técnica que acompanha o material, ou na própria nota de entrega. Os produtos de construção regulamentados podem ser directamente utilizados.

Os produtos de construção não regulamentados diferem consideravelmente das disposições técnicas atrás referidas. Para estes produtos não existem estipulações de engenharia globalmente reconhecidas, pelo que tem de ser emitida uma autorização específica para a instalação destes produtos de construção para o objectivo previsto. Esta autorização deverá ser concedida juntamente com o alvará de licença/autorização de construção. A supervisão e a vistoria da obra, deverá verificar as condições colocadas pelo licenciamento.

Os produtos de construção que não têm grande relevância em termos de segurança, não requerem nenhuma homologação especial para a sua instalação. Contudo, devem ir ao encontro dos requisitos estipulados para o material de que são constituídos, por exemplo, em termos da sua resistência mecânica, resistência ao calor e durabilidade.

Os módulos fotovoltaicos com fixação mecânica, que não têm outra função do que a produção de energia (por exemplo, na montagem sobre o telhado), poderão ser catalogados como "*Outros Produtos de Construção*". A resistência mecânica e a durabilidade dos módulos encapsulados com resina fundida ou com EVA, é definida fundamentalmente pelas características do vidro que usam. Assim, o factor determinante consiste em saber se o vidro é um produto de construção regulamentado ou não.

Os vidros regulamentados usados no sector da construção são o vidro plano, armado, perfilado em forma de **U**, duplo e o vidro especial de segurança (laminado, temperado ou endurecido a quente).

Dependendo da aplicação da situação, a instalação de um determinado tipo de vidro poderá ser autorizado ou não conforme as disposições técnicas estabelecidas, o que levanta a questão relativa sobre a regulamentação do "tipo de construção".

Tomando como exemplo o vidro temperado, verifica-se que o emprego deste vidro como parede ou cobertura de vidro não é autorizado, salvo se estiverem reunidas algumas condições em termos de espessura, altura da queda e dimensões do vidro. Os módulos solares construídos com materiais não regulamentados, como é o caso do vidro temperado, só poderão ser integrados em edifícios após a solicitação de um parecer técnico e respectiva aprovação. Esta situação será o caso da maioria dos módulos standard, já que normalmente utilizam vidro temperado.

À semelhança dos produtos de construção, poder-se-á estabelecer uma divisão no que respeita:

- Tipos de construção regulamentados
- Tipos de construção não regulamentados

Não é tão fácil afirmar que um determinado tipo de construção está regulamentado como no caso dos produtos de construção, porque obviamente não é possível aplicar uma marca CE a um processo de construção (embora exista a marca de qualidade LNEC para os empreendimentos de construção).

Em Portugal, o construtor deverá respeitar as práticas de implementação e dimensionamento standard e a regulamentação portuguesa de edifícios (*Regulamentação Geral das Edificações Urbanas, regulamentos nacionais no domínio da segurança contra incêndio, regulamentos estruturais, Eurocódigos estruturais, etc.*). Os tipos de construção não regulamentados correspondem a desvios das normas da engenharia de construção reconhecidas. Nestes casos, o projecto de construção encontra-se na mesma situação do que os produtos de construção não regulamentados. Será necessário obter uma autorização especial para o caso particular.

Em Portugal, o alvará de licença de construção é emitido pela Câmara Municipal. Concluída a obra, a autarquia procede à vistoria da obra e, no caso de um parecer positivo, emite a licença de utilização da construção que comprova a conformidade da obra com o projecto que foi aprovado e com os condicionantes do licenciamento. A certificação de produtos tais como o vidro e a cerâmica, são essencialmente assegurados pela **Certif** (Associação para a Certificação de Produtos) e o **CTCV** (Centro Tecnológico da Cerâmica e do Vidro).

Envidraçados (coberturas de vidro, clarabóias, fachadas, etc..)

Na perspectiva da integração do sistema fotovoltaico com o edifício, o módulo, as placas de vidro, as juntas, os componentes de fixação, a caixilharia/armação e a estrutura colectiva de suporte dos módulos fotovoltaicos, formam um único tipo de construção.

Neste contexto, a utilização de módulos fotovoltaicos semitransparentes poderá causar especiais ressalvas, sobretudo se estes forem aplicados em cortinas ou coberturas transparentes, ou se forem sujeitos a esforços mecânicos consideráveis.

Conforme a aplicação, os componentes de vidro deverão garantir regras fundamentais de segurança:

- limitação do risco de lesões de pessoas por queda de fragmentos importantes em caso de quebra do vidro,
- segurança dos utilizadores e dos intervenientes durante as operações de conservação e de manutenção,
- segurança em caso de incêndio.

Devido ao risco da ocorrência de lesões por parte das pessoas que circulam debaixo de áreas envidraçadas dos edifícios (envidraçados horizontais ou com uma inclinação superior a 10° da vertical), resultante da queda de fragmentos na eventualidade da quebra do vidro, é normalmente recomendado o uso de vidro de segurança laminado. Se as estruturas de protecção estiverem fixas em baixo, e se tiverem suficiente capacidade para suportar o peso dos painéis envidraçados de forma permanente, poderá ser autorizada a utilização de outros materiais. Neste contexto, os painéis/módulos fotovoltaicos semitransparentes deverão ser compostos por placas de vidro duplo isolante, em que a placa posterior é feita de vidro de segurança laminado.

Se for prevista a circulação do pessoal de manutenção sobre os módulos, para além de terem de cumprir os requisitos gerais, os módulos fotovoltaicos terão de ser submetidos a testes de resistência ao impacto.



Figura 5.38 - Escultura fotovoltaica semitransparente numa fachada em Hamburgo



Figura 5.39 - Teste de resistência ao impacto; Composição do módulo: substrato de vidro temperado de 10 mm, células solares em EVA, vidro da cobertura de 4mm
Fotografias: Academia de Artes Visuais (Hochschule für bildende Künste), Hamburgo

No caso de envidraçados verticais ou que não se desviem em mais de **10°** da posição vertical (inclui os sistemas de montagem), poderão ser utilizados vários materiais de vidro regulamentos, desde que cumpram com as regras atrás citadas.

Em geral, nas superfícies acessíveis, deverá ser garantida uma protecção contra a queda dos envidraçados, se as superfícies adjacentes estiverem a mais do que um metro abaixo da estrutura. Os envidraçados de espaços habitados devem ser construídos de tal forma que os utilizadores, quando em contactos normais ou acidentais com os envidraçados, não se magoem ou caiam através dela.

Segundo a norma alemã **DIN 18516-4**, é permitido o uso do vidro de segurança endurecido a quente nos painéis de vidro ventilados de fachadas exteriores. Esta norma permite ainda a montagem de módulos solares com vidro de segurança endurecido, desde que a temperatura do vidro não ultrapasse **80 °C**. Actualmente já estão disponíveis no mercado módulos fotovoltaicos semitransparentes com uma estrutura laminada de vidro endurecido, especialmente comercializados para este tipo de aplicação.



Figura 5.40 - “Galeria” no Centro de Exibições de Essen. Os painéis interiores do envidraçado isolante são feitos de vidro laminado de segurança

Fotografia: Flabeg



Figura 5.41 - Parque de demonstração de energias renováveis em Garms, Suíça. Parapeito do balcão: envidraçado vertical Módulo fixado na estrutura de ferro do corrimão

Fotografia: www.synergiepark.ch

O propósito das medidas de protecção contra o fogo, consiste em prevenir o desenvolvimento e expansão do fogo. A protecção estrutural contra o fogo está definida no “*Regulamento da Segurança contra Incêndios*”. As paredes, os painéis da parede exterior, as estruturas e coberturas do telhado, assim como as tubagens e canalizações eléctricas, estão entre os componentes do prédio e materiais de construção que devem cumprir com os regulamentos de protecção contra o fogo.

Embora os módulos fotovoltaicos sejam compostos principalmente de materiais que não são combustíveis (vidro, silício, alumínio), também incorporam materiais inflamáveis (resina, plásticos). Por este motivo, não recebem em geral uma classificação máxima em termos de resistência e reacção ao fogo.



Figura 5.42 - Universidade Industrial de Nippon, em Tóquio Estrutura envidraçada de isolamento com placas de vidro aramado típicas do Japão em que o painel interior cumpre os requisitos de protecção contra o fogo

Fotografia: Flabeg

5.11.2 Normas internacionais

Na Europa, a organização **CENELEC** (Comité Europeu de Normalização Electrotécnica), é oficialmente reconhecida pela Comissão Europeia como sendo a única entidade na Europa responsável pela normalização no domínio da electrotecnia. A cooperação com a “*Comissão Electrotécnica Internacional (IEC)*”, consiste na submissão de novos processos normativos ao **IEC**. No **CENELEC** existe uma comissão técnica designada por “**CLC4/TC 82**”, exclusivamente dedicada à área de intervenção da energia fotovoltaica.

A normalização internacional tem lugar através da “*Organização Internacional de Normas (ISO)*” e da “*Comissão Internacional Electrotécnica (IEC)*”. A comissão técnica responsável pela área do fotovoltaico no interior do **IEC**, é o Comité Técnico **TC 82** “*Sistemas de Energia Solar Fotovoltaica*”. O resultado do trabalho desta comissão é publicado sob a forma de normas **IEC**.

Os esforços dirigidos para a garantia de qualidade da produção na indústria fotovoltaica, reúnem-se no **ISO** no programa internacional “*PV-GAP, Programa global de aprovação para os fotovoltaicos*”. O **PV-GAP** é baseado no sistema de gestão da qualidade das normas **ISO 9000 (ISO 9001, ISO 9004, ISO 19011, etc.)**, no sistema de verificação da qualidade dos componentes (**IECQ**), nas normas **IEC** e nas normas internacionais mais relevantes. O objectivo do **GAP-PV** é de ajudar a garantir a elevada qualidade dos produtos fotovoltaicos na produção em série.

5.12 Fichas de registo de dados para o dimensionamento do sistema fotovoltaico

1. Determinação da superfície mais adequada do telhado a partir da sua localização e dimensão

Área da superfície seleccionada do telhado: _____ m²
 Orientação: _____ ° (L = -90°, S = 0°, O = 90°, N = 180°)
 Inclinação do telhado : _____ °

2. Selecção dos módulos

Fabricante do módulo: _____	Código: _____
Potência Nominal: _____	Eficiência: _____
U _{OC} : _____	I _{SC} : _____
U _{MPP} : _____	I _{MPP} : _____
U _{OC (-10°)} : _____	U _{MPP(+70°)} : _____
Altura: _____	Largura: _____
Área: _____	Preço: _____
Tipo de célula: _____	Garantia: _____
Tomadas de ligação: sim não	
Número de díodos de “bypass”	

3. Dimensionamento aproximado do gerador fotovoltaicoÁrea da superfície do Gerador: _____ m² - _____ m²

Número de módulos: _____ - _____

Potência do Gerador: _____ W_p - _____ W_p**4. Configuração específica do sistema e número de inversores**

Configuração com inversor central:

Tensão reduzida

Tensão elevada

Mestre-escravo

Configuração do inversor de cadeia de módulos:

Conceito de campo ou fileira fotovoltaica

Módulo AC

Número de inversores. _____

5. Selecção dos inversores

Fabricante: _____

Código: _____

Potência nominal DC: _____ Potência máxima fotovoltaica: _____

Intervalo U_{MPP} : _____ - _____ Local do ponto de ligação: _____

Tensão de corte DC: _____ Eficiência: _____

U_{DC, max}: _____ I_{DC, max}: _____

Preço: _____ Garantia: _____

Registo de dados/visualizador: _____

6. Dimensionamento

Conferir a compatibilidade entre a esquema de ligação dos módulos e o inversor (tendo em atenção os seguintes casos: T = -10 °C, +70 °C, I_{max}).

Número de módulos por cada fileira: n_{min} = _____ n_{max} = _____Corrente máxima: I_{max} = _____Potência total dos módulos por inversor: P_{PV} = _____

Caso ocorram discrepâncias, repetir os passos anteriores. Se necessário seleccionar diferentes módulos e/ou diferentes inversores.

Dimensão do sistema e número de componentes

Módulos por fileira: _____

Número de fileiras: _____

Número de inversores: _____

Número total de módulos: _____

Área total da superfície dos módulos: _____

Potência do gerador: _____

7. Desenho do esquema eléctrico do sistema

Prever no desenho os módulos, inversores, díodos, protecções contra curto-circuitos e sobretensões, pontos de isolamento, aparelhos de corte e de medida...

8. Dimensionamento dos cabos

Cabos de fileira

Comprimento total: _____ m

Secção transversal: _____ mm²

Cabo principal DC

Comprimento total: _____ m

Secção transversal: _____ mm²

Cabo do ramal de ligação à rede

Comprimento total: _____ m

Secção transversal: _____ mm²**9. Caixa de junção do gerador e interruptor principal DC**

Selecção da caixa de junção do gerador.

Selecção dos corta-circuitos fusíveis e se necessário dos díodos de bloqueio da fileira.

Selecção do interruptor principal DC.

10. Protecção contra descargas atmosféricas, sobretensões e ligação à terra

Especificação das medidas de protecção contra descargas atmosféricas.
 Selecção dos descarregadores de sobretensões.

11. Ligação ao sistema eléctrico público

Seleção e teste do ponto de ligação à rede receptora
 Verificar o comprimento e a secção dos cabos do ramal de interligação com a rede

12. Cotação da obra

Listagem das principais partes do sistema e dos respectivos custos. Estimativa dos recursos materiais e humanos, assim como do tempo envolvidos no projecto. Elaboração do orçamento do projecto.

13. Estimativa da produção energética

Prever a produção energética total anual do sistema (poderá ser utilizado um programa de simulação para o efeito).

Irradiação em cada unidade de área (kWh/m^2): _____

Irradiação na área da superfície total do gerador (kWh): _____

Perdas percentuais por sombreamento (%): _____

Produção total do sistema fotovoltaico (kWh): _____

(com um índice de desempenho de, por exemplo, 80%)

Produção específica (kWh/kWp): _____

14. Rascunho da implantação do gerador fotovoltaico no telhado

6 PLANEAMENTO E DESENHO DE SISTEMAS AUTÓNOMOS

6.1 Introdução

O presente capítulo descreve um procedimento simplificado para o dimensionamento de sistemas autónomos, com base em publicações de relevo e na experiência do autor. O processo de cálculo apresenta-se tão simples e perceptível quanto possível, não tendo a pretensão de atingir a precisão de um programa de simulação.

O correcto uso de programas de simulação, requer um conhecimento prévio por parte do técnico sobre os sistemas fotovoltaicos autónomos. Os programas devem a sua precisão à introdução de consideráveis quantidades de dados complexos e à destreza do técnico no manuseamento desses dados. A este respeito, o processo de desenho aqui descrito deve ser visto como um primeiro passo, no sentido de se produzir um desenho final do sistema a instalar.

Uma das tarefas mais importantes quando se planeiam sistemas autónomos, consiste em equilibrar a relação entre o consumo e a produção de energia. Uma vez que a energia solar é uma fonte de energia limitada e aleatória, o consumo diário de energia eléctrica, o nível de radiação e a capacidade do acumulador, devem ser calculados com rigor e equilibrados entre si.

O planeamento de sistemas autónomos torna-se mais complexo, quando a intenção é a de fornecer electricidade ao longo de todo o ano. Nas nossas latitudes, a quantidade de radiação disponível é cerca de seis vezes maior no Verão do que no Inverno. O consumo de electricidade, no entanto, é geralmente maior no Inverno do que no Verão. Dimensionar o gerador fotovoltaico para as necessidades do Inverno, pode levar à produção de uma considerável quantidade de energia que não é utilizada durante o resto do ano, tornando o sistema particularmente pouco económico. Esta situação é também pouco satisfatória do ponto de vista ecológico.

Um gerador fotovoltaico que seja apenas usado durante uma fracção do seu tempo de vida útil, conduzirá a maiores períodos de retorno do investimento. Nestes casos, é mais sensato utilizar um sistema híbrido, composto por um gerador fotovoltaico e um gerador auxiliar operado por um motor de combustão. Outra combinação possível consiste num sistema fotovoltaico apoiado por um gerador eólico. Dependendo das condições do local, o gerador eólico poderá constituir uma interessante solução, uma vez que o sol e o vento se complementam em muitos locais. O diagrama de um simples sistema fotovoltaico autónomo é ilustrado na figura 2.14.

Geradores fotovoltaicos, baterias e cargas

Com o intuito de se ter um maior conhecimento sobre a interacção entre as baterias e os geradores fotovoltaicos, é no presente capítulo apresentada uma breve descrição do processo eléctrico associado a um sistema autónomo directamente acoplado. Os sistemas autónomos directamente acoplados, são utilizados maioritariamente para sistemas de menor escala. Por razões de custo, frequentemente carecem de controlador adicional (controlador de carga).

Um pequeno gerador fotovoltaico (como por exemplo um módulo fotovoltaico), está ligado a um díodo de bloqueio e a um acumulador (ver figura 6.1). De noite, quando o módulo fotovoltaico não fornece nenhuma tensão, o acumulador deve ser impedido de se descarregar, através da resistência interna do módulo fotovoltaico. Nesta situação, o díodo de bloqueio garante que nenhuma corrente inversa circule através do módulo fotovoltaico. Caso contrário, o módulo fotovoltaico funcionaria como uma carga, convertendo a energia eléctrica em calor. O díodo de bloqueio é assim necessário para evitar perdas de descarga do acumulador e para proteger o módulo fotovoltaico de sobreaquecimentos. Quando o gerador fotovoltaico está iluminado, o díodo de bloqueio provoca uma queda adicional de tensão de **0,5 V a 0,7 V**.

Num dia soalheiro, o módulo fotovoltaico fornece corrente em correspondência com a curva característica do gerador. A figura 6.1 ilustra a curva corrente/tensão do módulo fotovoltaico e da curva dinâmica **I-U** do acumulador. Observa-se que a tensão do acumulador flutua perto da tensão de circuito aberto à volta de **12,5 V**. A tensão de circuito aberto pode cair para valores inferiores a **11 V** antes de

atingir a tensão de corte da descarga, ou elevar-se acima de **14 V**, até atingir a tensão de corte da carga. O acoplamento do gerador fotovoltaico provoca um deslocamento da curva característica do acumulador, em função do valor da corrente fotovoltaica que provém da curva característica do gerador. De outro modo, o ponto **B** da curva dinâmica do acumulador iria situar-se directamente no eixo da tensão.

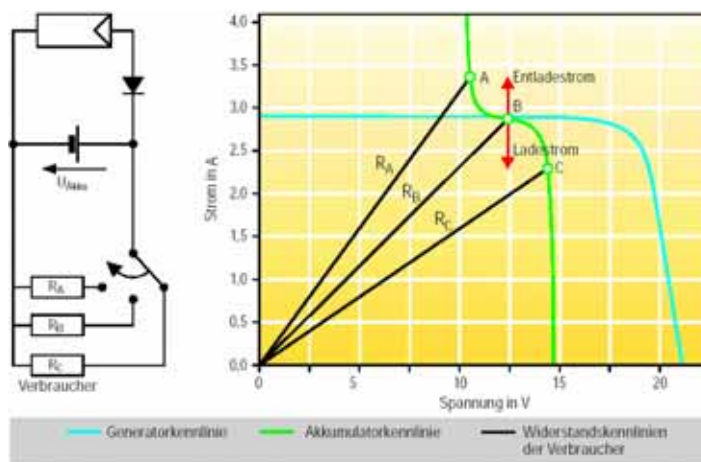


Figura 6.1 - Sistema autónomo fotovoltaico directamente acoplado e curvas características do gerador e do acumulador

No nosso exemplo, podem estar ligadas três diferentes cargas ao acumulador através de um comutador. Conforme a carga que estiver ligada (resistência **Ra**, **Rb** ou **Rc**), ocorrem diferentes condições operacionais.

No caso **B**, a resistência da carga é tão grande que a corrente para a carga **B** é completamente fornecida pelo gerador fotovoltaico. A curva de carga resistiva corta as curvas **I-U** do acumulador e do módulo fotovoltaico, precisamente no seu ponto de intersecção.

A carga **A** precisa de uma corrente maior. O módulo fotovoltaico fornece apenas parte da energia eléctrica requerida, sendo a restante fornecida pelo acumulador, pelo que a corrente de descarga flui e o acumulador é descarregado.

Caso a carga **C** seja ligada, desenvolve-se uma menor corrente devido à maior resistência **Rc**. A corrente fotovoltaica é maior que a corrente pedida pela carga. Uma adicional corrente de carga, de aproximadamente **0,9 A**, circula através do acumulador. Por este motivo, o módulo fotovoltaico pode alimentar a carga **C** e carregar simultaneamente o acumulador. Este sistema operará de modo fiável, com poucos cuidados de manutenção se, considerando as quedas de tensão do díodo de bloqueio e das linhas fotovoltaicas, o sistema for dimensionado por forma a que não seja ultrapassada a tensão de corte da carga, e se a capacidade do acumulador for tal que, para fazer face às necessidades de consumo, a tensão de corte da descarga não seja atingida.

Os controladores electrónicos são normalmente utilizados nos sistemas autónomos equipados com vários módulos fotovoltaicos e acumuladores. Os controladores de carga melhoram consideravelmente o funcionamento destes sistemas, assegurando que o acumulador não seja sobrecarregado (ver capítulo 3 “controladores de carga”). Para além disso, muitos controladores de carga proporcionam protecção contra a descarga. Um adicional controlador **MPP** optimiza a exploração da energia solar.

O capítulo que se segue descreve o processo de desenho de um sistema fotovoltaico autónomo, tomando o exemplo de uma pequena casa de férias, na qual se pretende, apesar das consideráveis flutuações de radiação solar, garantir o abastecimento de energia eléctrica durante todo o ano.

6.2 Cálculo do consumo de energia eléctrica

A fase mais importante e complexa do processo de dimensionamento de um sistema fotovoltaico autónomo, consiste na caracterização dos consumos diários de energia eléctrica. Estes consumos são listados na tabela 6.1, tomando o exemplo de uma pequena casa de férias.

As consideráveis flutuações de radiação durante o decorrer do ano levam a que, para se atingir uma elevada eficácia do sistema autónomo, seja muitas vezes necessário estimar o consumo em função dos meses e das estações ou, pelo menos, entre os picos do Verão e do Inverno.

Neste caso foi considerado que o período do Verão decorre entre Maio e Agosto, e de Inverno entre Setembro e Abril (devido ao baixo nível de radiação característico deste período). O cálculo da energia da radiação de cada período é baseado no mês mais fraco, tomando em consideração a localização, a inclinação e a temperatura. O cálculo da radiação será tratado em detalhe na próxima secção.

Iremos agora tratar da análise de todos os pontos individuais de consumo de energia eléctrica. São listados todos os dispositivos eléctricos previstos, a respectiva potência, o tempo diário de operação e o consequente consumo energético.

Tabela 6.1 - Pontos de consumo de energia eléctrica

Análise de consumo para uma pequena casa de férias					
Consumidor	Potência nominal Pn em W	Nº de horas de serviço		Consumo em Wh	
		Verão	Inverno	Verão	Inverno
3 lâmpadas na sala	3 x 12 = 36	1	3	36	108
1 lâmpadas no quarto	12	0,5	0,5	6	6
2 lâmpadas para leitura no quarto	2 x 7 = 14	1	1	14	14
Frigorífico	50	Desconhecido	Desligado	300	Desligado
TV	50	2	2	100	100
Bomba de água	60	3,33	0,33	200	20
Total:	222			656	248

- 1 Foi planeado adquirir-se um frigorífico de elevada qualidade e eficiência energética. Os frigoríficos modernos trazem sempre uma informação sobre o consumo diário normal. Uma vez que este valor numérico pode ser usado nos nossos cálculos, a informação sobre o tempo de funcionamento da unidade de refrigeração já não é necessária.
- 2 Considerou-se que o frigorífico não será utilizado no Inverno, atendendo ao tipo de utilização desta casa de férias e respectiva localização. Como veremos nos cálculos do gerador fotovoltaico, esta opção levará a uma redução de custos do sistema.
- 3 No Verão está prevista a irrigação diária do jardim com cerca de 2.000 l de água. Durante o Inverno apenas será preciso o fornecimento de água para fins sanitários, na quantidade de 200 l/dia. A bomba fornece 600 l/hora, resultando tempos de operação de 3,33 e 0,33 horas/dia.

A tabela 6.1 mostra as três principais cargas: frigorífico, sistema de bombagem de água e televisão. O frigorífico tem o maior consumo de energia eléctrica. Se o frigorífico não estiver desligado no Inverno, o consumo durante o Inverno levaria a que fosse necessário duplicar a potência do gerador solar. O sistema de bombagem é uma carga interessante para um sistema solar, porque no Inverno apenas requer **1/10** do consumo que se verifica no verão. A taxa de consumo está, por assim dizer, sincronizada com o nível de radiação solar.

O cliente poderá considerar como necessário o abastecimento de reservas de energia, através do incremento da capacidade do gerador ou através da utilização de um equipamento auxiliar (sistema híbrido). Deverá ser assegurado que todos os aparelhos de consumo finais possuam uma elevada eficiência energética. O seu maior custo na compra é normalmente justificado, pois será inferior ao sobrecusto dos módulos fotovoltaicos, que seria necessário considerar para satisfazer a ineficiência dos equipamentos alternativos menos eficientes.

6.3 Dimensionamento do gerador fotovoltaico

Depois de se estimar a procura diária de energia eléctrica, devemos determinar a correcta dimensão do gerador fotovoltaico. Há diversos métodos para o cálculo da energia produzida pelos diferentes tipos de módulos solares disponíveis no mercado. No procedimento mais simples o cálculo tem por base a potência nominal de um módulo (ver capítulo 3 “parâmetros eléctricos dos módulos fotovoltaicos nas condições de teste standard”).

6.3.1 Modelo para o cálculo da energia que é produzida por um gerador fotovoltaico

A explicação que a seguir será desenvolvida, é dirigida aos leitores que pretendem ter uma visão mais aprofundada sobre esta matéria. Aqueles que estão mais interessados nos resultados do que propriamente na fundamentação das fórmulas, podem avançar para o resumo da secção 6.3.4 e para os exemplos de cálculo da secção 6.8..

Consideremos um exemplo:

O valor horizontal da radiação para o mês de Maio, para um dado local na Região do Ribatejo, atinge **5,80 kWh/ (m² x d)**. Por outras palavras, no decorrer de um dia normal de Maio, o sol fornece uma radiação energética de **5,80 kWh** por metro quadrado de área horizontal. O período entre o nascer e o pôr do sol no mês de Maio, dura aproximadamente **14** horas.

Receberíamos a mesma quantidade de energia, por assim dizer, ao comprimir a ocorrência da radiação para **5,8** horas e tendo a intensidade de irradiação standard de **1.000 W/m²**, incidindo numa superfície com uma área de **1 m²**. Um módulo de **50 watts**, assente no solo (irradiação horizontal), será irradiado por **5,8** horas com uma intensidade de irradiação de **1 kW/m²**, e assim produziria uma energia diária de **5,8 h x 50 W = 290 Wh** (assumindo que a temperatura da célula permaneça a 25° C durante este período). Por exemplo, um gerador solar de **0,5 kWp**, fornece em Maio **0,5 kW x 5,8 h/dia = 2,9 kWh/dia**.

Se alinharmos este gerador solar na direcção Sul, com um ângulo de inclinação de **45°** em relação ao plano do chão, teremos de ajustar a energia produzida utilizando o respectivo factor de correcção de inclinação. O factor **Z₃** em Maio é de **0,94**. A energia produzida pelo nosso gerador seria então de **2,242 kWh/d x 0,94 = 1,973 kWh/dia**.

Por último, devemos tomar em consideração o desvio da temperatura da célula em relação ao valor standard, que em média é sempre superior a **25 °C** para os meses de Verão. Por este motivo a potência é reduzida. O correspondente factores **Z₄** apresenta em Maio um valor de **0,88**. A energia produzida pelo nosso gerador solar passará assim a ser de **2,242 kWh/d x 0,88 = 1,973 kWh/dia**.

Resumo:

A energia produzida pelo gerador fotovoltaico, resulta do produto entre a potência nominal do gerador fotovoltaico e os factores de correcção. Podemos resumir o cálculo da energia produzida por um gerador fotovoltaico, pela seguinte fórmula:

$$E_{ideal} = P_{PV} \times Z_2 \times Z_3 \times Z_4$$

Tabela 6.2

Parâmetros	Símbolo	Unidade
Energia idealmente produzida pelo gerador fotovoltaico	E _{ideal}	KWh/d
Potência nominal do gerador fotovoltaico	P _{PV}	KWp
Factor da Tabela 6.2, influência da localização e do mês do ano	Z ₂	h/d
Factor da Tabela 6.3, influência do desvio do plano horizontal	Z ₃	-
Factor da Tabela 6.4, influência da temperatura	Z ₄	-

6.3.2 Consideração das perdas da linha, de conversão e de desajustamento

Até ao presente momento, ficamos a conhecer a procura total de energia eléctrica diária dos futuros aparelhos de consumo e a energia produzida por um gerador solar, de acordo com a sua localização geográfica, a estação do ano e a orientação do gerador. O gerador fotovoltaico, a carga e o acumulador, estão ligados através de linhas de transmissão eléctricas. As linhas e os acumuladores, em particular, são os principais responsáveis pela redução da energia final a ser entregue ao consumo. As quedas de tensão que ocorrem nas linhas e a variação da tensão aos terminais do acumulador, provocam perdas adicionais de conversão e de desajustamento. Só depois de se considerarem estas perdas é que poderemos conhecer a quantidade de energia que realmente está disponível para os consumidores.

Perdas na linha

Quando dimensionamos as linhas (ver secção 6.4), devemos garantir que as perdas fiquem limitadas a cerca de **3 %**. Como será visto a seguir, este é um objectivo bastante ambicioso em sistemas de baixa tensão. A energia solar é um bem primário que não deve ser desperdiçado. Só para raros casos poderá fazer sentido, do ponto de vista económico, aceitar elevadas perdas na linha e compensá-las com a colocação adicional de módulos. Em termos práticos, uma percentagem de perdas de **3 %** é plenamente justificada.

De um modo simples, a energia produzida por um módulo é reduzida em duas linhas (3 % de cada vez):

- 1 na linha que vai do gerador ao acumulador através do controlador de carga;
- 2 na linha que vai do acumulador à carga através do controlador de carga.

Por este motivo, aplicaremos **6 %** como perdas da linha. Isto significa que devemos reduzir pelo factor **$V_l = 0,94$** a energia libertada pelo gerador.

Perdas de conversão

A conversão da energia eléctrica em energia química e de novo em energia eléctrica, que ocorre no acumulador, é um processo difícil de calcular em termos energéticos, dado que envolve pormenores da sua construção e idade, da temperatura, da profundidade de descarga e da intensidade da carga e de descarga. Neste caso só é possível utilizar valores baseados na experiência. Na prática é aceite uma perda média de **10 %**, o que implica a redução da energia produzida pelo gerador pelo factor **$V_c = 0,9$** .

Perdas por desajuste

Estas perdas são o resultado da variação do nível da tensão durante a operação. Os diferentes níveis de tensão, observados pelo gerador solar nos terminais da bateria, são determinados pelo respectivo estado de carga das mesmas e da temperatura. Isto significa que o gerador está com frequência operando fora do seu ponto máximo de potência, o que, contudo, depende simultaneamente da radiação e da temperatura. Este desvio de tensão, conhecido por desajuste, é estimado como uma perda média de energia de **10 %**. Esta perda leva ao factor adicional de perda **$V_m = 0,9$** .

Para reduzir estas perdas, também é possível utilizar o controlador de **MPP**, utilizando conversores DC/DC ou, como normalmente se faz nos sistemas fotovoltaicos com ligação à rede, utilizando um inversor apropriado.

Os controladores **MPP** sob a forma de conversores DC/DC, podem ser bastante eficazes. Estão também disponíveis controladores de carga com controladores **MPP**. Neste último caso, deve contudo ser tomado em consideração os maiores custos de investimento.

Os controladores **MPP** também podem ser integrados em inversores autónomos. Fará sentido a integração de um controlador **MPP** com um inversor, se muitos aparelhos de consumo operarem com uma corrente alterna de **230 V**. Contudo, em contraste com a operação de injeção de energia para a rede, a tensão é convertida por duas vezes (de corrente contínua em corrente alterna e de corrente alterna em corrente contínua), permitindo assim que o acumulador possa ser usado como um dispositivo de armazenamento. Esta dupla conversão origina perdas maiores, do que as que ocorrem com o controlador **MPP** num sistema com ligação à rede. Junto com as perdas de eficiência que ocorrem com cargas parciais, resultam perdas médias globais de **10 %**, pelo que raramente se justifica a instalação de um inversor apenas com a finalidade de rastrear o **MPP**.

6.3.3 Resumo dos resultados obtidos

O gerador fotovoltaico é dimensionado em função do consumo diário de energia **W**, expresso em **kWh/dia**. Dependendo das necessidades, pode-se utilizar o valor médio para o Verão ou para o Inverno.

Dimensionamento do gerador:

$$PPV = \frac{W}{Z_2 \times Z_3 \times Z_4 \times V}$$

Com

$$V = V_l \times V_c \times V_m$$

A quantidade de energia eléctrica realmente disponível para o sistema de consumo eléctrico, pode agora ser reduzida à seguinte fórmula:

$$E_{real} = E_{ideal} \times V$$

ou também,

$$E_{real} = P_{PV} \times Z_2 \times Z_3 \times Z_4 \times V$$

Desta forma, resultam as seguintes perdas totais: **V = 0,94 x 0,9 x 0,9 = 0,76**

Tabela 6.3

Características	Símbolo	Unidade
Consumo médio diário de energia	W	KWh/d
Energia realmente produzida pelo gerador fotovoltaico (energia útil disponível)	E_{real}	KWh/d
Energia idealmente produzida pelo gerador fotovoltaico	E_{ideal}	KWh/d
Potência nominal do gerador fotovoltaico	P_{PV}	KWp
Factor da tabela 6-2, influência da localização e do mês do ano	Z₂	h/d
Factor da tabela 6-3, influência do desvio do plano horizontal	Z₃	-
Factor da tabela 6-4, influência da temperatura	Z₄	-
Perdas totais das linhas, de conversão e desajuste	V	-
Excesso no verão	VE	KWh/d
Reserva no Inverno	IR	KWh/d

Determinação do excesso de produção no Verão e da reserva no Inverno do sistema fotovoltaico

Em Portugal, o dimensionamento de uma instalação autónoma típica conduz geralmente a um excesso de energia no Verão. Para a optimização energética e económica do sistema, é calculado o excesso do Verão e a reserva do Inverno. O nível destes valores deve ser acordado com o utilizador do sistema, permitindo então determinar o consumo efectivo. Para este efeito, os valores médios diários dos meses mais representativos, são utilizados para determinar a energia produzida pelo sistema fotovoltaico. O excesso do Verão **VE**, é o resultado da diferença entre a energia média eléctrica produzida e o consumo diário de energia **W_{verão}** no Verão: **VE = E_{verão real} – W_{verão}** em **kWh/dia**.

A reserva do Inverno **IR**, é calculada a partir da diferença entre a energia media diária e o consumo diário de energia **W_{inverno}** no Inverno: **IR = E_{inverno real} – W_{inverno}** em **kWh/dia**.

Exemplo:

Para este exemplo teremos, num determinado lugar situado na Região do Ribatejo, um gerador solar de **0,5 kWp**, com um ângulo de incidência de **45°**, orientado para sul. Na época de Verão, representada pelo mês de Maio, podemos calcular uma energia útil de **0,5 kW x 5,8 h/d x 0,94 x 0,88 x 0,76 = 1,5 kWh/dia**.

Na época de Inverno, representada por Dezembro, apenas teremos disponíveis **0,5 kW x 1,95 h/d x 1,55 x 1,02 x 0,76 = 0,276 kWh/dia**.

As necessidades de **248 Wh/dia** para a pequena casa de férias, podem desta forma ser cobertas. No entanto, a reserva seria apenas de **11 %**. Neste caso, o cliente deveria ser consultado sobre a possibilidade de experimentar o gerador de **0,5 kW** e de, posteriormente, caso venha a ser necessário, aumentar a potência do sistema. Esta possibilidade deverá ser considerada na fase de planeamento do sistema, em termos da flexibilidade da estrutura de fixação e suporte dos módulos, na escolha do controlador de carga e na secção transversal do cabo, por forma a permitir a fácil implementação de uma eventual maior potência no futuro.

No Verão será produzido um excesso de energia considerável: são consumidos **0,656 kWh/dia** e estarão disponíveis **1,5 kWh/dia**, o que corresponde a um aumento de **130 %**. Poderão assim ser alimentados pontos de consumo adicionais e/ou tolerados maiores períodos de consumo dos equipamentos, do que aqueles que foram considerados na fase de dimensionamento.

6.3.4 Descrição sumária do método de cálculo para o dimensionamento de um gerador fotovoltaico, tomando como exemplo a pequena casa de férias

Dados necessários:

- Consumo diário de energia:
No Verão (de Maio a Agosto): **0,656 kWh/dia**
No Inverno (de Novembro a Fevereiro): **0,248 kWh/dia**
- Factor **Z₂** para a radiação horizontal, na localização indicada. Seleccionar o mês com a menor radiação para cada caso (no Verão é Maio, no Inverno é Dezembro):
No Verão (Lisboa, Maio): **Z₂ = 5,80 h/dia**
No Inverno (Lisboa, Dezembro): **Z₂ = 1,95 h/dia**
- Factor **Z₃** para a orientação do gerador fotovoltaico (ângulo de inclinação de 45°, orientado para sul):
No Verão (Maio): **Z₃ = 0,94**
No Inverno (Dezembro): **Z₃ = 1,55**
- Factor **Z₄** tomando em conta a temperatura da célula:
No Verão (Maio): **Z₄ = 0,88**
No Inverno (Dezembro): **Z₄ = 1,02**
- Factor total **V** para as perdas da linha, conversão e desajuste **V = 0,76**

Fórmula para calcular a potência necessária do gerador **P_{PV}**

$$PPV = \frac{\text{consumo diário de energia } W}{Z_2 \times Z_3 \times Z_4 \times V}$$

Tabela 6.4

Estação	Consumo energético diário em kWh/d	Z ₂ em h/d	Z ₃	Z ₄	V	Potência do Gerador em kW _p
Verão (Maio)	0,656 kWh/dia	Z ₂ = 5,80	Z ₃ = 0,94	Z ₄ = 0,88	V = 0,76	0,5
Inverno (Dezembro)	0,248 kWh/dia	Z ₂ = 1,95	Z ₃ = 1,55	Z ₄ = 1,02	V = 0,76	0,5

Para garantir com algum nível de fiabilidade a operacionalidade do sistema no Inverno, precisamos de escolher um gerador de **0,5 kW_p**, mesmo se estiver consideravelmente sobredimensionado para a época do Verão.

6.4 Dimensionamento das secções transversais dos cabos

Para dimensionar as secções transversais dos cabos, deve-se também tomar em conta a extensiva discussão sobre o dimensionamento de cabos que é abordada no capítulo 5. A capacidade das linhas de transmissão da corrente eléctrica e o dimensionamento dos fusíveis, deve seguir o estabelecido na norma **VDE 0298** parte 4.

A secção transversal do cabo pode ser calculada de acordo com a seguinte fórmula:

$$S = \frac{L \times P}{3\% \times U_2 \times \kappa}$$

Tabela 6.5

<i>Parâmetros Eléctricos</i>	<i>Símbolo</i>	<i>Unidade</i>
Comprimento da linha (condutor positivo + negativo)	L	M
Potência transmitida na linha	P	W
Secção transversal do cabo	S	mm²
Condutividade eléctrica (cobre $\kappa_{Cu} = 56$, alumínio $\kappa_{Al} = 34$)		
Perdas percentuais da linha (geralmente 3 %)		%
Tensão do sistema	U	V

No desenho do gerador fotovoltaico, assumimos na secção anterior uma perda de tensão nas linhas de **3 %**. Para cumprir esta condição, deve ser seleccionada uma suficiente secção transversal de linha. O método para o fazer é indicado na figura 6.2:

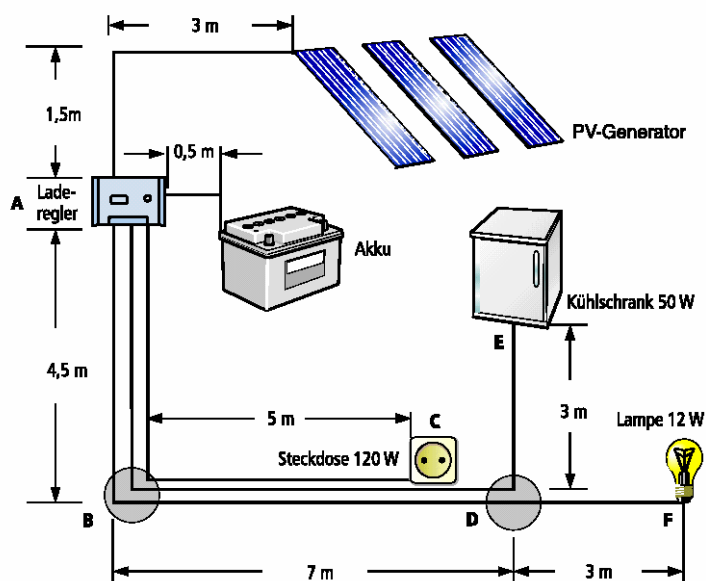


Figura 6.2 - Cálculo do comprimento da linha

Nesta imagem é apresentado um exemplo de um sistema solar com gerador fotovoltaico, controlador de carga, acumulador e três diferentes elementos de consumo. No início, cada ponto de consumo tem a sua própria linha de cabo calculada. Se a instalação for levada a cabo deste modo, cada ponto de consumo será protegido por um fusível, a partir de um quadro de distribuição, situado após o controlador de carga.

No entanto, também seria possível combinar linhas em ligações paralelas, entre as estações **A, B e D** do distribuidor. Neste caso, ao permitir o factor simultaneidade, deve ser acrescentada a secção transversal das linhas que correm em paralelo. O fusível de corte da linha principal e os fusíveis de potência a jusante, são escolhidos em concordância. As respectivas secções transversais podem ser calculadas utilizando a fórmula acima indicada, ou encontradas a partir dos diagramas a seguir apresentados e compilados numa tabela.

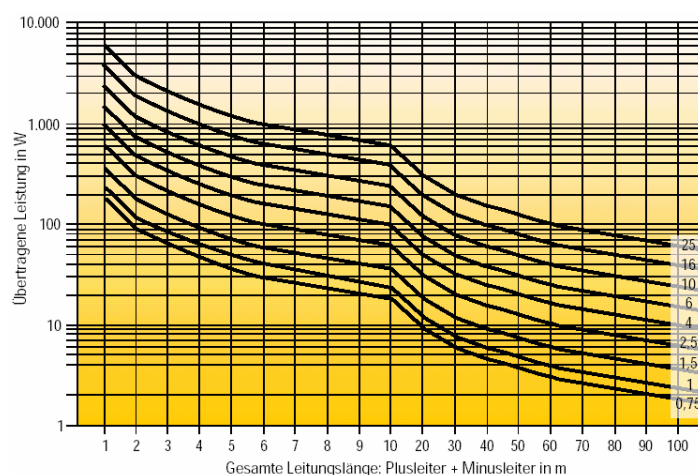


Figura 6.3 - Secções transversais da linha recomendadas num sistema de 12 V: Perdas da linha de 3%

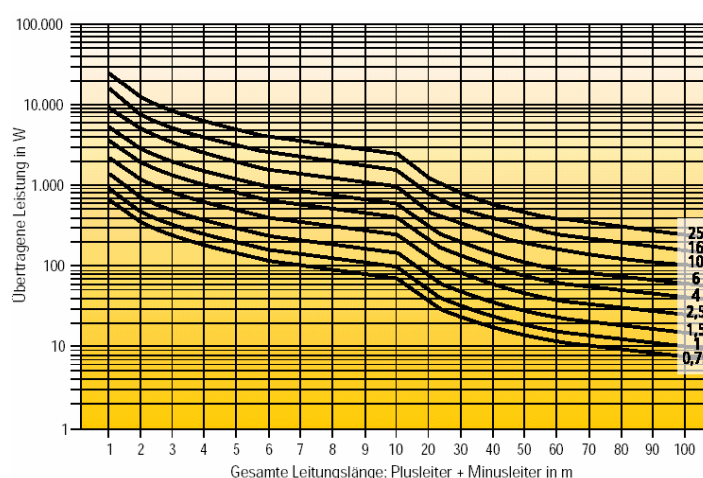


Figura 6.4 - Secções transversais da linha recomendadas num sistema de 24 V: Perdas de linha de 3%

Tabela 6.6 - Determinação das secções transversais da linha numa instalação de 12 V

Cablagem entre:	Comprimento em m (condutores positivo e negativo)	Componentes	Potência de ligação em W	Ø Calculado em mm²	Ø Seleccionado em mm²
Gerador-acumulador		Gerador	500	20,7	25
Acumulador - A-B-C		Tomada de 10 A	120	9,9	10
Acumulador -A-B-D-E		Frigorífico	50	6,2	6
Acumulador - A-B-D-F		Lâmpada	12	1,5	1,5
Combinação das linhas A-B e B-D (opcional)					

Tabela 6.7 - Determinação das secções transversais da linha numa instalação de 24V

Cablagem entre:	Comprimento em m (condutores positivo e negativo)	Componentes	Potência de ligação em W	Ø Calculado em mm²	Ø Seleccionado em mm²
Gerador-acumulador	10	Gerador	500	20,7	25
Acumulador - A-B-C	20	Tomada de 10 A	120	9,9	10
Acumulador -A-B-D-E	30	Frigorífico	50	6,2	6
Acumulador - A-B-D-F	30	Lâmpada	12	1,5	1,5
Combinação das linhas A-B e B-D (opcional)					
A-B	10			17,6	16
B-D	14			7,7	10

A capacidade de transmissão da corrente de acordo com a norma **VDE 0298** parte **4**, é feita em camadas separadas e com uma temperatura ambiente inferior a **30 °C**, utilizando as secções transversais de cabo calculadas. Devido ao facto da tensão do sistema, no cálculo da secção transversal do cabo, se encontrar no denominador como um valor quadrático, a duplicação da tensão implica uma redução de $\frac{1}{4}$ da secção transversal. Os custos da cablagem podem assim ser reduzidos, concebendo a instalação para uma tensão do sistema de **24 V**. Contudo, é difícil encontrar cargas apropriadas para tensões de **24 V**, pois são escassas e são significativamente mais caras, do que as aplicações para **12 V**. A tensão que em última análise acaba por ser seleccionada, depende de cada caso individual.

Ressalva importante sobre a cablagem do acumulador– controlador de carga

Este cabo está sob tensão, quer durante a carga quer durante a descarga. A secção transversal do cabo é definida de acordo com a maior carga. A carga máxima acontece, quer na carga do acumulador à potência máxima do gerador, quer ao descarregar o acumulador através dos elementos de consumo, com o maior factor de simultaneidade (coeficiente que representa a probabilidade dos equipamentos eléctricos estarem ligados em simultâneo), na ausência de radiação.

Há cenários de aplicações (por exemplo, em sistemas que são apenas utilizados aos fins-de-semana), nos quais a dimensão do gerador pode ser reduzida significativamente, dado que é capaz de recarregar o acumulador nos dias úteis, por forma a que haja suficiente energia disponível no fim-de-semana (é a seguir apresentado um exemplo representativo). Neste caso, a potência de descarga pode ser maior do que a potência de carga. A secção transversal do cabo deve então ser determinada com base na potência de descarga e no relevante factor de simultaneidade, podendo ser equivalente à soma de todas as secções transversais dos cabos que servem cada ponto de consumo.

6.5 Dimensionamento do acumulador

A tarefa do acumulador é a de compensar a não simultaneidade entre a produção energética e o consumo de energia. Nas nossas latitudes, temos de tomar em consideração as significativas flutuações da radiação. Em consequência, faz sentido prever uma reserva mínima de dois a três dias para os meses de Verão e de três a cinco dias para os meses de Inverno. A capacidade do acumulador é estabelecida em **Ah**. Até agora definimos o consumo energético em **Wh**. Para sermos capazes de estabelecer a relação entre estes dois valores (**Ah e Wh**), convertamos os valores de consumo em **Ah**, ao dividir o **Wh** pela tensão do sistema (por exemplo **12V**).

Exemplo: **656 Wh** corresponde a **656 VAh / 12 V = 54,7 Ah**

Com o objectivo de obter um tempo de vida útil suficientemente longo para as baterias de electrólito ácido (ver capítulo 3), deve-se calcular a capacidade da bateria para uma profundidade de descarga sempre inferior a **50 %** da capacidade nominal da mesma, tal como vem definida pelo fabricante. Desta forma, teremos de seleccionar um acumulador com uma capacidade **Cd** igual ao dobro da capacidade calculada a partir dos valores de consumo. A equação empírica que a seguir é indicada pode ser utilizada para determinar a capacidade do acumulador.

$$C_n = \frac{Z \times W \times F}{U_n}$$

F é um factor para os dias de reserva, **W** é o respectivo consumo médio diário e **Un** a tensão nominal aos terminais do acumulador.

Factor para os dias de reserva

F	Verão
F	Inverno

2-3 dias
3-5 dias

Valor Médio

2,5
4,0

O factor específico que deve ser utilizado para os dias de reserva deve ser discutido com o utilizador.

Evidentemente que precisamos de seleccionar o maior dos dois valores. Mas o valor para o Verão deverá também implicar a disponibilidade de uma reserva que seja suficiente para este período.

À primeira vista, o custo de um sistema de **24 V** é inferior (cerca de **50%**) ao custo de **12 V**. Mas após esta primeira impressão, fica claro que para criar uma tensão de **24 V**, precisamos do dobro das células do acumulador (precisamos de 6 células no sistema de 12 V e de 12 no sistema de 24 V). Em teoria temos os mesmos custos (pois embora tenhamos no sistema de 24 V células com metade da capacidade, precisamos do dobro delas).

6.6 Aplicação de um inversor

Nem todos os aparelhos de consumo estão disponíveis em versões de **12 V** ou de **24 V**. Por vezes é muito dispendioso comprar um novo dispositivo DC, ou então já existe um dispositivo AC e deseja-se continuar a utilizá-lo. Para todos estes casos, pode ser mais interessante a conversão da corrente directa em corrente alternada, para uma tensão de **230 V**. Os detalhes das propriedades dos inversores autónomos que são necessários neste ponto, já foram discutidos anteriormente no capítulo ponto 3. No nosso exemplo da pequena casa de férias, poderia fazer sentido operar o frigorífico através do inversor, uma vez que poderá ser mais fácil encontrar um frigorífico eficiente de **230 V**, para além de que um frigorífico novo de **12 V**, para a mesma capacidade, é normalmente mais caro do que o sobrecusto do inversor. Acresce que no período estival, caracterizado por maiores níveis de produção energética, o inversor permitirá novos tipos de consumos, tais como ferramentas eléctricas.

Seria agora possível comprar um pequeno inversor de **400 W**, com uma tolerância a sobrecargas até **50 %** (o preço para um inversor sinusoidal para esta capacidade é normalmente de 350 EUR), restringindo a utilização a pequenos equipamentos eléctricos, ou optar por um produto significativamente mais potente, com o intuito de abranger outros tipos de aparelhos eléctricos. Assim, uma ou duas tomadas de **230 V** seriam instaladas à saída do inversor e, para os outros aparelhos eléctricos (luz, televisão, bomba de água), seria instalada uma rede de **12 V** ou de **24 V**.

Embora seja possível converter todas as cargas para **230 V**, será necessário ter em atenção que o inversor será mais caro e estará a funcionar muitas vezes em carga parcial, logo sob condições desfavoráveis, reduzindo a eficiência da conversão.

Para grandes comprimentos de linha e sistemas maiores, é recomendado o uso de um inversor central autónomo.



Figura 6.5 - Inversor autónomo

6.7 Sistema híbrido

Temos a consciência de que no Inverno a energia solar disponível poderá ser escassa para a satisfação dos consumos de electricidade da nossa casa de férias, enquanto que no Verão temos a situação inversa. Surge assim a ideia de que a combinação com uma outra fonte de energia, poderá constituir uma boa solução para manter os níveis de produção estáveis.

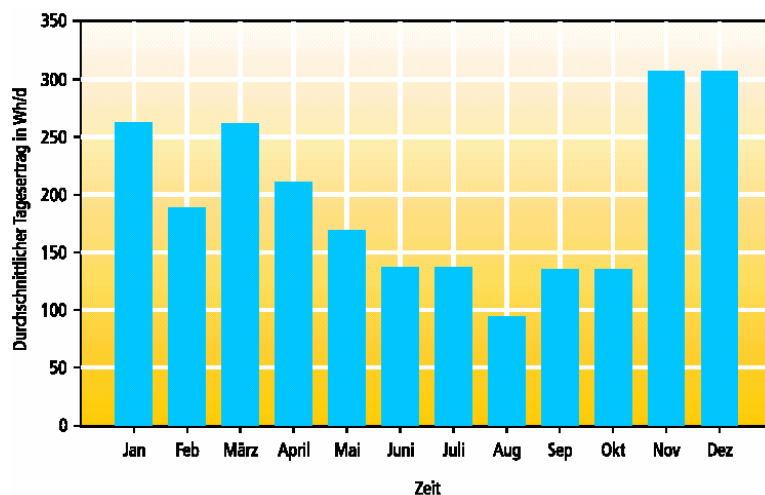


Figura 6.6 - Energia produzida por um pequeno gerador eólico doméstico, com condições favoráveis em termos de localização e com os seguintes dados: Diâmetro do rotor: 1,5 m, Potência a 9 m/s de velocidade: 200 W (aprox.) e Energia libertada: 72 kWh/a (aprox.)

A combinação com um gerador eólico poderá ser uma boa ideia, se existir um espaço sem prédios nem árvores na área circundante, idealmente numa colina exposta. A energia solar e a energia eólica podem com muita frequência complementarem-se entre si. A figura 6.6 mostra que nos meses do Inverno existe, na realidade, uma compensação para a radiação solar disponível.

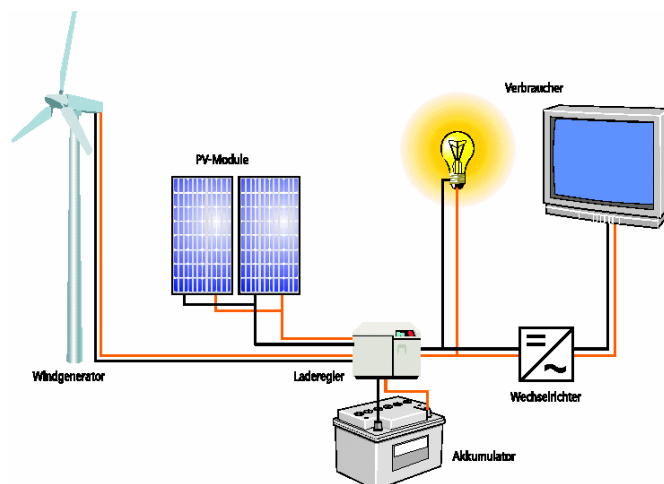


Figura 6.7 - Esquema eléctrico de uma instalação híbrida com gerador eólico

Um pequeno gerador de apoio implica uma menor despesa. A corrente alternada fornecida por este gerador, é utilizada para carregar o acumulador através de um carregador de baterias, caso a radiação solar já não seja suficiente e o acumulador esteja perto do seu nível crítico de carga. O gerador de apoio não deverá ter demasiada potência, para prevenir excessivas correntes de carga e elevados custos de geração e de carga. No nosso caso, consideraríamos uma potência de **0,5 a 2 kW**. A potência em causa poderia ser superior a quatro vezes a potência do gerador solar. Para os operadores do sistema solar mais preocupados com os impactos no meio ambiente, para além dos geradores comuns que trabalham a petróleo, estão disponíveis pequenos geradores por menos de **1.000 EUR**, que funcionam com gás líquido.

Existe uma solução mais elegante para combinar um gerador de apoio nos grandes sistemas: o inversor e o carregador da bateria são combinados numa única unidade (compreendem os mesmos componentes básicos), e o gerador de apoio entrará automaticamente em funcionamento quando for preciso, através de um controlador central. Num sistema como este, para além das falhas de concepção, que podem sempre acontecer, existe a segurança de uma alimentação continua durante todo o ano.

Numa situação ideal, este gerador auxiliar poderia funcionar a partir de fontes de energias renováveis (**óleo vegetal ou gás biológico**). Para além disso, e para melhorar o equilíbrio ecológico, existe a possibilidade de combinar a geração de calor e de electricidade (**CHP**): o calor desperdiçado na combustão do motor seria utilizado para efeitos de aquecimento.

7 SOFTWARE E PROGRAMAS DE SIMULAÇÃO PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

7.1 *Uso de software e de programas de simulação*

Existe um amplo leque de aplicações fotovoltaicas, onde é possível utilizar software e programas de simulação. No planeamento, estes meios permitem resolver problemas de dimensionamento e levar à optimização dos sistemas fotovoltaicos. Os programas de simulação permitem verificar valores de tensão limiar de condução e estados operacionais, e simular o funcionamento de um sistema para diferentes configurações. Estes programas são frequentemente utilizados no ensino académico, e na formação de projectistas e de instaladores. Os programas de simulação têm também sido um importante instrumento de trabalho nas áreas de investigação e de desenvolvimento, promovidas pelos fabricantes de componentes. Se o objectivo consiste em melhorar, optimizar ou desenvolver novos componentes e novos conceitos de sistemas, o software de simulação é sempre uma opção válida.

Muitos Engenheiros ou Projectistas que trabalharam durante largos períodos com módulos fotovoltaicos e inversores específicos, tendo desta forma adquirido uma forte experiência acumulada, terão com certeza importantes referências sobre o dimensionamento dos sistemas. Contudo, terão dificuldades em resolver problemas mais complexos sem a ajuda de programas de desenho e de simulação.

O desenho dos sistemas fotovoltaicos ligados à rede eléctrica pública, não é uma tarefa fácil, contrariamente ao que poderá parecer numa primeira apreciação. Cada inversor tem o seu próprio raio de acção **MPP** no lado DC. Ao mesmo tempo, cada inversor tem os seus próprios valores limite de corrente e tensão, definindo assim o campo de operação permitido para o equipamento. Os módulos têm de ser ligados de modo a que os componentes eléctricos do sistema (gerador fotovoltaico e inversor) sejam compatíveis entre si. Por este motivo, para cada módulo fotovoltaico particular, as configurações de instalação eléctrica irão depender do inversor instalado. A questão começa assim a ficar interessante. Qual destas configurações tem a maior eficiência? Qual é a solução mais prática do ponto de vista económico? Estas são questões para as quais os métodos empíricos e a experiência muitas vezes não são suficientes.

Quais são as tarefas que podem ser executadas por um programa?

O principal objectivo de um programa consiste em dar apoio na concepção dos diferentes sistemas fotovoltaicos.

Os resultados da simulação podem ser fundamentais na apresentação do orçamento e do projecto ao cliente (venda e marketing). Os investidores potenciais e os operadores de sistemas fotovoltaicos, irão querer saber qual a solução ideal para o sistema, a eficiência global do sistema (estimativa da energia produzida, viabilidade económica de cada uma das soluções técnicas propostas, ...) e o nível de redução de emissões. A determinação prévia da energia produzida e da redução das emissões, bem como o cálculo dos indicadores económicos, que são alguns dos aspectos positivos dos sistemas fotovoltaicos, proporcionam normalmente fortes argumentos do ponto de vista comercial.

Inicialmente, o orçamento, o planeamento e o desenho dos sistemas eram frequentemente baseados nos exemplos do passado e na experiência. Hoje é possível poupar tempo e dinheiro com a utilização apropriada dos computadores. Para além do rigor dos resultados, o dimensionamento do sistema e a previsão da energia produzida podem ser rapidamente calculados. Cada solução poderá assim ser simulada por forma a ser encontrada a melhor escolha do ponto de vista energético, económico e ecológico. Alguns programas compilam o esquema da instalação, as características e os resultados dos cálculos num relatório pronto para ser impresso.

No entanto, a simulação não substitui o desenho nem a estimativa da energia produzida nas fases preliminares por parte de um técnico. Para além do poderoso programa de simulação, é necessário o conhecimento de um especialista, no sentido de se poder obter resultados de simulação que sejam realistas. Só desta forma será possível conseguir-se a optimização de grandes ou complexos sistemas.

A qualidade dos resultados da simulação depende do rigor dos parâmetros introduzidos e do método de simulação utilizado. Se forem introduzidos dados errados num computador, o resultado será uma série

impressionante de dados que não fazem qualquer sentido. Os resultados da simulação devem ser avaliados de forma crítica e não se deve confiar neles cegamente. É importante escolher o programa certo para cada tarefa particular, dado que o tempo dedicado à aprendizagem do programa não servirá de nada se o programa não for adequado para a tarefa que tivermos em mente.

7.2 Avaliação dos resultados da simulação

Enquanto que na maioria dos países industrializados os sistemas fotovoltaicos com ligação à rede estão fortemente difundidos, nos países em vias de industrialização são predominantes os sistemas fotovoltaicos autónomos.

A ocorrência de erros de desenho num sistema ligado à rede, afecta substancialmente a funcionalidade do sistema e a viabilidade económica do projecto.

Nos sistemas autónomos, o mau dimensionamento resulta em falhas grosseiras do sistema. Uma das consequências directas mais frequentes, é o envelhecimento prematuro das baterias. No caso de se verificar o sobredimensionamento do sistema, levará a maiores custos de investimento, os quais poderão ser muito significativos.

A utilização de programas de simulação poderá evitar estes diferentes tipos de problemas. No entanto, há que ter a noção de que o leque de erros que podem resultar da utilização de programas de simulação, também pode ser significativo. O primeiro passo deve sempre consistir na completa caracterização do sistema que está a ser simulado. A introdução de dados incorrectos e os respectivos cálculos com resultados errados, são frequentes nos programas complexos, sobretudo no caso dos utilizadores inexperientes.

Alguns programas como o **PV*SOL** e o **PVS**, fazem a validação dos principais parâmetros introduzidos, mas não garantem que todos os erros sejam evitados. O **SolEm**, por exemplo (à semelhança do processo de validação dos dados de entrada), proporciona perspectivas adicionais sobre a frequência de particulares estados de funcionamento, permitindo que se reconheçam rapidamente situações de sobredimensionamento.

Os algoritmos dos programas podem apresentar cálculos insuficientes, o que por sua vez também pode causar falsos resultados. É fácil entender porque é que os programas de computador originam erros - apenas temos de pensar no volume de sistemas operacionais ou nos aplicativos do "Office", que têm centenas de programadores envolvidos no seu desenvolvimento. Em comparação, os programas de simulação de sistemas solares são desenvolvidos por um técnico ou por pequenas equipas de trabalho.

O reduzido número de unidades vendidas, a ausência de reclamações dos erros que ocorrem e a pressão na manutenção do preço de venda, impedem maiores desenvolvimentos e revisões depois do lançamento do software. As dificuldades iniciais (tais como o colapso do programa) encontram-se hoje resolvidas, tendo sido concluído também um trabalho de validação dos programas.

No entanto, o resultado dos programas de simulação deverá ser sempre comparado com anteriores resultados. Para os sistemas com ligação à rede, o rácio de performance **PR** ou a energia anualmente produzida em função da potência instalada **E** (em **kWh/kWp**), proporciona uma boa referência (ver capítulo 5). Estes parâmetros de avaliação estão disponíveis na maioria dos programas. Para os sistemas fotovoltaicos em Portugal, o rácio de performance deve ser maior do que **1,1** e a energia anualmente produzida deve ser superior a **1.100 kWh/kWp**. Contudo, uma inclinação desfavorável do sistema (na integração em telhados ou nas fachadas), ou a presença de sombras, afectam a quantidade de energia que é possível gerar. Neste caso, se os resultados forem significativamente superiores a **1.500 kWh/kWp** ou significativamente inferiores a **500 kWh/kWp**, poderá assumir-se que os valores introduzidos estão incorrectos, ou que o desempenho do sistema é largamente prejudicado pela envolvente.

Os resultados do cálculo para sistemas fotovoltaicos autónomos, são mais difíceis de conferir. Neste caso, os resultados podem ser comparados, através de regras empíricas que se baseiam na relação entre o gerador fotovoltaico, o acumulador de energia e as cargas (ver capítulo 6), ou então com base na experiência adquirida nos anteriores sistemas instalados.

7.3 Simulação de sombreamentos

No programa dos “1.000 telhados” que foi promovido na Alemanha, o sombreamento foi responsável por mais de **30 %** das perdas de energia nos sistemas fotovoltaicos. O efeito do sombreamento da superfície do módulo acaba geralmente por provocar perdas que são sempre superiores ao que inicialmente estava previsto (ver capítulos 4 e 5). A análise de sombreamentos é assim factor crítico nas simulações dos sistemas fotovoltaicos.

Por outro lado, a qualidade de cada programa varia consideravelmente. Enquanto que no **SOLDIM** e no **GOMBIS** as perdas de sombreamento são estimadas pelo utilizadores, nos programas **PVS** e **PV*SOL** a sombra horizontal pode ser introduzida graficamente. No entanto, é assumido que a sombra cobre por igual todo o gerador fotovoltaico. Podem ser realizados cálculos similares para as perdas de radiação solar utilizando o programa **SUNDI**.

Os programas **PVSYST** e **Pvcad**, permitem uma análise tridimensional do sombreamento que pode ainda ter em conta os seus contornos não homogêneos. Contudo, esta maior precisão implica uma descrição mais complexa da área circundante e a possibilidade da ocorrência de erros.

7.4 Análise geral do mercado e classificação dos programas de simulação

Com o intuito de oferecer um panorama geral do mercado, os programas de simulação podem ser classificados de acordo com os métodos de programação e de cálculo.

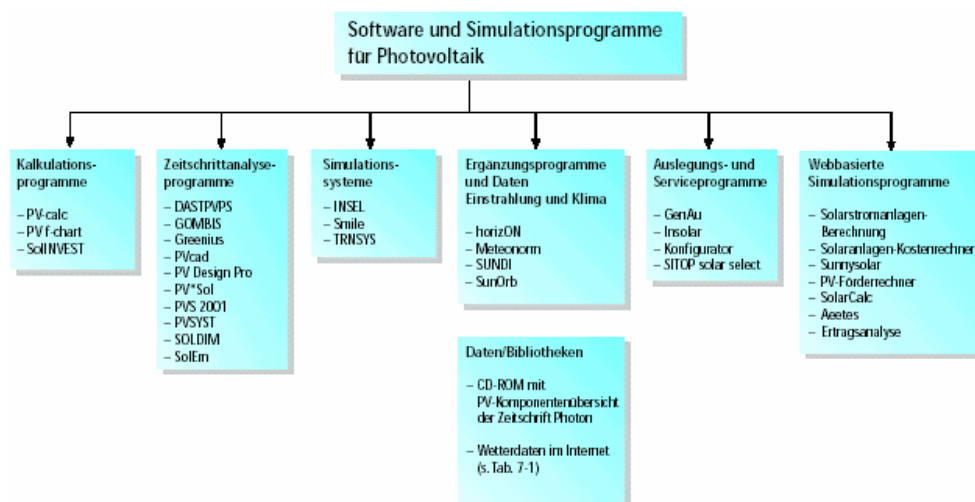


Figura 7.1 - Classificação do software e dos programas de simulação para sistemas fotovoltaicos

O método de programação determina a precisão, os dados a introduzir, a flexibilidade, o âmbito de aplicação, a velocidade de processamento (actualmente já não é um problema, graças aos computadores cada vez mais potentes) e o custo do programa. Quanto maior for a flexibilidade de um programa, maior será o número de solicitações ao utilizador.

7.5 Descrição dos programas

Na presente secção será apresentada uma selecção dos programas mais importantes de simulação que se encontram disponíveis. Para além da informação geral sobre o programa, é discutido o campo de operação, a facilidade de uso e as principais características do programa. São também apresentados exemplos sob a forma de imagens de ecrã (imagem da interface do software com o utilizador), com o objectivo de se dar uma impressão visual do programa.

Na maioria dos programas, uma versão de demonstração gratuita está disponível e pode, nalguns casos, ser conseguida a partir da Internet. Na escolha do programa de simulação, são factores importantes o tipo de aplicação solar, o âmbito de intervenção ou o campo de aplicações do programa. É importante definir qual o tipo de sistema ou a configuração do sistema que desejamos simular: sistema montado no telhado, sistema integrado no telhado, sistema autónomo, sistema híbrido fotovoltaico, sistema fotovoltaico para bombagem de água ou se um sistema ligado à rede.

Os dados do programa, os parâmetros, os dados meteorológicos e dos componentes, os detalhes da meio envolvente do sistema e finalmente o âmbito de intervenção, devem ser obtidos das breves descrições e das tabelas. Os populares programas **PV*SOL**, **PVS** e **SolEm**, são tratados em maior detalhe, ainda que nenhum destes possua uma interface CAD (Desenho Assistido por Computador).

Com a crescente integração da tecnologia fotovoltaica nos edifícios, os programas que oferecem as facilidades CAD, como é o **PVcad**, virão a ser utilizados com maior frequência. Por este motivo, os fabricantes de módulos são chamados a disponibilizar os ficheiros CAD dos módulos nos respectivos sites da Internet.

7.5.1 Programas de cálculo

A primeira categoria compreende o grupo constituído por programas de cálculo ou de análise elementar. Estes programas são baseados em métodos estatísticos, em combinação com cálculos simples. Na maioria dos casos, os resultados são baseados em valores mensais. Os programas de cálculo são orientados por aplicação e fornecem resultados de forma expedita. No entanto, em geral são menos flexíveis e podem ser apenas utilizados para sistemas standard. O programa americano **PV F-chart** e o simples programa de cálculo em DOS, **PV-calc**, não são abordados com profundidade por serem pouco utilizados. No capítulo 6 é apresentado um programa que permite dimensionar simples sistemas autónomos. Devido à sua estrutura simplificada, os processos de computação são adequados para o seu uso nos programas de simulação baseados na internet (ver capítulo 7).

7.5.2 Programas de simulação por passo de tempo

Os programas de simulação por passo de tempo, são amplamente utilizados devido ao seu largo âmbito de aplicação. Estes programas utilizam modelos que pretendem reproduzir, o mais fielmente possível, o sistema real. O comportamento do programa é calculado com base em séries temporais de dados meteorológicos, que normalmente têm uma resolução definida em intervalos de uma hora. Os modelos foram implementados para vários componentes, tal como módulos fotovoltaicos, inversores, baterias e cargas, permitindo obter numerosas variantes do mesmo sistema.

Este sistema é simulado em intervalos de uma hora ou inferiores a uma hora, utilizando dados de irradiação solar, de temperatura e, caso se aplique, valores de consumo para um período típico simulado (normalmente um ano). Estes programas requerem mais tempo de processamento do que os programas de cálculo. Contudo, a crescente capacidade de processamento dos últimos computadores, implica que esta desvantagem deixou de fazer sentido. Os programas de simulação por passo de tempo são consideravelmente mais flexíveis do que os programas de cálculo. No entanto, a simulação por passo de tempo também tem os seus limites, devido aos métodos implementados. Para simular novas configurações de um sistema ou investigar parâmetros muito específicos, normalmente não existe outra opção do que especificar o sistema no programa de simulação.

DASTPVPS

O dimensionamento ideal de um sistema fotovoltaico de bombagem de água é um assunto complexo. Como resultado foi desenvolvido o software para PC **DASTPVPS** (Instrumento de Desenho e Simulação para Sistemas fotovoltaicos de bombagem de água).

O **DASTPVPS** é um pacote de software utilizado para dimensionar, simular e identificar defeitos nos sistemas fotovoltaicos para bombagem de água. O programa foi desenvolvido na Universidade de Bundeswehr (Universidade Federal das Forças Armadas) em Munique, na Alemanha.

O pacote **DASTPVPS** compreende cinco módulos: treino, dimensionamento, simulação AC, simulação DC e diagnóstico. O programa permite dimensionar, em conjunto com a tubagem, o gerador fotovoltaico, o inversor (quando aplicável), o motor AC ou DC, o parafuso excêntrico ou o êmbolo da bomba, assim como simular o sistema fotovoltaico para bombagem de água em geral.

O módulo de treino é utilizado para explicar o modo básico de funcionamento de um sistema fotovoltaico. O módulo de dimensionamento ajuda o Engenheiro a dimensionar o sistema mais adequado. No módulo de simulação AC, o comportamento operacional de um sistema fotovoltaico AC de bombagem de água é calculado para várias configurações e dados de irradiação. O módulo de simulação DC permite a simulação de sistemas DC de bombagem de água com ligação directa ao gerador solar (sem controlador **MPP**). O módulo de diagnóstico oferece a possibilidade de análise do sistema e de validação dos resultados. Estes últimos são expostos sob a forma de gráficos e de tabelas.

O **DASTPVPS** inclui uma extensa biblioteca de dados de irradiação, de módulos fotovoltaicos e de grupos motor/bomba. Mas o utilizador pode também introduzir os seus próprios dados directamente na base de dados de componentes. O **DASTPVPS** é uma aplicação suportada pelo sistema operativo DOS, mas que pode correr em Windows.

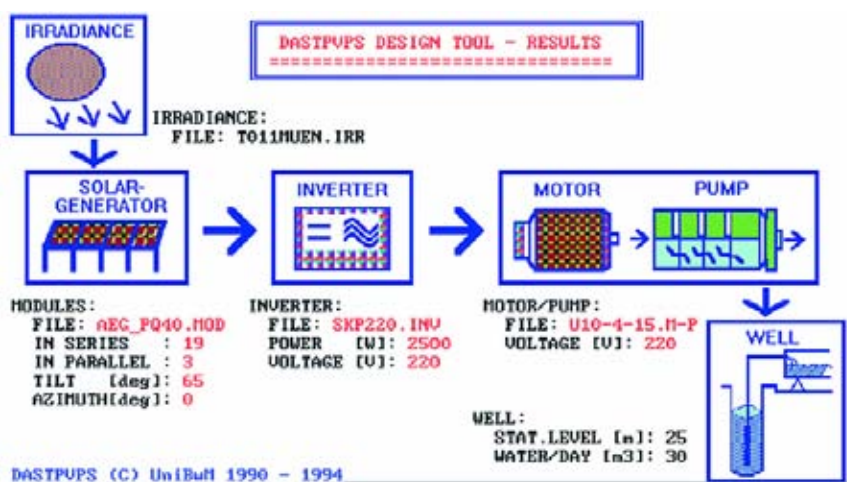


Figura 7.2 - Resultados do dimensionamento no **DASTPVPS**

Greenius

O programa de simulação **Greenius** está disponível no mercado desde Julho de 2002. O programa está a ser desenvolvido pelo Centro Aeroespacial Alemão, DLR (Deutsches Zentrum für Luft – und Raumfahrt e.V.), no seu posto “Plataforma Solar de Almería” em Espanha, sendo subsidiado pelo programa Altener da União Europeia. Este programa de simulação é principalmente aplicado nos projectos de grandes centrais de produção com base em fontes de energia renováveis. À semelhança dos sistemas fotovoltaicos, o programa também pode simular parques eólicos e vários tipos de centrais solares termoelectricas.

No **Greenius**, a central produtora é definida a partir dos respectivos dados de localização e dos parâmetros tecnológicos e económicos. Pode aceder-se aos dados de diferentes locais a partir da base de dados meteorológica do **Greenius**. Alternativamente, pode ser completada com dados meteorológicos pessoais. As simulações técnicas ocorrem por períodos de um ano com intervalos de uma hora e mostram, por exemplo, a potência fornecida pela central a cada hora.

Para além de simulações técnicas, podem ser executados extensivos cálculos económicos. Isto faz do **Greenius** um importante instrumento para desenhar e planear projectos de centrais produtoras baseadas em fontes de energia renováveis. O programa inclui ainda um aplicativo que permite dimensionar sistemas fotovoltaicos com ligação à rede pública eléctrica.

O programa foi concebido para projectistas que para além do detalhe dos resultados técnicos, procuram também análises económicas baseadas em indicadores chave que resultem de extensas análises do fluxo de caixa. Em comparação com os restantes programas, o cálculo da eficiência económica é dos

mais versáteis. Estão disponíveis numerosas interfaces para exportar resultados e gráficos para outras aplicações Windows.

O **Greenius** permite comparações entre tecnologias para diferentes fontes de energia renováveis, o que o torna um programa particularmente apropriado para empresas de projectistas que se concentram no mercado internacional. Uma versão de baixo custo do programa está disponível para fins de formação. O **Greenius** está, até agora, apenas disponível em inglês. O próximo lançamento está actualmente em desenvolvimento.

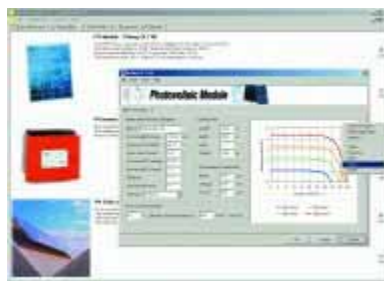


Figura 7.3 - Especificações de uma instalação fotovoltaica no **Greenius**

PV-DesignPro (Solar Studio Suite)

O programa de simulação **PV-Design Pro** compreende três variantes, nomeadamente para a simulação de sistemas autónomos, de sistemas com ligação à rede e de sistemas fotovoltaicos para bombagem de água.

Para os sistemas autónomos, podem ser integrados no sistema fotovoltaico um gerador de apoio e um gerador eólico, sendo feita uma análise de sombreamentos. O sistema pode ser optimizado através da variação dos parâmetros individuais, e efectua cálculos detalhados para a obtenção de dados operacionais e das curvas características. As extensas bases de dados climáticas e de componentes (módulos) também deixam um pouco a desejar.

O programa de simulação **PV-Design Pro** está incluído no **Solar Studio Suite**, bem como programas de cálculo de sistemas solares térmicos, aplicativos para o cálculo da posição do sol e dados meteorológicos. Apesar do **Solar Studio Suite** ser um dos programas mais completos deste panorama, o seu preço supera largamente a maioria dos produtos da concorrência. Para os utilizadores que se sentem confortáveis com a versão inglesa, o pacote de programas do Hawai será uma boa alternativa às opções Europeias.

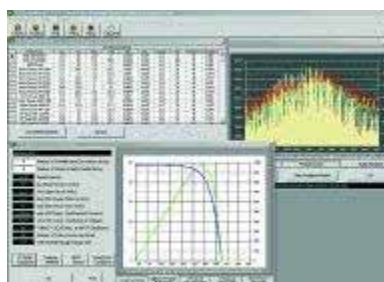


Figura 7.4 - Gráfico das curvas características para uma determinada instalação fotovoltaica no **PV-DesignPro**

PVS

O **PVS** foi desenvolvido no Instituto Fraunhofer de Sistemas de Energia Solar em Freiburg e é comercializado a partir de Freiburg (Alemanha), pela empresa Econcept. O **PVS** é um programa profissional controlado por um menu, que permite simular e dimensionar sistemas fotovoltaicos ligados à rede, assim como sistemas autónomos.

No **PVS** pode ser observado, com a ajuda dos resultados da simulação, a influência que as variáveis de entrada (irradiação, temperatura do módulo e consumo) têm no comportamento operacional do sistema. É ainda possível observar as principais interdependências: o método de operação do gerador solar e a função do sistema de controlo.



Figura 7.5 - Principal menu do PVS para a simulação de sistemas com ligação à rede

O comportamento dos componentes do sistema é descrito através de modelos de eficiência, que estão caracterizados por um número reduzido de parâmetros que precisam de ser especificados pelo utilizador. Podem ser simuladas configurações típicas do sistema tais como sistemas DC, sistemas AC com ou sem gerador de apoio e sistemas com ligação à rede. Para os sistemas autónomos pode, por exemplo, ser definida a rejeição de carga e visualizada a frequência da distribuição dos níveis de carga da bateria.



Figura 7.6 - Menu da base de dados dos módulos no PVS

Nas bases de dados dos módulos fotovoltaicos e dos inversores, podem ser acrescentadas as características de novos produtos. Actualmente existe um número limitado de módulos e inversores integrados no programa. Os dados mais recentes dos componentes (actualmente só existe uma base de dados de módulos), podem ser periodicamente actualizados através de uma base de dados disponível na Internet.

É possível introduzir dois campos fotovoltaicos com diferente orientação. No entanto, só é possível utilizar um tipo de inversor por sistema. No processo de dimensionamento, todos os valores introduzidos para cada parâmetro são analisados e confirmados. Se o inversor e o gerador fotovoltaico estiverem incorrectamente dimensionados, surge uma mensagem de erro.

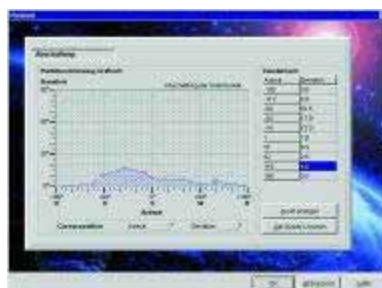


Figura 7.7 - Editor de sombras no PVS

Os dados de entrada necessários para a simulação da irradiação são fornecidos pela aplicação lógica que processa a radiação e que está integrado no **PVS**. Para além dos valores médios mensais calculados a partir da irradiação diária, são ainda necessários dados de temperatura. Esta informação é fornecida pela base de dados que integra o software.

Também está integrada uma ferramenta que permite comparar as variações que resultam de diferentes ângulos de inclinação. Para tomar em consideração o sombreamento, é disponibilizado um editor de sombras. Este componente permite introduzir o contorno da sombra utilizando o cursor. Como característica adicional, pode otimizar-se o espaçamento entre as várias filas de módulos nos sistemas inclinados.

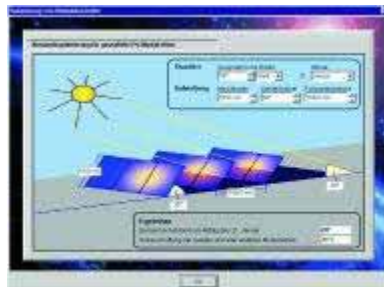


Figura 7.8 - Optimização do espaço para sistemas inclinados

O software é completado com um menu para o cálculo da eficiência económica do sistema. Neste cálculo são considerados os subsídios e a tarifa especial de venda de energia eléctrica para a rede. Os resultados são impressos em três formatos: sob a forma de um relatório resumido, de uma apresentação detalhada e de uma representação do comportamento do sistema. Para além disso, oferece ainda a possibilidade de comparar diferentes sistemas. A viabilidade económica é demonstrada num relatório. Posteriormente, é possível armazenar os valores da simulação horária num ficheiro **ASCII**, permitindo maiores avaliações com outras aplicações lógicas.

Está actualmente em desenvolvimento uma nova versão, sendo antecipada uma nova estruturação do núcleo do programa e o aperfeiçoamento do subprograma que simula os sistemas fotovoltaicos autónomos. O maior enfoque será o modelo da bateria, tendo em conta os modos de funcionamento, o seu comportamento ao longo da sua vida útil, as perdas e os sistemas de controlo, para além da integração de uma análise e de uma optimização automática de custos, com a capacidade de auto-configurar complexos sistemas autónomos.

PV*SOL

O **PV*Sol** é um programa de simulação por passo de tempo que se tornou largamente utilizado e que foi desenvolvido pela empresa Dr. Valentin Energie Software GmbH de Berlim, que também desenvolveu o conhecido programa **T*SOL** para sistemas solares térmicos. O **PV*SOL** permite o desenho e a simulação de sistemas fotovoltaicos com ligação à rede e de sistemas autónomos. Nos últimos anos, este programa tem sofrido melhoramentos constantes, atingindo um nível funcional que faz dele uma ajuda extremamente útil para os profissionais que trabalham com o fotovoltaico.

Com o seu expedito instrumento de desenho, o programa permite o fácil dimensionamento, fornecendo os principais resultados da simulação a uma velocidade impressionante. Os utilizadores mais entendidos beneficiam das diversas funções que o programa oferece para a optimização dos sistemas. Neste programa são considerados aspectos tais como os efeitos da temperatura, da variação do erro de cálculo e da dispersão dos dados característicos.



Figura 7.9 - Menu principal para a simulação de sistemas fotovoltaicos com ligação à rede no PV*SOL

O sistema fotovoltaico a simular pode ser subdividido em vários campos fotovoltaicos com diferente orientação, tendo diferentes módulos e inversores. O programa permite simular todos os diferentes tipos de conceitos de sistema (inversor central, de fileira ou modular). Tal como no **PVS**, é possível realizar uma análise de sombreamentos, ainda que nas situações de sombreamentos mais complexos, a sua precisão não esteja ao nível do **PVcad** nem do **PVSYST**. Os objectos predefinidos com projecção de sombra disponíveis a partir do editor de sombras **PV*SOL**, são sempre de grande ajuda. Depois de introduzir os parâmetros destes objectos, a silhueta da sombra é desenhada automaticamente.

Num cenário livre da presença de sombras, podem também esperar-se resultados realistas, uma vez que é considerado o comportamento dos módulos fotovoltaicos e dos inversores para situações de carga parcial. Os factores da temperatura podem ser permitidos, utilizando um modelo dinâmico de temperatura. Após a simulação é possível, por exemplo, mostrar o gráfico da temperatura para um módulo não ventilado, num determinado dia.

Na simulação são considerados os vários factores de perdas do sistema fotovoltaico, tais como os erros por desajuste, a temperatura, as perdas na linha e nos díodos, e o albedo. O **PV*Sol** faz a verificação dos dados introduzidos, o que permite detectar dados incorrectos e alertar nesse sentido o utilizador.

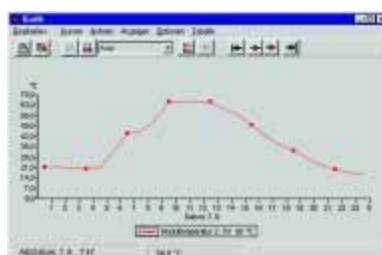


Figura 7.10 - Gráfico da temperatura para um módulo num dia de verão



Figura 7.11 - Mensagem de erro para um erro de desenho

Quando se selecciona um inversor, e se assim o desejarmos, apenas serão mostrados os modelos que são apropriados para o módulo escolhido e a correspondente instalação eléctrica. Uma vasta e actualizada biblioteca está disponível para a selecção dos componentes. Esta biblioteca inclui, aproximadamente, 500 tipos de módulos, 200 inversores e vários tipos de acumuladores e de cargas pré-definidas. À semelhança da base de dados dos componentes, existem bases de dados com diversos perfis de consumo, tarifários da electricidade e modelos de venda da energia eléctrica injectada na rede. É extremamente fácil especificar os perfis individuais de consumo utilizando o disponível e bem concebido menu.



Figura 7.12 - Menu de definição do perfil da carga

Estão integrados no programa cerca de 250 conjuntos de dados meteorológicos de locais Europeus. Podem ainda ser carregados módulos adicionais de dados meteorológicos. Todas as bases de dados podem ser editadas para futuras actualizações. Assim, o **PV*Sol** permite o cálculo das mais comuns variáveis de avaliação de sistemas fotovoltaicos, bem como a extensa apresentação dos resultados sob

a forma de relatórios e de gráficos. Os resultados podem ser visualizados em tabelas e gráficos com resoluções definidas para intervalos inferiores a uma hora.



Figura 7.13 - Apresentação de resultados no PV*SOL

Os resultados da simulação podem ser fornecidos sob a forma de um extenso relatório de projecto ou processados noutras aplicações. O **PV*SOL** permite ainda cálculos exaustivos ao nível da análise económica, tendo em conta todos os possíveis subsídios, tarifários e modelos de venda da energia eléctrica injectada na rede. Calcula ainda as emissões de gases poluentes para a atmosfera. O programa tem uma interface directa com o programa **METEONORM** para a síntese dos dados meteorológicos e com o programa **horizOn** para o cálculo da linha do horizonte.

O **PV*SOL** está disponível numa “Versão N” simplificada, que serve unicamente para simular sistemas fotovoltaicos com ligação à rede. A versão “Profissional” contém, para além desta unidade de simulação, os modelos e bibliotecas para a simulação de sistemas fotovoltaicos autónomos. Está também disponível uma versão multilíngue do **PV*SOL**, onde é possível mudar livremente a língua, mesmo durante o funcionamento da aplicação.

PVSYST

A extensa funcionalidade do **PVSYST**, que é constantemente submetido a novos desenvolvimentos pela Universidade de Génova, faz dele um dos mais potentes e completos programas desta análise. Contudo, o **PVSYST** é também relativamente difícil de utilizar.

A versão actual não só é mais acessível para o utilizador, como também tem um melhor desempenho. O **PVSYST** funciona agora numa “perspectiva multinível”. Existem diferentes níveis de aplicação com diferentes funcionalidades que correspondem aos variados grupos de utilizadores, tais como Arquitectos, Engenheiros e Cientistas, com as suas diferentes expectativas e conhecimentos.

O programa oferece um largo leque de funcionalidades, dos quais se destaca o instrumento tridimensional para o cálculo do sombreamento, a possibilidade de importar dados de medição para comparar directamente os valores medidos e os valores simulados, e uma caixa de ferramentas para a geometria solar, a meteorologia e o comportamento operacional do sistema fotovoltaico. Pretende-se que o próximo lançamento do **PVSYST** (versão 3.2), também simule módulos solares amorfos.

O programa está apenas disponível em Inglês e Francês. Uma característica agradável para o utilizador, consiste no suporte “on line” (em ligação com a rede de transmissão de dados), linha que permite contactar o autor do programa directamente via e-mail, assim como participar num fórum “on line” para utilizadores. Para efeitos de teste, pode ser conseguida a versão total do programa pela Internet. Esta versão pode ser testada por um período máximo de dez dias.

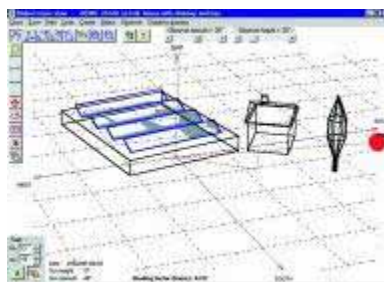


Figura 7.14 - Interface gráfica do usuário para a análise tridimensional do sombreamento com o PVSYST

Para além da simulação de sistema autónomos com geradores de apoio e sistemas com ligação à rede, o **PVSYST** é também capaz de fazer análises especiais. Pode ser utilizado para calcular as curvas características dos módulos fotovoltaicos quando existe sombreamento parcial, o que permite, por exemplo, determinar a carga térmica dos módulos solares. Para além disso, para efeitos de simulação, é possível determinar e expor numerosos parâmetros, tais como dados meteorológicos, tensões e correntes eléctricas, quantidades de energia e desempenhos. O **PVSYST** permite também a análise tridimensional da sombra.

SOLDIM

O programa **SOLDIM** pode ser utilizado para a concepção de sistemas fotovoltaicos autónomos e de sistemas com ligação à rede. O **SOLDIM** integra módulos **STASYS** e **IN-GRID**, bem como bases de dados e ferramentas para suporte. O **IN-GRID** foi desenvolvido para o planeamento e a análise económica de sistemas fotovoltaicos ligados à rede. O Módulo **STASYS** pode ser utilizado para o desenho de sistemas fotovoltaicos autónomos.

O **SOLDIM** consiste num híbrido entre um programa de cálculo e um programa de análise por passo de tempo. Para a simulação são utilizados valores médios mensais e alguns valores diários que variam sempre para a hora mais próxima. A rapidez do cálculo, as composições individuais das janelas Windows de introdução de dados, as bases de dados e as listagens dos custos dos artigos, fazem do **SOLDIM** um suporte útil para aquisição e consulta pelo cliente. O programa permite aos utilizadores experimentados fazer cálculos rápidos e fiáveis e comparar várias configurações de sistemas.

Os utilizadores podem comprar o **SOLDIM** como um completo pacote de software ou simplesmente comprar os módulos em separado. Tanto o **SOLDIM** como os módulos que o compõem estão disponíveis em Alemão e em Inglês. Uma nova versão **SOLDIM**, o **Visual PV Studio**, está actualmente a ser desenvolvido em profundidade. Nesta versão, a estrutura modular do **SOLDIM** deverá fornecer um pacote que inclua módulos para o desenho de sistemas fotovoltaicos autónomos, híbridos, para bombagem de água e para sistemas com ligação à rede, assim como uma caixa de ferramentas.



Figura 7.15 - Menu principal do SOLDIM para o cálculo de sistemas fotovoltaicos com ligação à rede

SolEm

O programa de simulação **SolEm** foi apresentado aos profissionais pela primeira vez em Março de 2001. Desde então o programa estabeleceu-se com sucesso no mercado, tendo recebido numerosos prémios.

O **SolEm** proporciona um modo barato e fácil de analisar sistemas fotovoltaicos com ligação à rede. Em contraste com os outros programas apresentados, o **SolEm** está baseado no MS-Excel da Microsoft. A interface entre o Excel e o código fonte VBA, permite que o programa seja transparente e facilmente adaptado pelos utilizadores. O código fonte aberto suporta a ideia de ser um programa de simulação que pode ser personalizado ou melhorado pelo utilizador, como é normal na comunidade Linux. Por este motivo, o **SolEm** fornece assim uma interface ideal para a sua expansão.

A navegação no programa é semelhante à das páginas de internet. Dada a qualidade da interface do programa com o utilizador, os itens do menu são muito intuitivos.



Figura 7.16 - Folha principal de cálculo no **SolEm**

O **SolEm** inclui extensas bases de dados de módulos, de inversores e de estruturas de montagem, com capacidades de expansão e de modificação, bem como funções úteis de busca.



Figura 7.17 - Folha de Trabalho do Gerador Solar no **SolEm**

Actualmente, a base de dados meteorológica compreende mais de cem locais, permitindo a importação de dados meteorológicos de outros locais a partir do **METEONORM** ou de dados de medição.

As funções de desenho permitem três orientações diferentes (número de módulos, área do módulo e produção). Juntamente com o teste da validade dos valores introduzidos, os testes de potência, da corrente e da tensão, facilitam o correcto dimensionamento do sistema. São determinadas e apresentadas a frequência dos diferentes estados operacionais do inversor e a relação inversor-gerador fotovoltaico. O módulo de desenho é capaz de otimizar o sistema através destas ferramentas úteis. O dimensionamento do cabo AC e DC é também facilitado, uma vez que permite a selecção entre a definição da queda de tensão ou da secção transversal do cabo.

Para além do tipo de montagem e do sombreamento horizontal, o **SolEm** também toma em consideração os vários parâmetros operacionais do sistema – desde a temperatura dos módulos e o comportamento para uma carga parcial, até à eficiência dos inversores e às perdas de linha. Consequentemente, a simulação por passo de tempo num sistema fotovoltaico com ligação à rede é neste caso muito precisa. O **SolEm** fornece também considerável informação sobre a qualidade técnica e operacional das configurações do sistema fotovoltaico simulado. É possível escolher entre dois algoritmos diferentes de simulação para calcular a irradiação em superfícies inclinadas. Os resultados são expostos em várias folhas de resultados na forma de gráficos e de tabelas.

A análise económica permite que seja efectuado o prognóstico sobre o balanço da energia solar, os custos de produção da electricidade, a amortização e a taxa de crédito. Neste caso são considerados factores de custo, tabelas de preços, subsídios, tarifários especiais, impostos, entres outros parâmetros financeiros.



Figura 7.18 - Cálculo de viabilidade económica no SolEm

O **SolEm** permite ajudar vários tipos de utilizadores a determinar o desenho e a energia produzida. O **SolEm** torna o desenho do sistema facilmente perceptível e, devido à sua adaptabilidade, pode ser implementado em aplicações de maior complexidade.

7.5.3 Simulação de sistemas

Os programas de simulação de sistemas, são necessários para simular sistemas que vão para além dos limites dos programas de simulação por passo de tempo, ou no caso de se pretender calcular novas variantes de componentes e de sistemas. Estes programas permitem que a simulação individual dos módulos seja definida e implementada nos cálculos. Neste caso, o utilizador define o método de simulação através de uma fórmula ou linguagem de simulação orientada para o diagrama.

O sistema de simulação de sistemas fotovoltaicos mais conhecido é o **INSEL**. O **SMILE**, que foi desenvolvido na TU de Berlim, também entra nesta categoria de programas. Os sistemas fotovoltaicos podem ainda ser simulados com o **TRNSYS**, um sistema de simulação utilizado na simulação da eficiência energética de edifícios e no sector do solar térmico. Os sistemas de simulação utilizados no sector electrónico, como o **PSpice**, também podem atingir bons resultados de simulação se forem introduzidos os circuitos equivalentes das células solares.

No entanto requerem um treino considerável, por forma a que seja possível aproveitar a maioria das vantagens fornecidas, tal como a sua grande flexibilidade. Nos programas profissionais de simulação por passo de tempo com interfaces acessíveis para o utilizador, mesmo utilizadores com pouca experiência com computadores, podem executar a simulação de um sistema em poucas horas. Por outro lado, com os programas de simulação, o período de treino pode alastrar-se durante vários dias ou semanas. Consequentemente, são mais apropriados para efeitos de investigação e desenvolvimento.

INSEL

O ambiente de simulação **INSEL**, que foi desenvolvido na Universidade de Oldenburg, está no mercado há uma década. Uma linguagem de simulação orientada para blocos foi desenhada para o **INSEL**, estando especialmente talhada para simular sistemas que utilizam fontes de energia renováveis. São implementados numerosos modelos no interior dos vários blocos, de células solares, inversores, baterias, geradores eólicos, sistemas para bombagem de água e centrais solares termoelectricas.

Os vários blocos podem ser combinados visualmente com a interface **HP VEE**. O **INSEL** inclui uma base de dados de radiação que contém os valores médios mensais de cerca de dois mil locais em todo o mundo.

O **INSEL** é particularmente apropriado para efeitos de investigação, de simulação de aplicações especiais, de análise detalhada dos resultados das simulações e para profissionais que precisam de considerável flexibilidade.

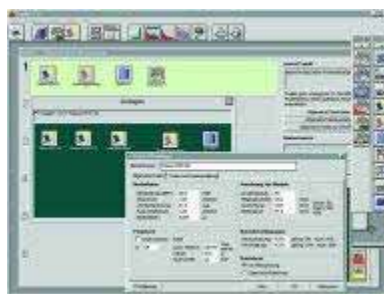


Figura 7.19 - Simulação de um sistema doméstico solar no ambiente de simulação do INSEL

SMILE

A Universidade Técnica de Berlim e a companhia GMD First, têm vindo a desenvolver o ambiente de simulação **SMILE** desde 1990. O **SMILE** é utilizado maioritariamente para simular e otimizar sistemas complexos de conversão energética. O ambiente de simulação **SMILE** inclui uma linguagem de simulação orientada para objectos e fórmulas com capacidade de tradução, um sistema de execução (runtime system), um “solucionador” numérico, uma estrutura de planeamento otimizada e uma biblioteca de componentes. Esta última proporciona um conjunto básico de modelos que descrevem a maioria dos conversores de energia e as suas combinações, e permite ao utilizador reunir, simular e otimizar, um sistema energético segundo o princípio dos blocos estruturais.

A orientação para blocos e fórmulas permite que os vários módulos sejam facilmente integrados e os módulos existentes facilmente expandidos. As áreas de aplicação do **SMILE** estendem-se à utilização da energia solar térmica, ao aquecimento e ar condicionado, à simulação térmica de prédios, às redes hidráulicas e à tecnologia das centrais energéticas. No campo do fotovoltaico, estão implementados vários modelos para os módulos fotovoltaicos e inversores. Contudo, o **SMILE** não possui interfaces gráficas nem descrição dos resultados. Actualmente, o **SMILE** apenas está disponível para as plataformas UNIX. Para um uso não comercial, pode ser gratuitamente disponibilizado através da Internet.

TRNSYS

O **TRNSYS** foi desenvolvido em 1974, no Laboratório de Energia Solar da Universidade de Wisconsin (Madison, USA), tendo vindo a ser melhorado desde então. O **TRNSYS** é hoje em dia líder do mercado entre os sistemas de simulação térmica. Permite a avaliação dos conceitos de racionalização dos consumos de energia e do consumo activo e passivo da energia solar. Apesar da simulação estar focada em sistemas térmicos, o ambiente da simulação **TRNSYS** também permite a inclusão de modelos fotovoltaicos. Contudo, a interface gráfica do utilizador raramente suporta a simulação dos sistemas fotovoltaicos. Dado que o **TRNSYS** requer um grande período de aprendizagem, é apenas recomendado para utilizadores que tenham experiência em sistemas de simulação.

7.5.4 Complemento dos programas e fontes de dados

Estas categorias incluem programas para cálculos de irradiação, para a análise de sombreamentos, bem como bibliotecas de componentes e dados meteorológicos. Os programas de simulação que permitem a introdução de novos dados de localização incluem, por exemplo, o **horizON**, o **METEONORM**, o **SHELL SOLAR PATH** e o **SUNDI**. Estes programas permitem ainda a produção de dados de radiação e descrições dos diagramas da trajectória solar ou a análise de sombreamentos. Dados meteorológicos suplementares podem ser adquiridos “on line”.

horizON

A actual versão **2.0** do **horizON**, é comercializada pela empresa Energiebüro de Zurich. Este programa está focado no cálculo da linha do horizonte e da trajectória solar. Baseia-se em fotografias digitais que são combinadas até ao milímetro, por forma a constituir um panorama de **360°**. O horizonte calculado pode ser impresso com a prática função de impressão, ou exportado para um dos seguintes formatos de programas: **METEONORM**, **PV*SOL** e **PVSYST**. A interface com o utilizador é muito simples e está claramente estruturada. O software é na sua generalidade apropriado para aqueles que desejam determinar de um modo preciso a linha do horizonte, sem ter de despendar muito tempo e esforço.



Figura 7.20 - Determinação da linha do horizonte com o programa de suporte horizonON

METEONORM

A Oficina Federal de Energia Suíça (BEW), encomendou à companhia Meteotest, sediada em Berna, o desenvolvimento do programa **METEONORM**, com vista à execução de cálculos com dados meteorológicos.

Ainda que a maioria dos programas possuam uma extensa biblioteca de dados meteorológicos para variadíssimos locais, frequentemente as características das localizações têm de ser simuladas por não existirem dados disponíveis sobre elas. Com o **METEONORM**, é possível calcular a radiação global necessária e os dados da temperatura para qualquer parte do mundo. Para além destes parâmetros, também é possível determinar a humidade relativa, bem como a velocidade e direcção do vento.

No **METEONORM** foram integradas várias bases de dados de qualidade, para criar uma única base de dados mundial para a simulação de sistemas energéticos. Utilizando a interpolação espacial baseada nesta extensa base de dados, que inclui actualmente os dados meteorológicos de 2.400 estações meteorológicas espalhadas por todo o mundo, os dados pretendidos podem ser calculados para os locais desejados em intervalos de uma hora. Os resultados das subseqüentes simulações é fornecido em intervalos horários com 16 formatos diferentes à escolha, bem como com formatos previamente definidos pelo utilizador. Os dados obtidos podem também ser apresentados na forma gráfica e impressa.

Para os dados de temperatura e de irradiação registados individualmente, o programa permite que os cálculos estatísticos sejam usados para criar séries temporais numa base mensal ou horária, para qualquer período de tempo e para qualquer local específico. Também permite ter em consideração as áreas inclinadas e a presença de sombras.

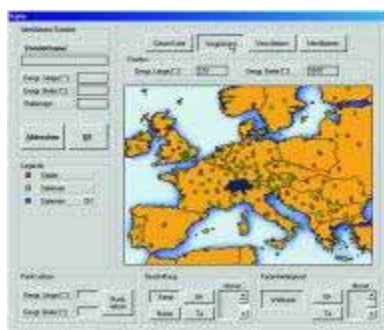


Figura 7.21 - Selecção visual de um local no **METEONORM**

SUNDI

O **SUNDI** foi desenvolvido no Instituto para a Tecnologia da Energia Eléctrica na Universidade Técnica de Berlim. O programa calcula o percurso do trajecto solar e permite a análise dos sombreamentos. Pode ser aplicado para qualquer localização no globo, quer seja seleccionada da base de dados, quer seja introduzida individualmente.

De acrescentar que, utilizando os seus próprios valores de medida de radiação global, o software pode determinar a radiação directa e difusa e a irradiação numa área, para qualquer orientação da mesma. Todos os cálculos podem ser conduzidos para um determinado período, dia ou ano específico. Os resultados são fornecidos na forma gráfica ou em tabelas. Os mapas de trajectória solar podem ser visualizados no ecrã com a sombra projectada. A irradiação horizontal, sombreada e não sombreada, e definida em intervalos de meia hora, pode ser exportada para outros programas para uma posterior utilização. Este programa tem sido utilizado pelas Universidades, Escolas Técnicas e Centros de Formação. O **SUNDI** pode ser obtido gratuitamente através da Internet (para o endereço, ver a secção 7.6).

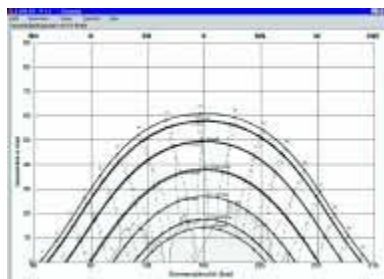


Figura 7.22 - Descrição visual de um mapa de trajectória solar com os elementos de sombreamento, para uma localização em Berlim, utilizando o SUNDI

Shell Solar Path

O programa **Shell Solar Path**, foi desenvolvido na Universidade de Bochum, sendo a actual versão **2.0** comercializada pela Shell Solar. Permite o desenho de mapas de trajectória solar para qualquer local do mundo, tomando em consideração os sombreamentos locais.

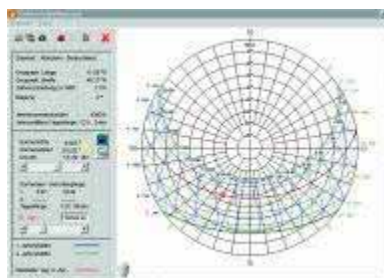


Figura 7.23 - Mapa de trajectória solar para Munique utilizando o Shell Solar Path

Pode ainda determinar a duração da irradiação directa em superfícies inclinadas. Como característica adicional, é possível descrever o nascimento e o pôr-do-sol, bem como o comprimento do dia. As séries temporais geradas para a altitude solar podem ser exportadas sob a forma de um ficheiro de texto, com um intervalo mínimo temporal de um minuto. No entanto, ainda que a duração da sombra possa ser determinada, não é possível calcular a energia da irradiação e as perdas derivadas do sombreamento. Consequentemente, o **Shell Solar Path** não pode ser comparado com o programa **SUNDI** em termos de funcionalidade.

7.5.5 Programas de desenho e de suporte

Para além dos programas de simulação que reproduzem e analisam globalmente o sistema, também existem programas de desenho e de suporte que proporcionam informação sobre sistemas fotovoltaicos com ligação à rede e que suportam o processo de desenho.

O prático programa de desenho **INSOLAR**, é fornecido pela casa editora independente "Technik Verlag" (www.electropraktiker.de/software). Infelizmente, este programa não fornece uma simulação da energia produzida. O preço do programa torna-se assim desproporcionado em relação aos seus benefícios, uma vez que a maioria dos programas de simulação oferecem não só a possibilidade de desenhar e simular o sistema, mas permitem também estimar a energia total produzida.

Vários fabricantes de inversores oferecem aos utilizadores outros programas de desenho pela Internet, livres de encargos. O objectivo destes fabricantes é o de fornecer informação clara (para além daquela

que consta do Manual do Produto), sobre o comportamento operacional do dispositivo e sobre qualquer possível configuração da instalação eléctrica. Estes programas são maioritariamente implementados como tabelas do Microsoft EXCEL e têm várias funcionalidades. O programa mais conhecido é o programa oferecido pelo fabricante de inversores **SMA**, sendo fornecido sob a forma de uma tabela Excel GenAu (<http://www.sma.de>).

GenAu detém uma base de dados de módulos fotovoltaicos disponíveis no mercado e de inversores **SMA**. O programa permite que os módulos sejam combinados com os inversores, utilizando várias configurações possíveis de ligação dos geradores. Neste caso, as diferentes combinações gerador-inversor são testadas para garantir que respeitem as principais limitações em termos de compatibilidade. O programa está disponível na língua Alemã, Inglesa, Italiana e Espanhola.

O fabricante de inversores Fronius (<http://www.fronius.at>), oferece o programa **Konfigurator** para o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos com os seus próprios produtos. Este programa funciona de um modo similar ao **GenAu**, mas está de algum modo mais desenvolvido em termos de operação. Possui utilitários de gestão de clientes e permite a impressão dos resultados do planeamento.

O programa **SITOP solar select** (<http://www.siemens.de/sitop/solar>), oferecido pelo fabricante de inversores Siemens, é actualmente o mais completo programa que está disponível no mercado. Este programa tem uma série completa de funções que facilitam a escolha da configuração da instalação eléctrica de um sistema fotovoltaico, utilizando inversores Siemens. O programa calcula todas as possibilidades reais de interligação, avaliando-as, e de seguida permite que os sistemas escolhidos sejam analisados em detalhe. À semelhança do software de simulação “on line”, os programas de suporte não substituem, de modo algum, a consulta a um profissional da área.

7.5.6 Programas de simulação baseados na Internet

A Internet continua a desenvolver-se como uma plataforma de simulação. Existe actualmente um conjunto completo de programas baseados na Internet, para simulações fotovoltaicas “on line”. Estes serviços gratuitos são normalmente muito restritos na sua oferta. Estes programas são normalmente utilizados para destacar os serviços de portais ou páginas da Internet específicos. São normalmente bem concebidos do ponto de vista gráfico e fáceis de usar.

No entanto, e em geral, o software de simulação “on line” é muito limitado em termos de funcionalidade e de precisão, sendo principalmente útil para o fornecimento de informação inicial sobre sistemas fotovoltaicos standard e para uma estimativa grosseira da energia produzida. Ainda que aliviem as empresas de energia solar de grande parte do trabalho necessário para obter informação, deve ser ressaltado na respectiva página da Internet que os cálculos não são rigorosos e que estão limitados no seu âmbito. Para o utilizador em geral, deverá ainda ser especificado que não substituem, de modo algum, a consulta a um profissional da área.

A título de exemplo, o programa **PV-Anlagenberechnung**, para o cálculo de sistemas fotovoltaicos, está incluído no portal da Internet “www.solarenergie.com”. O programa fornece uma estimativa aproximada da dimensão do sistema e do custo que está associado a um determinado equipamento eléctrico. O **Solaranlagen-Kostenrechner** (calculadora de custo da Energia Solar), calcula a dimensão do sistema, o preço e a área do telhado, em função da quantidade de energia eléctrica que precisa de ser produzida. No website “www.sunnvsolar.de”, pode ser encontrado um pequeno programa para estimar a dimensão do sistema fotovoltaico em relação ao consumo de energia.

Um programa de algum modo completo, no que respeita ao cálculo da quantidade de energia produzida por um sistema fotovoltaico ligado à rede, é o “**SolarCalc**”. Utilizando este programa, o utilizador pode estimar a produção energética de um sistema fotovoltaico standard.

O programa “**Aeetes**”, determina as relações básicas entre o uso da energia solar e a tecnologia fotovoltaica.

O programa de cálculo e de análise da energia produzida “**Ertragsanalyse**” para sistemas fotovoltaicos com ligação à rede, calcula a dimensão do sistema fotovoltaico, a quantidade de energia anualmente produzida e os custos de produção da energia. Neste caso, tem de ser introduzida a localização, a área útil, a orientação do telhado, o tipo de módulo e a qualidade do sistema.

Tabela 7.1 - Selecção de programas de simulação “on-line”

Nome e Endereço da Internet	Breve Descrição
Solarstromanlagen-Berechnung (Cálculo da potência do sistema solar)	Estimativa grosseira da dimensão necessária do sistema e dos respectivos custos para determinadas necessidades eléctricas
Solaranlagen-Kostenrechner (Calculadora do custo dos sistemas solares)	Calcula a dimensão do sistema, o preço e a área de telhado para determinadas necessidades eléctricas
Sunnysolar	Estima a dimensão do sistema fotovoltaico autónomo em função do consumo de energia
SolarCalc	Simplificado calculo da energia produzida e análise económica de sistemas fotovoltaicos com ligação à rede
Aeetes	Simplificado calculo da energia produzida e análise económica de sistemas fotovoltaicos com ligação à rede
Ertragsanalyse (Análise de energia produzida)	Pequeno programa para estimar a produção energética

7.6 Tabelas de resumo dos programas

As seguintes tabelas fornecem um sumário detalhado de cada um dos programas.

Programa	Versão actual ¹⁾ Lançamento no Mercado Categoria	DASTPVPS 5.3 1990 Programa de simulação por passo de tempo	GOMBIS 7.0 1998 Programa de simulação por passo de tempo	greenius 1.0 2002 Programa de simulação por passo de tempo	HorizON 2.0 2000 Programa suplementar	Insel 6.0 1992 Sistema de simulação	Meteonorm 4.1 1995 Programa Suplementar
Autores	Autores	Uni der Bundeswehr Neubiberg, Oliver Mayer	Saadat / Korb / Pauloweit	Kistner / Ortmanns / Quaschnig	Rotec Computers	University of Oldenburg, Department of Energy and Semiconductor Research (EHF)	Remund / Lang / Kunz
Marketing	Nome da empresa Contacto Endereço Código Postal, Cidade Tel. Fax.	Ingenieurbüro Mayer Oliver Mayer Kössenerstr. 6b D-81373 Munich 089 / 743712-13 089 / 743712-14	Energie Büro Holger Ruppmann Lahnstraße 10 D-12055 Berlin 030 / 680560-11 030 / 680560-13	greenius s.l. Volker Quaschnig E-04720 Aguadulce 0721 / 151469899	energiebüro Christian Meier Limmatstr. 230 CH-8005 Zurich 0041 1 242 80 60 0041 1 242 80 86	University of Oldenburg, Department of Physics Jürgen Schumacher Abt. EHF D-26111 Oldenburg 0441 / 798-3546 0441 / 798-3326	METEOTEST Jan Remund Fabrikstrasse 14 CH - 3012 Bern 0041 31 307 26 26 0041 31 307 26 10
Características do Computador	Hardware Sistema Operativo	Compatível com IBM, 2 MB HD MS-DOS 3.3 ou superior	486 DX, 66 MHz, 16 MB RAM MS-Win 3.11 ou superior	Pentium, 128 MB RAM, aprox. 20 MB HD Win 98 / NT		486, 16 MB RAM, 6 MB HD MS-Win 3.11 ou superior	Pentium, 32 MB RAM, aprox. 26 MB HD Win 95 / 98 / NT
Outras	Versão Demo Língua(s) Preço Individual da licença para a versão completa (incluindo IVA e envio) Foco de aplicação	Sim Inglês Versão Básica 250 € Versão extendida 490 € Simulação de sistemas fotovoltaicos para bombagem de água	25 € Alemão A partir de 2045 € Conceitos de fornecimento energético	Sim Inglês Versão Standard 1159 € Versão para Peritos 5799 € Desenvolvimento de grandes projectos baseados em fontes renováveis, análises económicas detalhadas e comparações tecnológicas	Sim Alemão 199 € Determinação do horizonte	sim Inglês 255 € Simulação da envolvente para complexos sistemas eléctricos e baseados em fontes renováveis	"On line" Alemão, Inglês, Francês, Italiano, Espanhol Aprox. 368 € Base de dados de radiação, geração de séries temporais para a radiação e para a temperatura, e para qualquer localização.

Áreas de aplicação	Sistemas com ligação à rede Sistemas autónomos Sistemas híbridos Sistemas fotovoltaicos para bombagem de água Outras tecnologias ²⁾ Gerador de radiação solar Sombras Viabilidade económica Balanço da emissão	Sim	Sim	sim		Sim Sim Sim EO, CSTE, CC Sim	Sim Sim
Libreria	Dimensão da Libreria (meteorológica) Libreria ³⁾	Aprox. 600 M, I, P	Ano de referencia do Teste M, I	Aprox. 20 M, I, L	--- ---	Aprox. 2000 M, I, B, P, F	955 ---
Resultados	Documentação dos dados de entrada Parâmetros de avaliação Exposição visual Impressão / cópia em papel Ficheiros (exportação) Intervalo mínimo de tempo para os resultados	Sim Sim Sim Sim sim 1 h	sim Sim Sim Sim Sim 1 min.	Sim Sim Sim Sim Sim 1 h	Sim Sim Sim Sim Sim Sem detalhes	Sim Sim Sim Sim Sim Qualquer	Sim Sim Sim sim 1 h

1) Setembro 2002

2) Outras tecnologias – EO = Eólica, CSTE = Centrais Solares Termoelectricas, ST = Sistemas solares térmicos, CC = Células de Combustível, BA = Bombagem de Água, ICCE = Instalação Combinada de Calor e Energia

3) Libreria: M= Módulos, I = Inversores, B= Baterias, C = Controladores de Carga, L = Cargas, P = Bombagem de Agua, F = Células de Combustível, R= Sistemas de montagem.

Endereços Internet :

DASTPVPS: <http://www.ibom.de>
GOMBIS: <http://www.gombis.de>
greenius: <http://www.greenius.net>
horizon: <http://www.energiebuero.ch>
INSEL: <http://www.physik.uni-oldenburg.de/ehf>
Meteonorm: <http://www.meteotest.ch>

Programa	PVcad	PVS	PV*SOL	PVSYST	Solar Studio Suite (PVDesign Pro)	SMILE	
Versão actual ¹⁾ Lançamento no mercado Categoria	1.2.1 1998 Programa de simulação por passo de tempo	2.001 1993 Programa de simulação por passo de tempo	2.2 1998 Programa de simulação por passo de tempo	3.2 1995 Programa de simulação por passo de tempo	5.0 1998 Programa de simulação por passo de tempo	1.0.17 1997 Sistema de simulação	
Autores	Autores	ISET, Uni Oldenburg, ZSW	FhG ISE / econzept GmbH	Büro Dr. Valentin	André Mermoud	Mike Pelosi	TU Berlin / GMD First
Características do Computador	Hardware	Pentium, 32 MB RAM, 10 MB HD	Pentium, 32 MB RAM, 4 MB HD	Pentium, 32 MB RAM, 10 MB HD	Pentium, 32 MB RAM, 10 MB HD	Pentium, 32 MB RAM	Pentium, 32 MB RAM
	Sistema Operativo	Win 95 / 98 / NT	Windows 95 ou superior	Windows 95 ou superior	Windows 95 ou superior	Windows 95 ou superior	Linux

Outras	Versão Demo Língua(s) Preço Individual da licença para a versão completa (incluindo IVA e envio) Foco da Aplicação	Gratuita Alemão Diskette 25 €, Internet gratuita Sistemas com ligação à rede, análise tridimensional do sombreamento, interfaces CAD (Desenho Assistido por Computador)	CD (10 €), Internet (grátis) Alemão, Inglês Aprox. 450 € Simulações, desenho e apresentações comerciais de sistemas fotovoltaicos, produção, curvas características e sombras, cálculo de espaçamentos entre fileiras de módulos, formação.	CD, Internet Alemão, Inglês 584 € e 421 € (exclusivamente ligação à rede) Simulações, desenho e apresentações comerciais de sistemas fotovoltaicos, produção, curvas características, módulo de temperaturas dinâmicas, perdas e sombreamentos, formação.	CD, Internet Inglês, Francês 700 CHF (aprox. 480 €) + IVA. Análise meteorológica compreensiva e detalhada, sombra em 3D, validação, erro por desajuste, dispersão exemplar e curvas características.	Sim Inglês, Espanhol 159 US\$ Simulação detalhada de sistemas fotovoltaicos e solares térmicos, instrumentos de radiação.	Gratuito 4) Inglês gratis 3) Tecnologia Solar, Serviços Engenharia de Edifícios, tecnologia de ar condicionado, sistemas energéticos complexos
Áreas de Aplicação	Sistemas com ligação à rede Sistemas autónomos Sistemas híbridos Sistemas fotovoltaicos para bombagem de água Outras tecnologias 2) Gerador de radiação solar Sombras Viabilidade económica Balanço da emissão	sim sim sim	sim sim Fotovoltaico + gerador diesel EO em preparação Sim Sim Sim sim	sim Sim PV + gerador diesel EO em preparação sim Sim Sim	Sim Sim PV + gerador de apoio Sim sim Sim sim	Sim Sim PV + gerador de apoio Sim EO, ST Sim Sim Sim	Sim
Libreria	Dimensão da Libreria (meteorológica) Libreria 3)	Aprox. 2000 M, I	Aprox 2000 em todo o mundo M, I, B, C, L	Aprox. 250 na Europa M, I, B, C, L	Aprox. 100 na Europa, 22 na Suíça M, I, B, C	2.132 M, I, B	---
Resultados	Documentação dos dados de entrada Parâmetros de avaliação Exposição visual Impressão / cópia em papel Ficheiros (exportação) Intervalo mínimo de tempo para os resultados	Sim Sim Sim Sim Sim 1 h	Sim Sim Sim Sim Sim 1 h	Sim Sim Sim Sim Sim 1 h	 Sim Sim Sim Sim 1 h	Sim Sim Sim Sim Sim 1 h	Sim Sim Sim Qualquer

1) Setembro 2002

2) Outras tecnologias: EO =Eólica, CSTE = Centrais Solares Termoeléctricas, ST =Sistemas solares térmicos, CC = Células de Combustível, BA = Bombagem de Água, ICCE =Instalação Combinada de Calor e Energia

3) Libreria: M: Módulos, I: Inversores, B: Baterias, C: Controladores de Carga, L: Cargas, P: Bombagem de água, F: Células de combustível, R: Sistemas de montagem

4) Para uso não comercial

Endereços de Internet:

PVcad: <http://www.iset.uni-kassel.de/pvcad>
 PVS: <http://www.econzept.com>
 PV*SOL: <http://www.valentin.de>
 PVSYST: <http://www.pvsyst.com>
 Solar Studio Suite: <http://www.mauisolarsoftware.com>
 SMILE: <http://www.smilenet.de/>

Programa		Solar Path	SOLDIM	SolEm	SolINVEST	SUNDI	TRNSYS
	Versão actual 1) Lançamento no mercado Categoria	2.0 1997 Programa suplementar	2.02 1997 Programa de simulação por passo de tempo	2.02 2001 Programa de simulação por passo de tempo	2.0 2000 Programa de simulação por passo de tempo	1.1 1995 Programa suplementar	15 1972 Sistema de simulação
Autores	Autores	Ruhr-Uni-Bochum, Baresch / Skiba / Unger	Körner	Lutzenberger / Karl	Ney	Quaschnig	Universidade de Wisconsin
Marketing	Nome da Empresa Contacto Endereço Código Postal, Cidade Tel. Fax.	Shell Solar Deutschland Vertrieb GmbH Papenreye 18 D-22453 Hamburg 040 / 560 610-50 040 / 560 610-99	SOLARIS Christof Körner Paulinus-Fröhlich-Str. 7 D-85283 Wolnzach 08442 / 3058 08442 / 3058	DGS LV Berlin Brandenburg Ralf Haselhuhn EnergieForum Berlin / ISC Stralauer Platz 33 - 34 D-10243 Berlin 030 / 2938 12-60 030 / 2938 12-61	Luxea GbR Martin Ney Binshofstraße 28 D-66740 Saarlouis 06831 / 893114 06831 / 893116	Volker Quaschnig http://www.volker-quaschnig.de/software/sundi/	Transsolar Marion Hiller, Torsten Welfonder Nobelstrasse 15 D - 70569 Stuttgart 0711/ 679 76-0 0711/ 679 76-11
Características do Computador	Hardware Sistema Operativo	486, 16 MB RAM, min. 800x600 pixels, aprox. 1 MB HD Windows 95 ou superior	Pentium, 32 MB RAM, 15 MB HD Windows 95 ou superior	Pentium, 32 MB RAM, 30 MB HD Windows 95 ou superior	Pentium, 32 MB RAM, 80 MB HD Windows 95 ou superior	486. 33 MHz Windows 3.11 ou superior	Pentium, 32 MB RAM, 40 MB HD Unix, Win95/98/NT
Outras	Versão Demo Língua(s) Preço Individual da licença para a versão completa (incluindo IVA e envio) Foco da Aplicação	Alemão 49 € Cálculo da altitude Solar, Análise de sombreamentos	yes Alemão, Inglês 100 € Planeamento orientado ao Marketing, instrumentos de planeamento para sistemas fotovoltaicos com ligação à rede ou autónomos	yes Alemão 65 € Simulação e desenho detalhado de sistemas fotovoltaicos com ligação à rede, análises técnico- económicas, análise das condições operacionais, do Programa com uma estrutura aberta e orientada ao utilizador.	Online Alemão, Inglês 45 € Análise económica de sistemas fotovoltaicos ligados à rede.	Freeware Alemão, Inglês free Cálculo da altitude Solar, Análise de sombreamentos	yes Ingês Aprox. 4000 € para a investigação, Aprox. 4600 € para a indústria Simulação de simples sistemas de abastecimento de água e de edifícios.
Áreas de aplicação	Sistemas com ligação à rede Sistemas autónomos Sistemas híbridos Sistemas fotovoltaicos para bombagem de água Outras tecnologias 2) Gerador de radiação solar Sombras Viabilidade económica Balanço da emissão	 Sim	Sim Sim Exemplo de sequência diária Estimativas próprias Sim Sim	sim sim sim sim	sim sim sim	 sim	Sim ST, CSTE

Libreria	Dimensão da Libreria (meteorológica Libreria 3)	Worldwide 120 ---	Approx 2000 worldwide M, I, C, B, L	Over 100 sites (Ger, Aus, Sw) M, I, P, R	DWD maps (Ger, Aus Sw, Lux, Bel, Ne) not necessary	3	North American sites only ---
Bibliografias	Bibliografia Meteorológica Bibliografias 3)	120 em todo o mundo ---	Aprox 2000 em todo o mundo M, I, C, B, L	Perto de 100 sites (Ger, Aus, Sw) M, I, P, R	DWD mapas (Alemanha, Austria, Suíça, Luxemburgo, Bélgica, Holanda) não necessários	3	Só localizações em Norte América. ---
Resultados	Documentação dos dados de entrada Parâmetros de avaliação Exposição visual Impressão / cópia em papel Ficheiros (exportação) Intervalo mín. de tempo para os resultados	Sim Sim Sim Sim Sim Qualquer	Sim Sim Sim Sim Sim 1 h	Sim Sim Sim Sim Sim 1 h	Sim Sim Sim Sim Sim 1 year	Sim Sim Sim Sim Sim Qualquer	Sim Sim Sim Sim Sim Qualquer

1) Setembro 2002

2) Outras tecnologias: EO =Eólica, CSTE = Centrais Solares Termoeléctricas, ST =Sistemas solares térmicos, CC = Células de Combustível, BA = Bombagem de Água, ICCE =Instalação Combinada de Calor e Energia

3) Libreria: M: Módulos, I: Inversores, B: Baterias, C: Controladores de Carga, L: Cargas, P: Bombagem de água, F: Células de Combustível, R= Sistemas de Montagem

Endereços Internet:Solar Path: <http://www.shell.de>SOLDIM: <http://www.soldim.de>SolEm: <http://www.solem.de>SolINVEST: <http://www.solinvest.de>SUNDI: <http://www.volker-quaschning.de/software/sundi>TRSNYS: <http://www.transsolar.de>

8 MONTAGEM E INTEGRAÇÃO EM EDIFÍCIOS

8.1 Introdução

A maior parte da superfície dos edifícios é adequada à instalação de campos fotovoltaicos, quer nas fachadas quer nos telhados (inclinados ou planos). A este respeito, pode-se estabelecer uma distinção entre soluções aditivas e soluções integrativas.

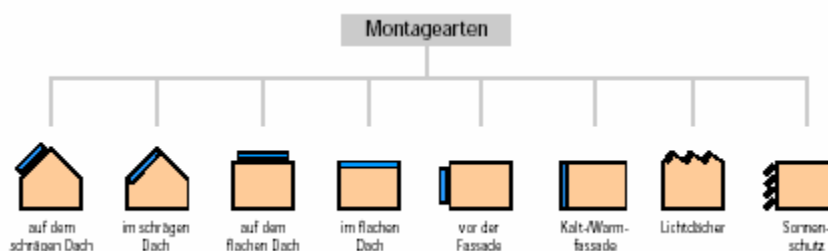


Figura 8.1 - Métodos de montagem

Numa solução aditiva, os módulos fotovoltaicos são fixados no topo do telhado ou na fachada, através de uma estrutura metálica. O sistema fotovoltaico consiste assim num elemento técnico e estruturante, colocado no edifício com a única função de gerar energia.

Numa solução integrativa, os componentes do telhado ou da fachada do edifício, são substituídos por elementos fotovoltaicos. O sistema fotovoltaico passa a fazer parte constituinte do envelope do edifício e, para além de gerar energia eléctrica, assegura funções de protecção climática, isolamento térmico, isolamento acústico, sombreamento e segurança. Esta capacidade de integração dos módulos fotovoltaicos permite explorar efeitos sinérgicos e implementar soluções de elevado valor estético.

Este capítulo apresenta conceitos básicos relacionados com a instalação de sistemas fotovoltaicos em telhados e fachadas, fazendo uma retrospectiva de instalações aditivas e integrativas em telhados inclinados e planos, fachadas, assim como em coberturas envidraçadas e em dispositivos de sombreamento.



Figura 8.2 - No bairro residencial do estado de New Sloten em Amsterdam, os painéis fotovoltaicos estão integrados nos edifícios de formas diversas

8.2 Conceitos gerais

8.2.1 As funções de um telhado

Actualmente, um telhado tem as seguintes funcionalidades:

- Delimitação da cobertura do edifício.
- Suporte das cargas que resultam do revestimento do telhado, do vento, da chuva e da neve.

- Manutenção do conforto interior do edifício.
- Isolamento térmico.
- Isolamento acústico.
- Protecção em caso de incêndio.
- Desenho (forma, cor, material, estrutura da superfície).

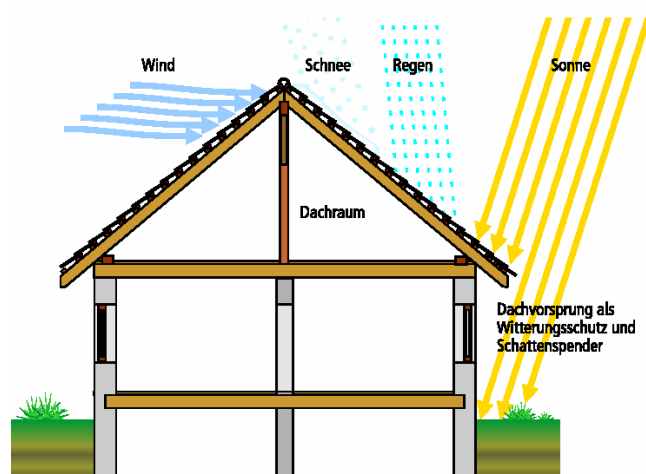


Figura 8.3 - Funções do telhado

No futuro, o telhado incorporará elementos energéticos que convertem a luz solar em potência eléctrica ou em calor. Isto significa que haverá no futuro grandes mudanças no aspecto do telhado (e da fachada), sobretudo no que respeita ao material e respectiva aparência final.

8.2.2 Formas do telhado

Os telhados podem ser classificados, em função da sua inclinação, da seguinte forma:

Telhados planos	inclinação inferior a 5°
Telhados ligeiramente inclinados	inclinação de 5° a 22°
Telhados com uma inclinação normal	inclinação de 22° a 45°
Telhados íngremes	inclinação superior a 45°

Do mesmo modo do que as formas de telhado ilustradas na Figura 8.4, existem um número variado de formas para telhados encurvados e formas especiais para telhados inclinados.

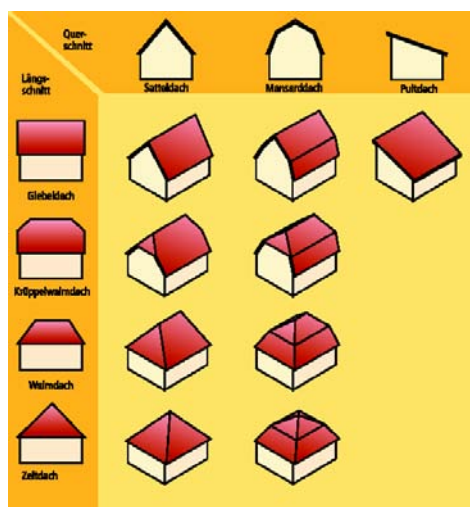


Figura 8.4 - Formas básicas de telhados inclinados

8.2.3 Revestimento do telhado

No que diz respeito a este ponto, é necessário distinguir entre conceitos de cobertura do telhado e de selagem do telhado.

Cobertura do telhado (cobertura de drenagem, para telhados com declive)

A cobertura do telhado tem por base elementos individuais, tais como telhas (cerâmica, barro, pedra, fibrocimento), placas de ardósia ou placas em lâminas. São colocadas por forma a facilitar o escoamento da água da chuva segundo um declive específico mínimo, em função do tipo de cobertura.



Figura 8.5 - Telhas Planas

Fotografia: Arbeitsgemeinschaft Ziegeldach e.V

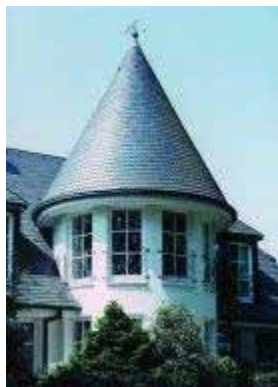


Figura 8.6 - Telhas planas de madeira

Fotografia: Arbeitsgemeinschaft Ziegeldach e.V



Figura 8.7 - Ardósia natural

Fotografias: Arbeitsgemeinschaft Ziegeldach e.V.



Figura 8.8 - Placas metálicas

Fotografia: Ho/99

Estanquicidade do telhado (capa impermeabilizadora, aplicada em telhados planos)

Trata-se de uma impermeabilização da cobertura, a qual deverá cobrir toda a superfície do telhado. A título de exemplo, temos as mantas de feltro betuminoso, as membranas de plástico e o revestimento de plástico aplicado como um fluído (e endurecido posteriormente). Esta aplicação é absolutamente necessária para coberturas com uma inclinação inferior a 5°. As ligações, os terminais, as aberturas e as juntas, também fazem parte da selagem de um telhado.



Figura 8.9 - Assentamento da membrana betuminosa

Fotografia: A. W. Andernach



Figura 8.10 - Camada plástica do telhado

Fotografia: Saar-Gummiwerk

Tabela 8.1

Tipo	Exemplos	Material	Método de fixação, trabalho	Aspectos a ter em conta
Telhas	Telha de dupla ranhura, Telha em S, canudo Telha plana	Barro	Engatada; fixada com grampos; Assentamento numa base de isolamento térmico, com argamassa, material espumoso	Boa ventilação; resistência mecânica alta/média. Aparecimento de musgos e fungos, humidades
Telha de betão	Tipo 'Frankfurter Planne'	Betão	Engatada; fixada com grampos; assentamento numa base de isolamento térmico, com argamassa, material espumoso	Elevada resistência mecânica; Aparecimento de fungos, humidades
Telha plana do tipo "Shingle"	Ardósia I Ardósia II	Ardósia natural Ardósia de fibrocimento	Pregada Pregada	Descoloração; agentes climáticos; baixa resistência mecânica
	Telha plana de madeira	Madeira	Pregada	Contração (quando seca), enchimento (com a humidade), os furos devem ter uma maior secção, aparecimento de veios
Placas	Telhas de corte curvo	Betume	Pregada; fixada com grampos	"Abaulada" em resultado da variação da humidade; para um telhado com declive < 18°, é preciso preservar quimicamente a madeira
	Lâminas trapezoidais Placas de rebordo vertical	Aço, galvanizado Zinco, titânio, cobre, alumínio	Aparafusadas, rebitadas Fixadas com pinças	Extracção da humidade
Placa ondulada	Rufos, chapas de remate	Chumbo, zinco	Soldadas, pressionadas	Lâminas galvanizadas trapezoidais, nalguns casos com uma capa adicional de plástico; parafusos sempre colocados na parte superior
	Lâmina translúcida ondulada Lâmina ondulada de betume	Fibrocimento, Poliéster Betume	Aparafusada Pregada	Problemas de corrosão
Placa plana	Vidro endurecido de segurança, vidro isolante, vidro laminado de segurança, vidro de protecção solar.	Vidro, folhas de plástico, coberturas metálicas, Células solares	Ponto fixo, linearmente ou sobre toda a superfície: colada, pressionada, fixada com grampos, aparafusada, dependendo do sistema envidraçado	Boa ventilação; elevada expansão térmica; fragilidade
	Módulos fotovoltaicos			Penetração da água projectada pelo vento
Fluidos plásticos	Impregnação do telhado	Poliuretanos, acrílicos, resinas	Vertido, espalhado	Combina muito bem com os módulos fotovoltaicos, uma vez que podem ser usadas as mesmas subestruturas e fixações
Revestimento do telhado	Membrana soldada Tela de plástico	Betume EPDM	Colada, soldada Unida com ar quente	Observar as normas de engenharia para as construções com vidro (ver secção 5.11.1)
Material Vegetal	Telhado de colmo Telhado ajardinado	Caníços Folha metálica, substrato, plantas especiais	Unido/atado com arame aos ripados Disposto por cima das telas	Aplicação sujeita às condições climáticas; o substrato deve ser cuidadosamente preparado
Acabamentos e elementos especiais	Telhas de ventilação Telhas da cumeeira e do beiral	Betão, barro Betão, barro	Encaixe Fixadas com grampos (novos edifícios), ou com argamassa (telhados antigos)	Tempo de vida máximo 20 anos, pode ser inferior à instalação solar. Corrosão do betume na junção com lâminas de zinco.
	Drenagem do telhado, caleira, algeroz	Plástico, metal, tijolo	Aparafusados, fixados com grampos ou clips, rebitados, soldados	Contém plastificantes; friabilidade: ter em atenção a compatibilidade com o betume.
	Acessórios para extracção/ventilação, chaminés, respiradouros	Plástico, metal, fibrocimento	Aparafusados	Ate à data, não se conhecem instalações fotovoltaicas. Uma possibilidade seria, por exemplo, a instalação no telhado sobre as águas furtadas.
	Chapa de remate	Meta	Aparafusada, colada, soldada	Apenas podem ser montadas em armações inclinadas
				Podem ser removidas
				Impedem a instalação de módulos fotovoltaicos
				Impedem a instalação de módulos fotovoltaicos
				Impedem a instalação de módulos fotovoltaicos
				Impedem a instalação de módulos fotovoltaicos

8.2.4 Telhados inclinados

Regra geral, os telhados inclinados são ventilados (telhados frios), sendo a sua estrutura (do exterior para o interior) da seguinte forma:

- Cobertura do telhado (1º nível de drenagem). A água da chuva e humidades são recolhidas no ponto mais baixo e escoadas através de caleiras.
- Ripado.
- Telas ou sub-telhas (2ª camada impermeabilizadora).
- Vigas com placas de isolamento térmico.

No caso do telhado não se encontrar térmicamente isolado, ou do sótão vir a ser usado como espaço de habitação, será necessário isolar o telhado. O isolamento térmico poderá ser executado de três diferentes modos:

- Por baixo das vigas.
- Entre as vigas.
- Sobre as vigas (não é apresentado nos diagramas). Neste caso surgem problemas em termos da segurança dos módulos, dado que não poderão ser utilizados componentes standard.

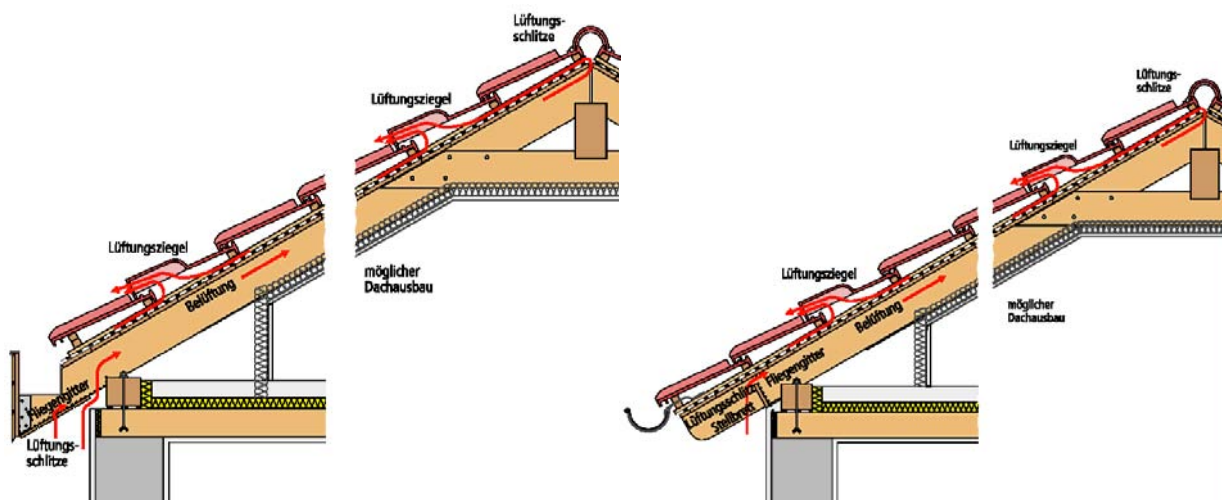


Figura 8.11 - Estruturas de um telhado inclinado

Instalações no telhado

As clarabóias, janelas de sótão e os terraços no telhado, permitem iluminar e arejar os espaços convertidos de sótãos, proporcionando novos espaços habitáveis. No entanto, estes espaços podem constituir uma séria limitação à instalação de módulos solares, pois limitam a área disponível do telhado e promovem o aparecimento de zonas sombreadas.

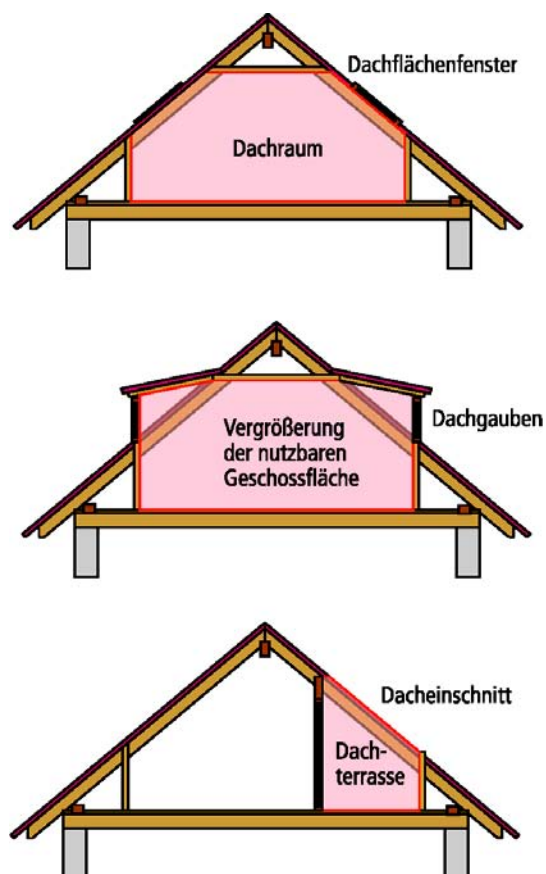


Figura 8.12 - Uso do sótão como espaço habitável

8.2.5 Telhado plano

A inclinação que define um telhado plano não é um dado preciso, situando-se normalmente entre **5°** e **11°**. Em termos estruturais, os telhados inclinados possuem coberturas que garantem o escoamento das águas, enquanto que os telhados planos possuem camadas impermeabilizadoras e isolantes. O escoamento das águas do telhado é geralmente resolvido através de um algeroz, que descarrega a água através de um tubo de escoamento.

Conforme a estrutura do telhado, pode-se diferenciar entre o telhado ventilado com duplo revestimento (telhado frio) e o telhado sem ventilação com revestimento simples (telhado quente). O telhado quente é o sistema mais comum nos telhados planos.

O telhado ventilado: telhado frio

Um telhado ventilado possui uma ventilação constante entre a camada isolante e o revestimento do telhado, por forma a prevenir a formação de orvalho no telhado e, desta forma, evitar eventuais danos causados pela acumulação de humidades. Por outro lado, esta ventilação permite evitar a transferência das deformações térmicas para as camadas interiores da cobertura, em resultado da incidência dos raios solares. A zona de ventilação deve ter, pelo menos, **15 cm** de altura, uma vez que a ventilação, ao contrário do que acontece nos telhados inclinados, não é promovida pelo fluxo térmico ascendente, mas depende unicamente do vento.

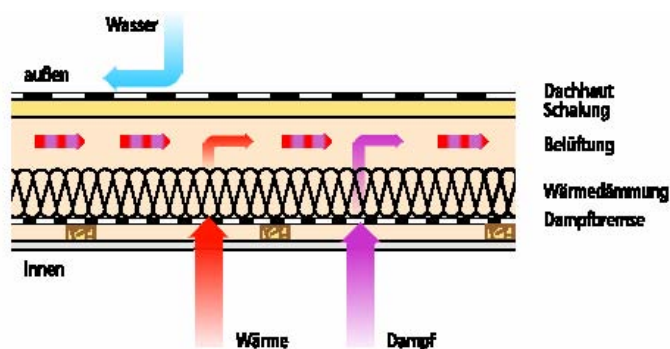


Figura 8.13 - Telhado frio

O telhado sem ventilação: telhado quente

Neste caso, a ventilação é omitida a favor de uma estrutura mais simples do telhado e de uma menor altura de construção. O isolamento térmico é localizado directamente entre a estrutura de suporte e o revestimento do telhado. Isto requer a instalação de uma barreira de vapor acima da camada de suporte, de modo a evitar a infiltração de humidades no telhado, em resultado de condensações na área da camada de isolamento.

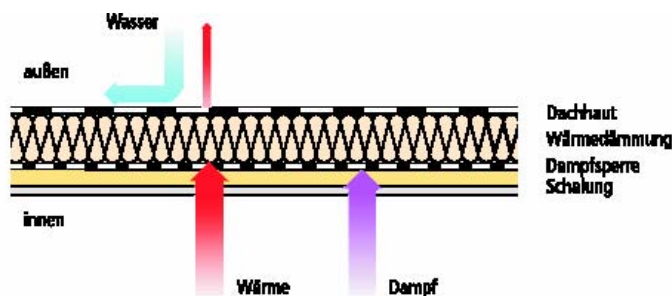


Figura 8.14 - Telhado quente

8.3 Telhados inclinados

Enquanto que os telhados planos permitem uma certa liberdade ao projectista do sistema fotovoltaico, os telhados inclinados determinam a orientação e a inclinação dos módulos. Por este motivo, devem-se estudar as características do telhado antes de iniciar a fase de projecto (ver capítulo 4).

8.3.1 Sistemas montados no telhado

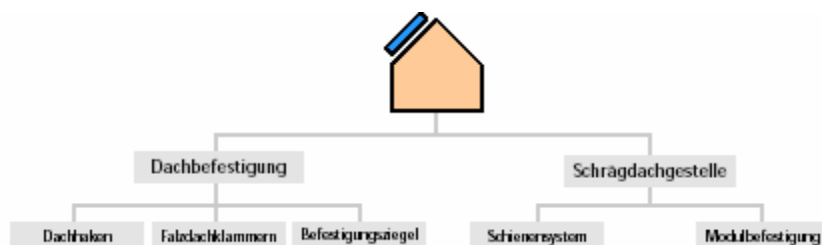


Figura 8.15

Para a montagem de sistemas fotovoltaicos no telhado, os módulos são dispostos sobre a cobertura do telhado, usando para o efeito uma subestrutura metálica. A cobertura do telhado é mantida e continua a desempenhar a função de escoamento das águas. Para a instalação de campos fotovoltaicos em telhados já existentes, esta opção é seguramente a mais indicada, pois tem a melhor relação custo-benefício (os custos de material e de implantação são reduzidos). Contudo tem a desvantagem, para além do seu aspecto estético, de todos os componentes, incluindo os acessórios, as ligações eléctricas e os cabos, ficarem expostos.

A estrutura metálica deve ser capaz de suportar as forças que ocorrem nos módulos e transferi-las à estrutura do telhado. Para além da elevada carga térmica na altura do verão, os módulos estão expostos a grandes tensões mecânicas.

São exercidas forças de pressão e de tracção nos módulos. As primeiras resultam em grande parte do peso da neve e da geada, da pressão do vento em função da altura do prédio e do próprio peso dos módulos e da subestrutura. As forças de tracção resultam essencialmente do efeito de tracção do vento. Os factores de tracção do vento dependem da inclinação do telhado, sendo maiores nas esquinas do telhado e diminuem gradualmente dos extremos para o centro (DIN 1055, capítulo 4). Para os telhados com uma inclinação superior a **35°**, a carga de tracção pode ser considerada constante para todo o telhado. Estes efeitos devem ser observados na fase de desenho da estrutura fotovoltaica.

Com o intuito de minimizar as forças exercidas no gerador, deverão ser tomados em consideração os seguintes aspectos na fase de planeamento:

- O espaço entre a superfície do módulo e a cobertura do telhado não deve ser muito grande. No entanto, deve ser suficiente para permitir a eficaz ventilação do telhado e evitar que as folhas fiquem presas, podendo dessa forma obstruir o escoamento da chuva.
- As linhas verticais e horizontais do prédio (cumeeira, beiral, empena), não devem ser ultrapassadas. A distância entre o limite do campo fotovoltaico e os extremos do telhado deve ser, no mínimo, cinco vezes superior à altura do campo fotovoltaico.
- A superfície do gerador deve ter a mesma inclinação do que o telhado.
- Deve-se deixar um pequeno espaço entre os módulos, por forma a compensar a pressão do vento.

As forças exercidas no sistema determinam o número de pontos de fixação no telhado. O espaçamento máximo entre os pontos de fixação, deverá ser seguido em conformidade com as especificações do fabricante. Deve-se também verificar se a estrutura do telhado suporta as cargas adicionais. Dado que a estrutura do telhado é normalmente concebida para suportar o peso da neve, a pressão do vento e o próprio peso da cobertura do telhado, o peso do sistema gerador fotovoltaico é, com frequência, de menor importância.

Dado que os sistemas fotovoltaicos podem operar durante períodos superiores a vinte anos, e que, sobretudo no caso das estruturas perfiladas de suporte, todos os acessórios mecânicos estão expostos às condições climáticas, deve-se usar apenas um tipo de metal nos pontos de fixação. As combinações de diversos metais, só poderão ser usadas se não houver qualquer risco de reacções electroquímicas. Se for necessário, estes pontos de fixação deverão ser protegidos da humidade. No entanto, é recomendado o isolamento entre metais com elevadas diferenças de potencial.

Outros componentes (como por exemplo sarjetas, cobertura de maçonaria, etc.), também devem ser tomados em linha de conta, por forma a eliminar possibilidade de corrosão electrolítica. Se a estrutura de suporte for construída no próprio local da instalação, deve ser garantida uma eficaz protecção contra a corrosão. O material galvanizado por imersão a quente não poderá ser furado ou recortado, uma vez que, a galvanização a frio, subsequentemente aplicada nos locais não-galvanizados, não é tão duradoura como a galvanização por imersão a quente.

No sentido de integrar de forma harmoniosa o sistema na envolvente do edifício, os módulos devem ser dispostos de modo a que, na medida do possível, seja criada uma única superfície linear para o gerador. A distribuição espacial pelo telhado ou uma disposição em degrau, dão uma impressão descuidada. Assim, para telhados com formas complexas ou no caso de existirem sombreamentos parciais, deverão ser escolhidos arranjos fotovoltaicos contíguos ou de uma forma semelhante à superfície do telhado.

A estrutura metálica do sistema gerador fotovoltaico divide-se em duas partes: a estrutura de fixação ao telhado e a armação de base do telhado inclinado.



Figura 8.16 - Sistema fotovoltaico montado na Sede do Partido Federal Alemão dos Verdes, Berlim

Fixação ao telhado

Devem ser criados na superfície do telhado, pontos de fixação que recebam os módulos. A escolha do sistema de montagem depende do tipo de cobertura. Existem soluções dependentes das vigas de suporte e outras independentes. As soluções independentes oferecem um maior leque de soluções em termos da colocação no telhado, mas estruturalmente não suportam cargas tão grandes quanto as soluções dependentes.

Ganchos

Estes dispositivos de fixação para telhados têm a forma de um gancho, ultrapassam a cobertura do telhado e são fortemente aparafusados às vigas ou aos ripados (1, 2). Os ganchos de telhado são adequados para todas as coberturas com telhas, telhas betuminosas, ardósias ou telhas planas. O gancho não deve ser pressionado contra a telha. Se for necessário, a cavilha da viga deverá ser calçada com madeira (3). Deve ser efectuada uma recessão na telha que cobre o gancho, no ponto em que este sobressai da cobertura, usando para o efeito uma rebarbadora (4).



Figura 8.17 - Ganchos para diversas coberturas

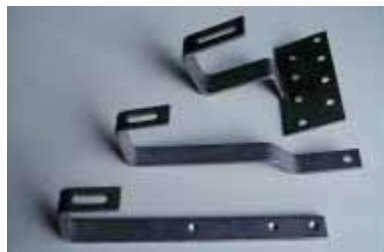


Figura 8.18 - Jogo de ganchos para telha plana com placa de aço inoxidável
Fotografia: Phönix Sonnenstrom AG

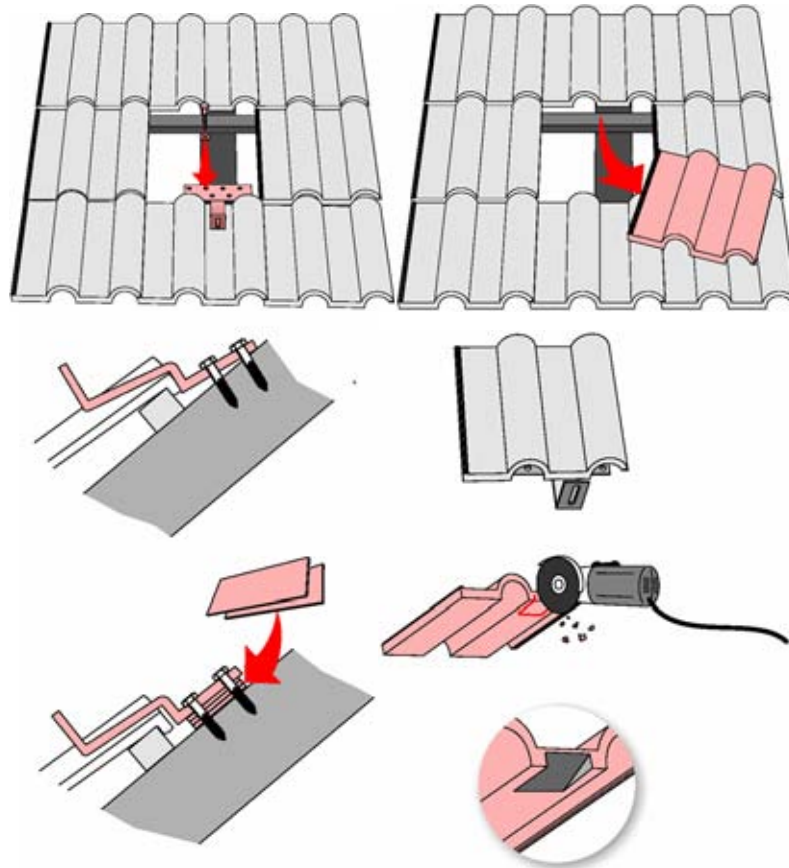


Figura 8.19 - Colocação de um gancho de telhado

Clips de telhados de rebordo

Nos telhados ondulados usam-se umas pinças especiais, que se fixam firmemente nos rebordos das chapas. Este tipo de montagem de telhado não pode levar grandes pesos estruturais.



Figura 8.20 - Grampo de rebordo vertical

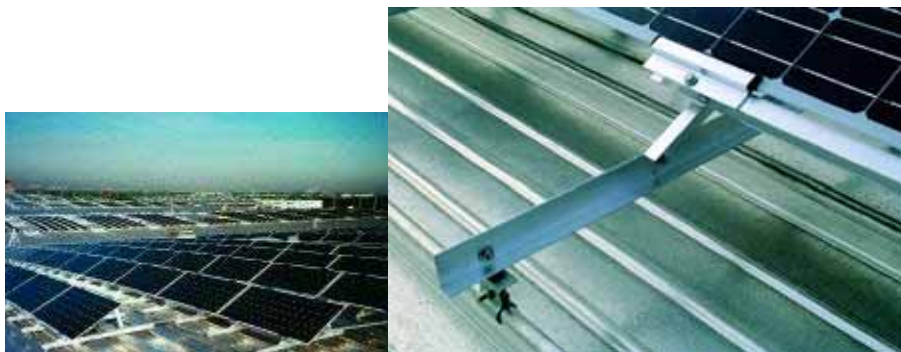


Figura 8.21 - Grampos de cabeça arredondada para placas de rebordo KalZip, Trade Fair Centre em New Munich

Fotografias: Corus Bausysteme e Shell Solar

Suporte de montagem com abertura metálica do telhado

Se por razões estruturais for necessário fixar o gerador à estrutura de suporte de telhados metálicos, os pontos de penetração deverão ser selados nas placas das coberturas.



Figura 8.22 - Suporte de montagem com abertura metálica

Parafusos para placas onduladas de fibrocimento

Esta fixação ao telhado especialmente desenvolvida para lâminas onduladas ou trapezoidais de aço inoxidável, é apropriada para vários tipos de telhados perfilados.



Figura 8.23 - Parafuso de fixação de placas onduladas de fibrocimento

Fotografia: Phönix Sonnenstrom AG

Telhas de fixação

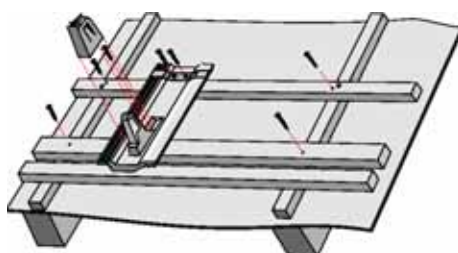


Figura 8.24 - Colocação de uma telha de fixação

Existem vários fabricantes que oferecem telhas especiais para a fixação dos módulos fotovoltaicos. Estas telhas são feitas de plástico ou de alumínio, tendo sido originalmente criadas para suportar grelhas, para a retenção da neve ou para servirem de degraus. São instaladas na cobertura do telhado, independentemente das vigas, sendo aparafusadas adicionalmente aos ripados. As telhas de fixação são apenas adequadas para coberturas com telhas.



Figura 8.25 - Telha de fixação de plástico [Klöber]



Figura 8.26 - Telha de fixação de alumínio

Armações de base para telhados inclinados

As calhas são montadas nos pontos mais seguros do telhado e recebem directamente os módulos solares, no caso da montagem individual. Na montagem em painéis, que é ocasionalmente usada, vários módulos solares são pré-montados e fixados às calhas. Este trabalho pode ser executado no solo. O painel de módulos pode então ser elevado até ao telhado com a ajuda de uma grua ou de um guindaste inclinado, para aí ser então montado. Os painéis são construídos com módulos standard de **100 Wp** de potência máxima. Em princípio envolve uma maior despesa de material.

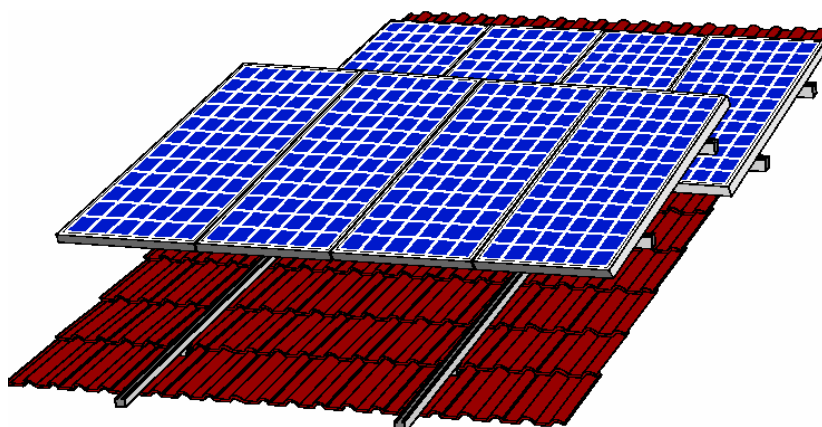


Figura 8.27 - Montagem de painéis

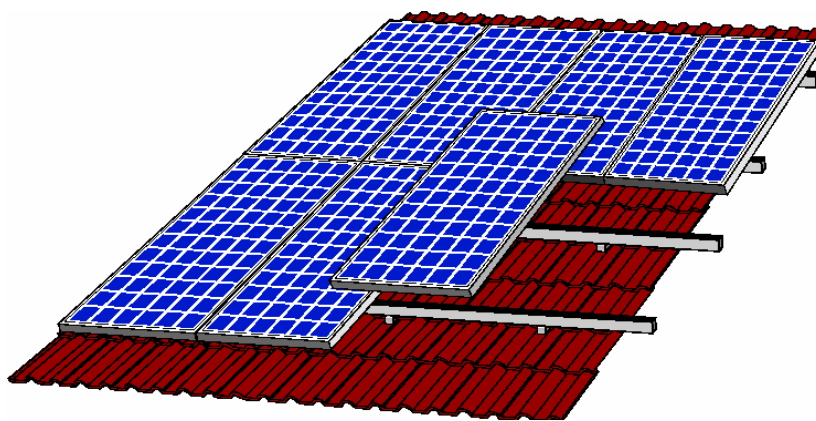


Figura 8.28 - Montagem individual

Por forma a obter uma superfície plana para o gerador, a armação de base do telhado inclinado deve compensar qualquer desnível existente na superfície do telhado. Por este motivo, este factor deve ser verificado, antes da colocação de qualquer elemento de ajuste da altura do telhado. Isto pode ser conseguido através de ganchos de telhado ajustáveis ou calçando-os com separadores ou anilhas (dependendo do sistema de montagem). A armação do telhado inclinado deve permitir a fácil remoção dos módulos individuais, uma vez que pode ser necessária a reparação do telhado por baixo do módulo ou a substituição de um módulo defeituoso.

Existem vários tipos de armações para telhados inclinados disponíveis. Secções simples em forma de **U**, **C** e **L**. As calhas Halfen são frequentemente usadas como calhas de montagem horizontal e vertical. Os restantes acessórios, tais como os parafusos, as pinças de suporte, os grampos, os ganchos e os clips que seguram os módulos, são fornecidos prontos para serem usados. Os sistemas variáveis podem ser usados universalmente e podem receber diferentes módulos (tipos e dimensões). Os materiais standard são o alumínio e o aço inoxidável, ou o aço galvanizado por imersão a quente. Devido ao risco de corrosão nos contactos directos com a armação de alumínio, não é recomendado o uso de aço em ambientes agressivos (nos ambientes industriais ou perto do mar), mesmo sendo galvanizado. Se as instalações nos telhados envolviam geralmente muito tempo e trabalho, os novos sistemas de montagem vieram simplificar esta tarefa, poupando tempo e materiais.

Para a montagem no telhado são usados módulos vidro-película (laminados) com e sem armação, ou módulos vidro-vidro. Normalmente são colocados lado-a-lado, mas existem sistemas nos quais os módulos são sobrepostos à semelhança das telhas. A possibilidade de circular por cima dos módulos, para efeitos de manutenção e reparação, depende do tipo de módulos que for usado (ver as especificações do fabricante). No entanto, deve-se sempre verificar se não existem pedras ou fragmentos de metal presos nas solas dos sapatos, por forma a evitar riscar a superfície do módulo. A título ilustrativo, são de seguida descritas sete armações de base de telhados inclinados, com vários sistemas de fixação dos módulos. Neste caso, e de acordo com as definições fornecidas no capítulo 3, o termo "laminado" refere-se aos módulos vidro-película, independentemente do módulo ser armado ou não.

Fabricantes de sistemas de montagem em telhados: Alfasolar, Altec Solartechnik, Biohaus, Braas, Conergy Systems, Creaton, Deger Energie, Donauer, Ecosolar, Energiebiss, EWS, HaWi Energietechnik, IBC, Krauss, Laumans, MHH, Modersohn, NAPS, Natürlich Zenkel & Lauterbach, Nelskamp, Osmer, Ralos, Phönix Sonnenstrom, Schletter, Schüco, Solara, SolarMarkt, Solarworld, Solon, Ricom, Soltech, Sotec, Wagner & Co, SE-Consulting, Temtec, Total Energie.

Sistema de montagem rápida Energiebiss Solartechnik, Alemanha

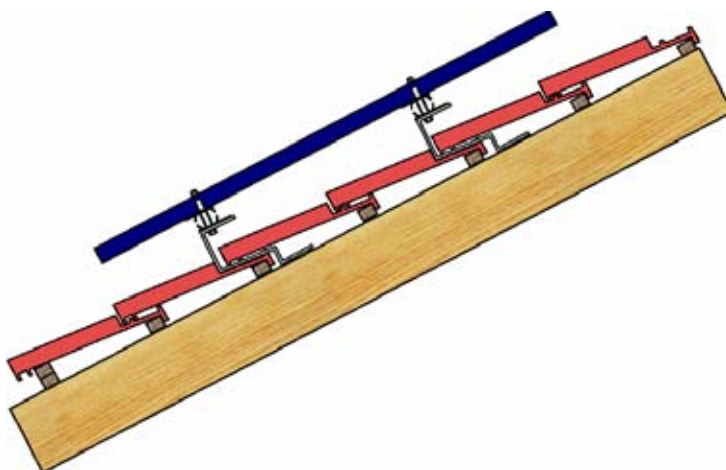


Figura 8.29 - Secção de corte longitudinal

As calhas da Energiebiss são adequadas para a montagem de módulos com e sem armação (módulos vidro-película) para todos os tamanhos standard. São aparafusadas horizontalmente nos pontos de fixação do telhado. Duas calhas paralelas fixam uma fileira de módulos. No caso dos módulos com armação, a armação é fixa às calhas, sendo os módulos presos nas extremidades através de fixações de alumínio. São usados grampos especiais com protecções de borracha para montar os módulos sem armação. Os cabos são encaminhados através das condutas integradas nas calhas.



Figura 8.30 - Fixação lateral de um módulo com armação



Figura 8.31 - Grampo entre dois módulos com armação

Sistema de montagem AluTec SolarMarkt GmbH, Alemanha

A armação AluTec para telhados inclinados é apropriada para segurar os laminados com armação. Neste caso, as secções verticais AluVer são inicialmente aparafusadas aos pontos de fixação do telhado (espaçamento de 1,2 a 1,4 m), sendo então fixadas as secções horizontais AluTec. Estas últimas são secções especiais nas quais os módulos são simplesmente inseridos. Não são sequer necessárias ferramentas nesta etapa. Os módulos mantêm-se no seu lugar, apenas devido ao seu peso. Nas partes laterais das secções AluTec, são ajustados pequenos suportes para que os módulos não deslizem das suas secções. Os cabos verticais são encaminhados nas secções AluVer, enquanto que os cabos horizontais precisam de ser fixados aos perfis AluTec através de clips. A substituição dos módulos individuais é feita de forma simples. As secções AluTec precisam de ser ajustadas à espessura dos módulos usados e, por este motivo, são fornecidos com vários tamanhos.

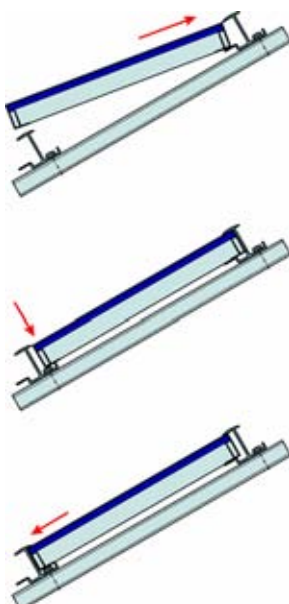


Figura 8.32 - Encaixe da secção horizontal AluTec
Fotografia: SolarMarkt



Figura 8.33 - Inserção dum modulo na secção horizontal AluTec

Sistema de Secções Sol-50 **Osmer Elektrotechnik, Alemanha**

A armação de sistema Sol-50 segue o mesmo princípio de desenho do sistema AluTec. Contudo, este sistema pode receber módulos com armações de diferentes alturas, até ao limite de **50mm**. As secções horizontais são ajustadas à altura global da armação, através da inserção nas calhas de montagem de dois calços por cada módulo, no topo e na base. Os módulos são fixados nas partes laterais através de barras aparafusadas às secções, sendo as secções inferiores e superiores fechadas através da inserção de lâminas.

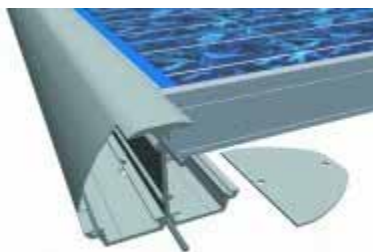


Figura 8.34 - Calha de encaixe e placa terminal para as secções Sol-50
Fotografia: Osmer



Figura 8.35 - Secção com e sem calços para ajuste da altura da armação dos módulos

Fotografia: Osmer

Sistema de montagem SunStick Conergy Systems, Alemanha

SunStick é um sistema universal de fixação no telhado, que compreende pequenas peças que evitam o corte das calhas de montagem. É um sistema modular composto por componentes pré-fabricados, que podem ser armazenados em grandes quantidades, facilitando o seu transporte. É adequado para a maioria dos módulos solares com armação e com dimensões máximas de **1,80 m x 1,40 m**. Consiste basicamente em duas calhas de base (2) por cada fileira vertical de módulos, a partir das quais é possível construir qualquer expansão. Os parafusos de ajuste dos ganchos do telhado (5) permitem ajustar a altura das calhas, por forma a nivelar eventuais irregularidades do telhado e evitar cargas sobre as telhas. O sistema de expansão (3) permite através de um pino de segurança unir as secções, onde são colocados os módulos (1). Estes são presos às calhas através de fixadores (4), ou no caso de fixações no topo e na base do módulo, através de suportes terminais de módulos. Os únicos utensílios necessários para a montagem dos módulos são uma chave Allen e uma chave-inglesa.

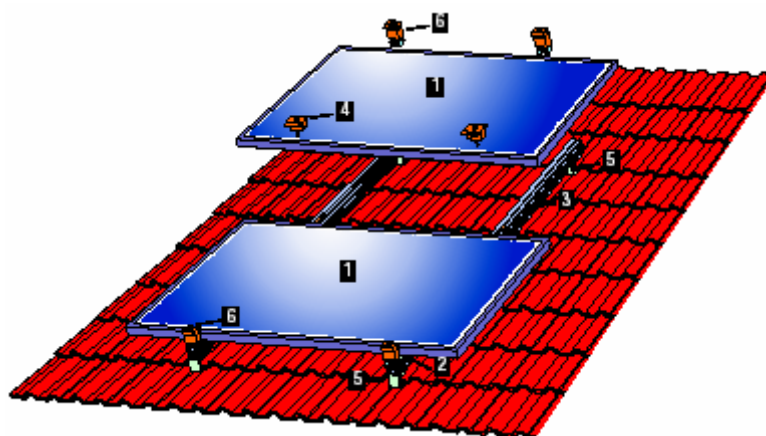


Figura 8.36 - Instalação e encaixe

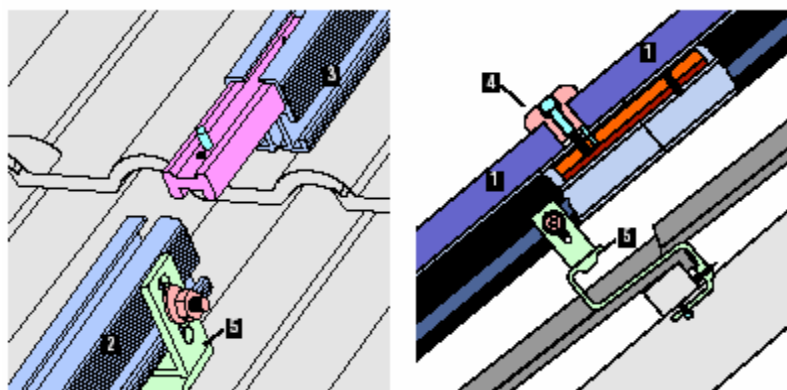


Figura 8.37 - Sistema de montagem SunStick

**Sistema de montagem para módulos vidro-vidro
Abakus Energiesysteme, Alemanha**

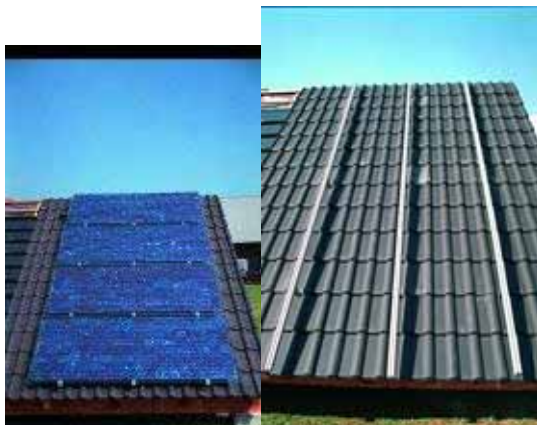


Figura 8.38 - Estrutura de fixação para telhados inclinados (com e sem módulos)
Fotografias: Abakus

Nesta estrutura de montagem para telhados inclinados e para módulos vidro-vidro, as calhas do sistema são fixadas verticalmente aos suportes de montagem. Três calhas paralelas suportam, respectivamente, uma fileira de módulos. Devido ao pequeno espaço entre os eixos dos suportes de montagem, estes são fixados às ripas horizontais em vez das vigas. Os módulos são colocados de baixo para cima. Assentam em secções de borracha (1) e são fixados às calhas de montagem, usando grampos de aço inoxidável através de adaptadores de silício adequados (2, 3). Os grampos terminais no extremo inferior dos módulos são presos à extremidade inferior das calhas através de longos parafusos e porcas especiais para evitar o deslizamento dos módulos (4).



Figura 8.39 - Sequência da montagem
Fotografias: Abakus

Sistema Solar Universal Dachziegelwerke Gebrüder Laumans, Alemanha



Figura 8.40 - Sistema de montagem fotovoltaico PV 1600 - sequência da montagem
Fotografias: Lafarge Dachsysteme

O sistema Solar Universal consiste num kit completo que é apropriado para praticamente todos os materiais de cobertura de telhados. Este kit compreende telhas de fixação onduladas, calhas metálicas, acessórios e cabos, bem como laminados de **100 watts** sem armação e inversores. Não é possível substituir os componentes individuais por componentes de outros fabricantes. As telhas solares são instaladas nos necessários ripados adicionais e suportam as calhas de suporte verticais. Os grampos retentores, onde são encaixados os módulos, são fixados a estas calhas. São necessárias duas calhas para cada fileira vertical de módulos. Neste caso, os grampos de retenção dos módulos são montados por cima do módulo inferior, sendo então colocado o módulo superior.



Figura 8.41 - Sistema Solar Universal Telha de fixação (em função do telhado) e montagem dos módulos da base para o topo
Fotografias: Laumans

Montagem dos módulos nas telhas do telhado

Sistema de montagem Solo Solon GmbH, Alemanha

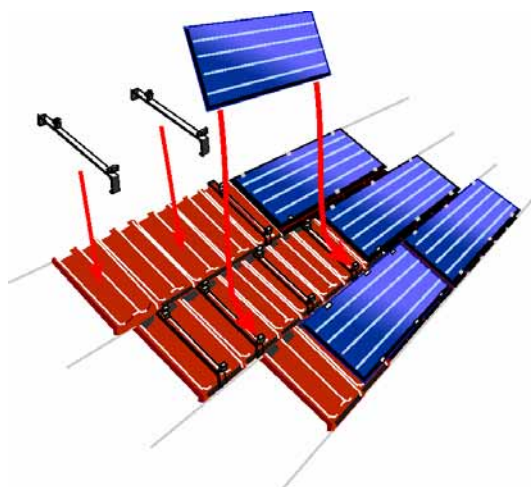


Figura 8.42 - Montagem dos grampos de retenção de aço inoxidável e módulos

O sistema de montagem Solo é único entre os sistemas de montagem nos telhados. Neste caso, os laminados de **40 Wp** são montados individualmente sobre as telhas do telhado, usando grampos de retenção de aço inoxidável. O formato do laminado, com as dimensões de **99 cm x 33 cm**, permite que a quase totalidade das telhas de barro (à excepção das telhas planas) e das telhas de cimento, possam ser ajustadas aos laminados através de clips apropriados. A principal vantagem deste sistema reside na simplicidade da montagem (dado que não é necessário qualquer intervenção na cobertura do telhado), na facilidade de substituição dos módulos e na possibilidade de expansão do sistema. Não há qualquer risco de corrosão, uma vez que os grampos de retenção são fabricados exclusivamente em aço inoxidável.



Figura 8.43 - Sistema de montagem Solo
Fotografia: Solon

8.3.2 Sistemas integrados no telhado

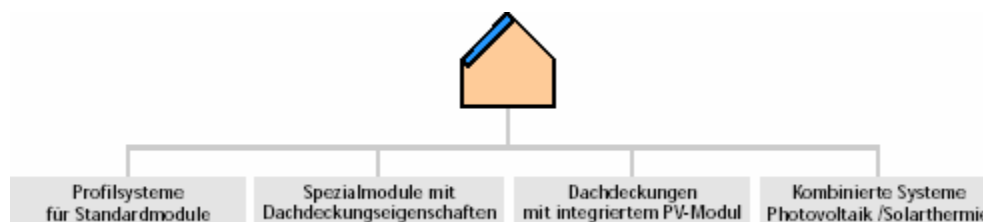


Figura 8.44

Nos sistemas integrados no telhado, os módulos apoiam-se na base do telhado e substituem a cobertura convencional do mesmo. A totalidade da superfície do telhado ou então apenas parte do telhado, podem ser cobertas com módulos. O gerador tem uma dupla função: a de gerar energia eléctrica e a de proteger o edifício contra os elementos climáticos. Por este motivo, o sistema de montagem deve impedir a entrada da água da chuva entre os módulos e nas margens do campo gerador. À semelhança do que acontece nos telhados frios convencionais, será necessária uma estrutura de ripados. Se o declive for

inferior ao valor mínimo, esta construção já não poderá por si só proteger contra a penetração de águas e infiltração de humidades, pelo que será necessário uma sub-cobertura impermeável. No intuito de evitar danos provocados pela retenção das humidades, provenientes da condensação que se forma na parte posterior dos módulos, deve-se garantir a circulação de ar na parte posterior dos mesmos.

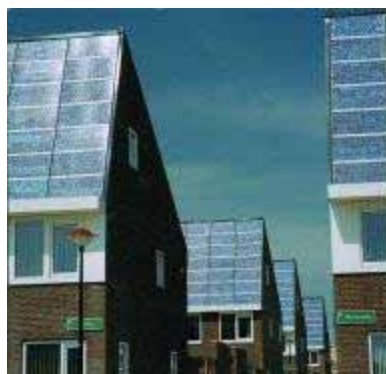


Figura 8.45 - 1 MW Residência estatal de “Nieuwland” em Amersfoort, Holanda
Fotografia: REMU

Sistema de secções para módulos standard

Os sistemas de secções, para laminados com armação e sem armação, consistem numa estrutura que não é auto-sustentada e que está fixada à subestrutura existente do telhado. Os módulos são dispostos nesta armação e fixados linearmente ou pontualmente. A protecção climatérica é conseguida através da sobreposição dos laminados, pelo uso de selos de borracha entre os laminados ou através de canais de drenagem nas secções inferiores dos laminados. Os módulos são ventilados do mesmo modo que as coberturas convencionais no plano da subestrutura do telhado. Para geradores com grandes superfícies de captação, deve-se assegurar um espaço suficientemente grande, para que a circulação do ar se possa fazer naturalmente.

Sistema de secções Zetter **Zetter Solar AG, Suíça**

Desenho: O sistema de secção Zetter tem um desenho semelhante ao sistema Solardach III. A diferença reside na maior área de sobreposição do módulo no sistema Zetter (sobreposição de 15 cm). Os módulos são normalmente suspensos numa construção composta por ganchos. Dado que na secção Zetter estes elementos são presos às ripas horizontais do telhado, a posição das ripas terá de ser modificada por forma a ajustar-se à altura do módulo.

Protecção climatérica: A sobreposição de 15 cm permite o selagem da junção horizontal. A drenagem da água de chuva, tal como para o sistema Solardach III, é assegurada por canais situados por baixo do plano dos módulos.

Inclinação mínima do telhado: 20°

Módulos: Devido à considerável área de sobreposição, não podem ser utilizados módulos standard. Os laminados sem armação devem ser construídos por medida, uma vez que é necessário manter um espaço entre as células e o bordo da área superior do módulo.

Manutenção: A disposição dos módulos favorece a sua auto-limpeza. Os módulos podem ser individualmente substituídos.



Figura 8.46 - Sistema de secção Zetter

Sistema de secções Solardach III Conergy Systems, Alemanha



Figura 8.47 - Vista final e secção de corte longitudinal

Desenho: Neste sistema de montagem da Conergy Systems, os suportes verticais dos módulos são cortados segundo o comprimento do módulo, e fixados às ripas horizontais do telhado no ponto central inferior dos módulos. Os módulos são então postos sobre as calhas de montagem, deixando uma margem lateral de **3 mm**, sendo suspensos numa estrutura em gancho. Os módulos são colocados de baixo para cima, sendo o limite inferior de cada módulo apoiado sobre o limite superior do módulo anterior. O completo kit é pré-fabricado em função do módulo que deverá ser instalado.

Protecção climática: As juntas horizontais são seladas pela sobreposição dos módulos. A protecção contra a projecção de água é conseguida através de uma faixa expandida colada sobre o extremo superior do módulo. A drenagem lateral da água faz-se pelos canais de drenagem das calhas de montagem, situadas por baixo do plano dos módulos.

Inclinação mínima do telhado: 23°

Módulos: Não existem limitações para os laminados com armação e para a maioria dos laminados sem armação. No entanto, os módulos vidro-vidro deverão ter um comprimento máximo de **80 cm** e uma espessura de **10 mm** (módulos maiores apenas por encomenda). Os módulos podem ser colocados quer na posição vertical quer na posição horizontal.

Manutenção: A disposição dos módulos favorece a sua auto-limpeza. Os módulos podem ser substituídos individualmente.



Figura 8.48 - Sistema de secções Solardach III
Fotografias: Conergy Systems

Sistema de Secções IPVH Heisterkamp, Alemanha

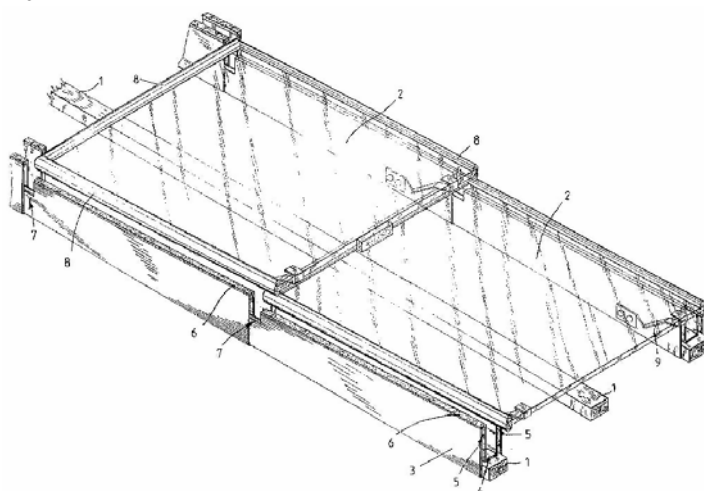


Figura 8.49 - Sistema fotovoltaico integrado com subestrutura de madeira
Esquema: Heisterkamp

Desenho: As secções de suporte do módulo (3) e os ganchos de montagem que recebem os módulos (2) assentam nas ripas de madeira vertical, que juntamente com as ripas horizontais formam a subestrutura do telhado (1). As secções de suporte com o formato de um M ajustam-se perfeitamente às ripas, sendo afunilados. Isto permite a sobreposição e encaixe das secções superiores, criando ao mesmo tempo uma diferença de altura entre os vários níveis.

Protecção climática: A selagem do telhado é garantida pelas juntas horizontais formadas pela sobreposição em escada dos módulos. Nas partes laterais, as secções de suporte sobrepostas funcionam como canais de drenagem (4). A faixa selante e adesiva (6) que é intercalada no espaço entre o módulo e a secção de suporte, permite evitar a entrada de água da chuva e do vento. Para fazer face à eventual acumulação de águas, é aplicada uma borda de protecção (8) no topo dos módulos. Se a cobertura fotovoltaica apenas cobrir parte do telhado, são aplicados revestimentos em chapa que selam a transição para a cobertura adjacente do telhado. Uma grelha perfurada situada nos limites inferiores do campo do módulo facilita a ventilação.

Módulos: Este sistema é apropriado para qualquer módulo sem armação e para a maioria dos módulos com armação, dado que as secções de aço inoxidável são individualmente cortadas à medida das dimensões de cada módulo. Para os módulos com armação, são utilizadas secções de suporte com recessos (7) nas barras de suporte (5). Estas barras suportam a armação dos módulos, existindo desta forma um contacto contínuo entre os módulos e as secções de suporte. Os módulos podem ser colocados quer na posição vertical quer na posição horizontal.

Manutenção: A disposição dos módulos favorece a sua auto-limpeza. Os ganchos de aço inoxidável são maleáveis e, por este motivo, permitem libertar facilmente os módulos individuais.



Figura 8.50 - Sistema de secções IPVH
Fotografias: Heisterkamp

Sistema de secções Solrif Enecolo & Ernst Schweizer Metallbau, Suíça

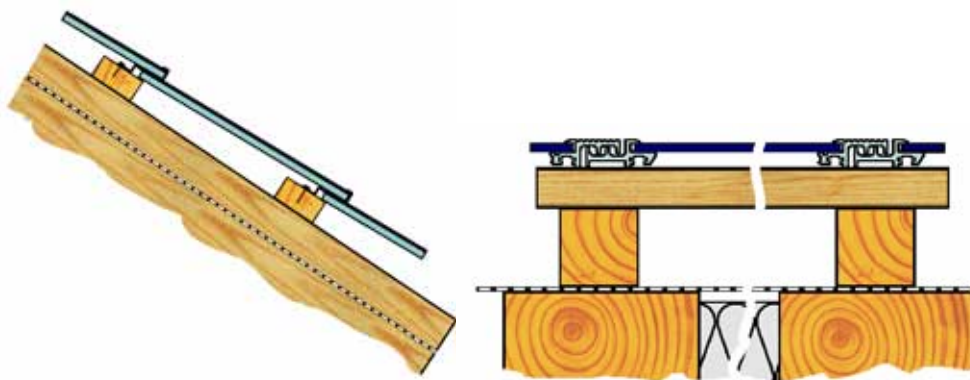


Figura 8.51 - Secções de corte transversal e longitudinal

Desenho: Neste sistema de montagem, os módulos são entregues no local da instalação já colados à armação, que é constituída por quatro secções de alumínio perfilado. As ripas horizontais do telhado devem ser adaptadas à largura do módulo. Os módulos são introduzidos em ganchos, que por sua vez estão fixados às ripas horizontais. Os módulos são sobrepostos entre si na direcção vertical, isto é, o extremo inferior do módulo é colocado por cima do extremo superior do módulo anterior.

Protecção climática: A selagem do telhado é garantida pela sobreposição das secções horizontal e vertical (à semelhança das telhas), e pelos canais de drenagem que são integrados nestes. Se a cobertura fotovoltaica for parcial, então são colocados revestimentos em chapa que selam a transição para a cobertura adjacente do telhado.

Inclinação mínima do telhado: 15°

Módulos: Este sistema é adequado para laminados sem armação de qualquer tamanho, uma vez que as secções de alumínio são cortadas à medida do módulo. O módulo é habitualmente colocado na posição horizontal, mas também é possível colocar o módulo na posição vertical. A companhia Biohaus fornece um módulo de **150 W** do fabricante espanhol Isofoton, que em conjunto com a armação Solrif, formam uma telha solar com dimensões de **131 cm x 100,2 cm x 1,6 cm**, que é adequada ao sistema de montagem Biosol Indach. Dispõe de uma versão semitransparente, que pode ser aplicada, por exemplo, em estufas.

Manutenção: A sobreposição dos módulos favorece a sua auto-limpeza. As secções podem deslizar na direcção vertical, sendo assim individualmente retiradas sem grandes dificuldades.



Figura 8.52 - Biosol Indach com secções Solrif



Figura 8.53 - Sequência de montagem das secções Solrif
Fotografias: Enecolo

Sistema de Secção Boal R&S Renewable Energy Systems, Holanda

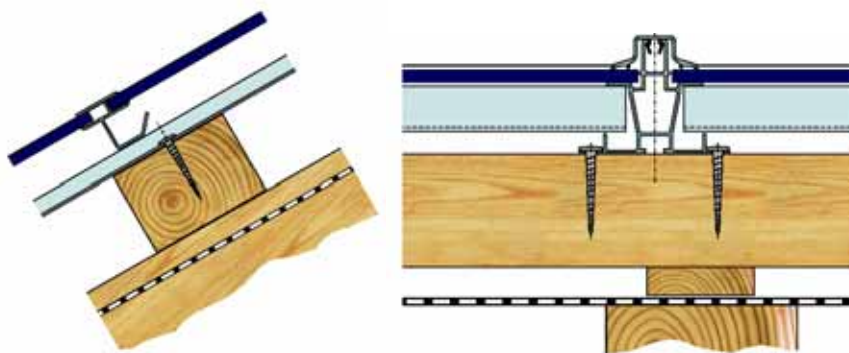


Figura 8.54 - Secções de corte transversal e longitudinal

Desenho: O primeiro passo consiste em aparafusar as secções verticais de alumínio às ripas do telhado, nos mesmos intervalos do que os módulos. O comprimento das secções é igual à altura do módulo. As secções horizontais são fornecidas já cortadas (à medida da largura do módulo) e coladas aos módulos, pelo que o trabalho no telhado consiste em acoplar os módulos às secções verticais. No final são encaixadas secções de plástico contínuo sobre os suportes verticais. Estas secções tem por função segurar os módulos, para prevenir que fiquem soltos, sendo disponibilizadas em várias cores.

Protecção climática: A selagem do telhado é assegurada pelas secções de plástico ajustadas verticalmente e pelas inserções de borracha nas secções horizontais. Por sua vez, os canais de drenagem das secções horizontais e verticais conduzem a qualquer infiltração na direcção do solo.

Inclinação mínima do telhado: 30°

Módulos: Este sistema permite usar laminados sem armação de qualquer tamanho com uma espessura máxima de **5mm**. Os módulos podem ser colocados na posição vertical ou horizontal.

Manutenção: O perfil plano do gerador promove a sua auto-limpeza. Para soltar os módulos individualmente, a faixa protectora de plástico tem de ser removida.



Figura 8.55 - Sistema de secções Boal

Sistema de Secções Energiedach
Solar World AG, Alemanha

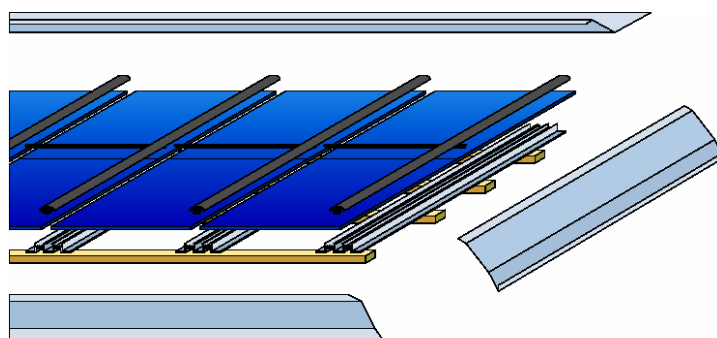


Figura 8.56 - Isometria

Desenho: À semelhança do sistema Boal, o primeiro passo consiste em prender as secções contínuas de suporte às ripas horizontais do telhado, com o mesmo espaçamento do que os módulos. Os módulos são então assentes sobre estes, sendo deixada uma margem lateral mínima. Na junta horizontal, no intervalo entre dois módulos sobrepostos, é inserida uma faixa de borracha de dupla face em forma de U. Da mesma forma são extendidas faixas de borracha contínuas nas junções verticais, evitando desta forma que os módulos fiquem soltos.

Protecção climatérica: As juntas verticais e horizontais são seladas por faixas de borracha. As infiltrações de águas são escoadas através dos canais de drenagem das secções de suporte.

Inclinação mínima do telhado: 15°

Módulos: Podem ser usados laminados sem armação com uma espessura de **3,5 a 7mm**, dispostos na posição vertical.

Manutenção: O perfil plano do gerador promove a sua auto-limpeza. Para retirar os módulos individuais, têm de ser removidas as faixas verticais de borracha.



Figura 8.57 - Secção de suporte com faixas de selagem



Figura 8.58 - Sistema de secções Energiedach
Fotografias: Solarworld

**Placas perfiladas Intersole
Econergy Int.**

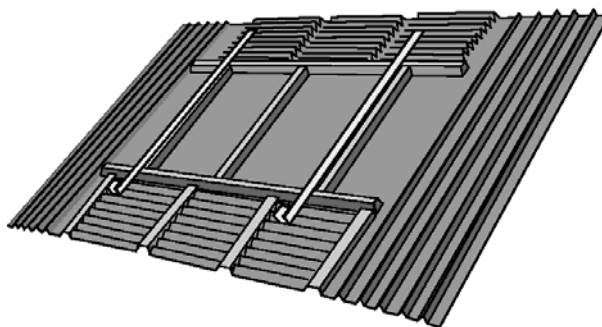


Figura 8.59 - Placa de plástico

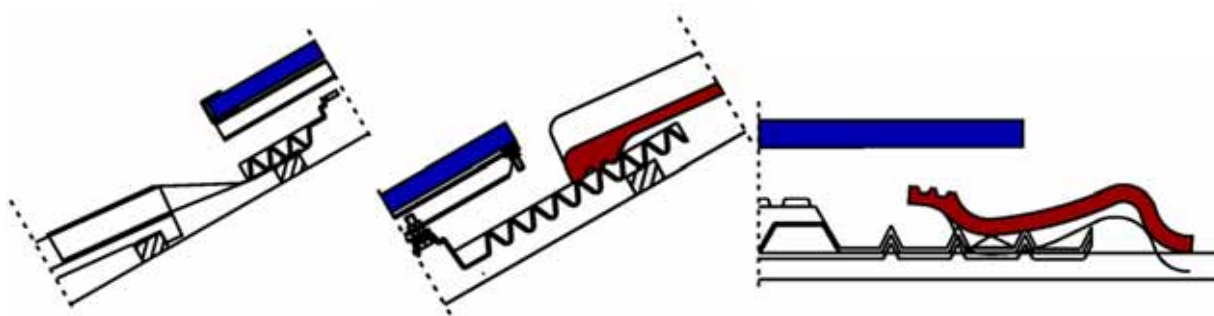


Figura 8.60 - Parte superior, inferior e juntas laterais nas telhas com cobertura parcial

Desenho: O sistema combinado de montagem Intersole Interflex, baseia-se em placas perfiladas da Intersol de **1,60m x 1m**, feitas de plástico reciclado resistente aos raios UV, sendo presas às ripas do telhado e sobrepostas em ambas as direcções, horizontal e vertical. Este sistema pode ser aplicado para qualquer tipo de telha comum. As secções de alumínio Interflex são fixadas verticalmente à parte rígida e central da matriz Intersole, sendo então fixados os módulos através de grampas. Neste sistema de montagem, a ventilação tem lugar no plano das secções de alumínio.

Protecção climatérica: Dado que as placas de plástico são colocadas em sobreposição, elas asseguram a protecção do telhado contra os agentes climatéricos. Os módulos são colocados lado a lado, deixando espaços abertos entre eles. As infiltrações são escoadas através da superfície plástica, que se encontra por baixo dos módulos.

Inclinação mínima do telhado: 15°

Módulos: Podem ser usados todos os tipos de módulo com armação. As placas possuem folgas que permitem que a sobreposição seja ajustada para os diferentes tamanhos de módulos. Os módulos são montados preferencialmente na posição horizontal. Na posição vertical, as faixas Interflex são instaladas horizontalmente, o que prejudica a ventilação na parte posterior.

Manutenção: Para além das armações do módulo, não há elementos estruturais sobre o plano do gerador que prejudiquem a sua auto-limpeza. Os módulos podem ser separados individualmente do conjunto.



Figura 8.61 - Secções Intersole

Colagem numa placa trapezoidal

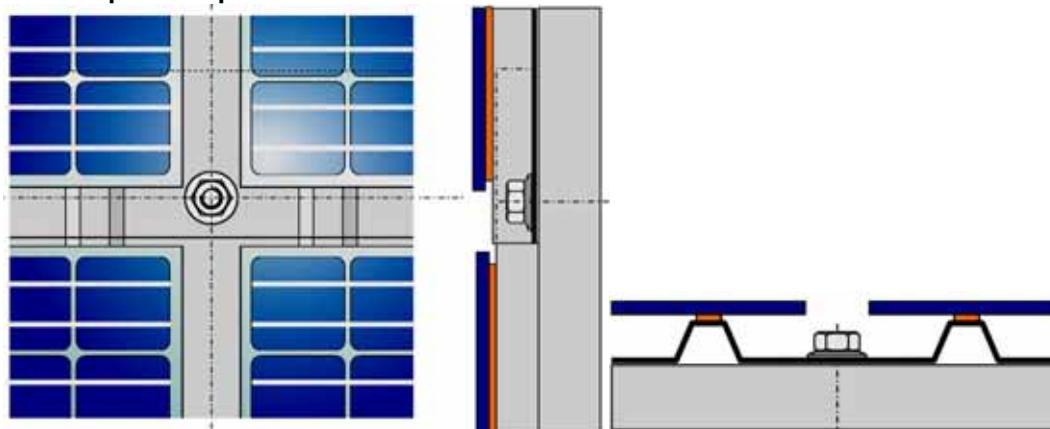


Figura 8.62 - Plano superior e secções de corte transversal e longitudinal

Desenho: As placas trapezoidais têm características adequadas para receber módulos solares. Os módulos são colados às placas nos locais de montagem e o conjunto, com os módulos já montados, são sobrepostos no telhado e aparafusados às ripas, do mesmo modo que as placas onduladas convencionais. Entre os módulos, podem ser montadas calhas como medida adicional de segurança. Os módulos são ventilados através dos correntes de ar que circulam entre as ondas da placa. A ventilação depende da altura e da largura da secção. As placas trapezoidais estão disponíveis em diferentes formatos e cores. Deve ser dada uma especial atenção aos ligadores posteriores na selecção dos módulos, pois estes não devem ultrapassar a profundidade da secção da placa. A densidade de montagem dos módulos determina o limite do espaço visível da placa trapezoidal.

Protecção climática: As camadas trapezoidais em sobreposição garantem a protecção contra os agentes climáticos de forma semelhante às restantes coberturas. A água da chuva é escoada pelos canais da placa.

Inclinação mínima do telhado: A inclinação mínima do telhado depende da altura do perfil, do comprimento da placa, das juntas laterais e do tipo e local das aberturas sobre a placa.

Módulos: São usados laminados sem armação, que podem ser montados na posição horizontal ou vertical.

Manutenção: A ausência da armação favorece a auto limpeza do gerador. Os módulos individuais podem ser removidos através de um fino cabo de aço que é puxado através da camada de cola, por forma a separar o módulo. Esta tarefa será mais fácil de executar se o cabo for previamente aquecido.



Figura 8.63: Módulos colados em placas trapezoidais
Fotografia: PMS Energie AG

Fabricantes de outros sistemas de secção no telhado: HaWi Energietechnik, IBC, Osmer Elektrotechnik, Soltech

Módulos especiais para a cobertura de telhados

Estes módulos são modificados na sua forma e função, por forma a adquirirem as características próprias das coberturas convencionais. Uma telha convencional sobrepõe-se à telha inferior e à telha lateral, por forma a que a água da chuva possa fluir na sua superfície. A forma da sobreposição (encaixe), garante que a neve e a água da chuva não penetrem por baixo da cobertura do telhado, e que os fluxos de água não se infiltrem por baixo das telhas. Ao modificar os módulos solares, os fabricantes procuraram introduzir este princípio, tendo desenvolvido armações especiais para a sobreposição. Estas podem ser ajustadas directamente às ripas existentes. Contrariamente às telhas convencionais, em que o respectivo peso oferece suficiente segurança em caso de tempestades, o reduzido peso dos módulos solares faz com que seja obrigatória a sua fixação mecânica. A eliminação dos trabalhos relativos à instalação das estruturas de suporte e a reduzida dimensão dos módulos, simplificam a montagem no telhado.

A ventilação do módulo ocorre no plano da subestrutura do telhado. Contudo, o desenho das estruturas da armação, que nalguns casos são compactas, requer frequentemente canais de ventilação adicionais, por forma a permitir o arrefecimento das células solares. Se os módulos apenas cobrirem uma parte do telhado, deve-se ter em atenção de que nem todos os sistemas podem ser combinados com os vários tipos de cobertura e declives dos telhados.



Figura 8.63 - 1 MW Residência Estatal 'Nieuwland', perto de Amersfoort, na Holanda, em primeiro plano, sistema Braas PV 700
Fotografia: Remu

Telhas solares Newtec
Phönix SonnenStrom AG, Alemanha

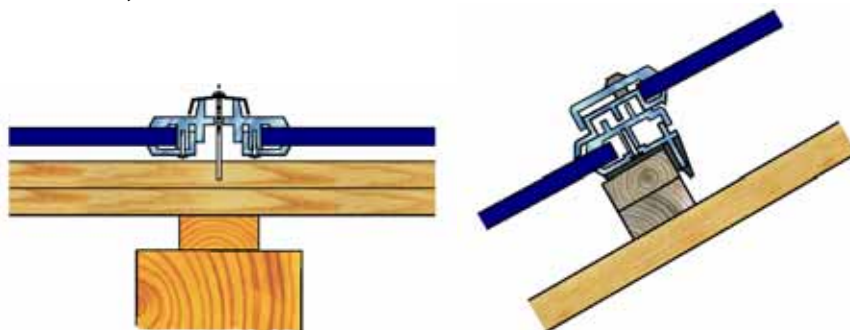


Figura 8.64 - Secções de corte transversal e longitudinal

Desenho: O sistema de telhas solares da Phönix, pode ser integrado na maioria das coberturas. Consiste numa armação de plástico com a dimensão de **76,1 cm x 50,5 cm**, que recebe um laminado de vidro especial endurecido. Consequentemente, as dimensões da telha solar são ajustadas às dimensões standard das telhas normais. É no entanto mais estreita do que as telhas convencionais. Por este motivo, é necessário instalar outra linha de ripas no sistema de suporte horizontal existente. Os módulos são sobrepostos na direcção vertical e encaixados entre si através de ranhuras alinhadas entre si. Os módulos são finalmente presos em cada lado com perfis de acabamento feitos de alumínio anodizado, aparafusados às ripas. Estas secções têm o mesmo comprimento que o módulo. Se a cobertura fotovoltaica apenas cobrir uma parte do telhado, são aplicadas placas cuneiformes de remate, sendo então a cobertura convencional do telhado aplicada ao mesmo nível do campo fotovoltaico. Na linha da cumeeira e do beiral, a integração é conseguida através da sobreposição da cobertura do telhado.

Ventilação: A simples estrutura do módulo (laminado) e a armação plana de plástico da parte posterior, permitem a ventilação no plano da subestrutura do telhado.

Protecção climatérica: A sobreposição dos módulos, as secções de cobertura vertical e os canais de água incorporados na armação, garantem a protecção do telhado contra as infiltrações da água da chuva.

Inclinação mínima do telhado: 15°

Potência eléctrica: 38 W_p por módulo.

Manutenção: As secções horizontais planas promovem a auto-limpeza do gerador. Os módulos individuais podem ser retirados libertando as duas secções laterais de acabamento. Pode-se caminhar por cima dos módulos, desde que se tenha alguma precaução.



Figura 8.65 - Telhas solares Newtec
Fotografias: Phönix Sonnenstrom AG

Sistema PV 700
Braas Dachsysteme, Alemanha

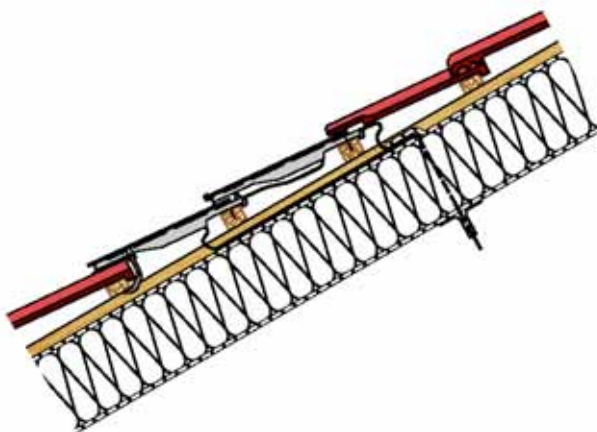


Figura 8.66 - Secção de corte longitudinal com abertura de telhado correctamente executada

Desenho: Este sistema, para os telhados da Braas, é um sistema completo que foi desenvolvido especialmente para as seguintes telhas: Frankfurter Pfanne, Doppel-S, Taunus Pfanne, Harzer Pfanne e Tegalit. Para além disto, pode ser combinada com a telha “Topas Reformpfanne” da RuppKeramik. Um laminado sem armação da Shell Solar é montado sobre as ripas do telhado, usando cassetes especiais de fixação. O módulo, com as dimensões de **38cm x 119,4cm**, é colocado transversalmente. Cada módulo substitui quatro telhas de uma fila e é preso mecanicamente às restantes telhas.

Ventilação: O uso de cassetes de fixação implica que a ventilação natural dos módulos não é possível; sendo a ventilação conseguida através dos canais de ventilação integrados no interior das cassetes de fixação.

Protecção climática: A sobreposição das cassetes de fixação, à semelhança das telhas convencionais, permite proteger o telhado contra a infiltração das águas da chuva.

Inclinação mínima do telhado: 15°

Potência: 35 W_p por módulo.

Manutenção: Os módulos sem armação e o sistema de grampo de ponto-fixos, favorecem a auto-limpeza do gerador. É possível retirar os módulos individuais, mas não é permitido andar por cima deles.



Figura 8.67 - PV 700 com telhas Tegalit
Fotografia: Remu

Terra Piatta Solar
Dachziegelwerke Pfleiderer, Alemanha

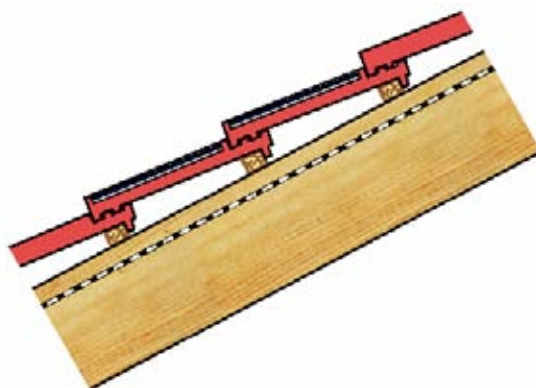


Figura 8.68 - Secção de corte longitudinal

Desenho: Este sistema de telhas solares do fabricante Pfleiderer, foi desenvolvido especialmente para a telha plana de barro “terra Piatta”. A “Terra Piatta Solar” consiste num laminado colado numa armação de plástico. Tem **45cm** de altura e **142,3 cm** de largura e, de modo semelhante, ao do sistema Braas, substituindo seis telhas de barro. Contudo, ao contrário do sistema PV 700, a Terra Piatta Solar consiste num único componente e é colocado sobre as ripas do telhado como se tratasse de uma telha. Para fazer face às tempestades, a telha solar é adicionalmente presa às ripas.

Ventilação: A armação de plástico é aberta no lado posterior, o que permite a ventilação do laminado no plano da subestrutura do telhado.

Protecção climática: A armação de plástico tem os mesmos encaixes do que a telha Terra Piatta. Consequentemente, a protecção climática é semelhante à de uma telha convencional.

Inclinação mínima do telhado: 15°

Potência eléctrica: 50 W_p por módulo com células policristalinas (ver abaixo), 56 W_p por módulo com células monocristalinas.

Manutenção: A ausência de elementos estruturais sobre o plano do gerador, favorece a sua auto-limpeza. Os módulos individuais podem ser retirados, desapertando o parafuso de fixação. É possível andar sobre os módulos desde que se tenha cuidado.



Figura 8.69

Sesol Quick D4-F**Sesol Gesellschaft für solare Systeme, Alemanha**

Desenho: O sistema solar Sesol foi desenvolvido para telhas onduladas do tipo Frankfurter Pfanne, independentemente do fabricante. Cada elemento solar compreende um laminado sem armação de 33cm de comprimento e 108cm de largura, que é colado num suporte especial feito de mineral fundido. Substitui quatro telhas convencionais e é colocado exactamente do mesmo modo. A telha solar não requer qualquer elemento de segurança adicional, uma vez que o seu peso é similar ao das telhas normais.

Ventilação: O suporte metálico é ventilado no plano da subestrutura do telhado e funciona como dissipador térmico do laminado.

Protecção climatérica: A protecção climatérica é semelhante à de uma cobertura convencional, dado que o encaixe é feito tal como para a telha Frankfurter Pfanne.

Inclinação mínima do telhado: Semelhante à cobertura original.

Potência eléctrica: 45,5 W_p por módulo policristalino SolarWatt, 47 W_p para um módulo monocristalino Alfasolar.

Manutenção: A ausência de elementos estruturais sobre o plano do gerador favorece a auto-limpeza do mesmo. É possível retirar os módulos individuais sem grandes dificuldades. É possível andar sobre os módulos se forem tomados alguns cuidados.

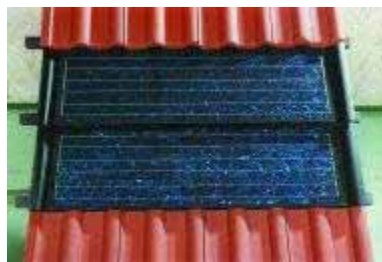


Figura 8.70 - Sesol Quick D4-F

Fotografia: Sesol

SolarSklent**Rathscheck slates and roof systems, Alemanha**

Desenho: Este sistema solar feito pela Rathscheck, foi desenvolvido especialmente para telhados com ardósias de corte curvo. Uma armação de plástico em forma de losango com dimensões de 92,1cm x 92cm, prende um laminado de vidro especial endurecido. Com uma dimensão equivalente a quatro vezes quatro ardósias, o componente Solar Sklent é instalado em sobreposição na superfície do telhado, como se tratasse de uma ardósia sobredimensionada. Não é necessário intervir nas ardósias adjacentes. Cada elemento SolarSklent possui uma caixa de ligações, que necessita de ser oculta na placa.

Ventilação: O assentamento directo na placa significa que não é possível ventilar o módulo.

Protecção climatérica: Em resultado do seu formato, a SolarSklent garante o eficaz escoamento das águas e, por isso, a protecção do telhado contra as infiltrações.

Inclinação mínima do telhado: 30°

Potência eléctrica: 50 W_p por módulo.

Manutenção: A ausência de elementos estruturais sobre o plano do gerador, favorece a sua auto-limpeza. Para substituir um SolarSklent é preciso remover as ardósias adjacentes. É possível andar sobre o SolarSklent, mas com algum cuidado.



Figura 8.71 - Colocação e vista final das telhas SolarSklent

Telhas planas fotovoltaicas SHR
Uni-Solar / Bess Europe, Bélgica



Figura 8.72 - Assentamento das telhas planas SHR

Desenho: Estas telhas planas (*shingle*) constituem elementos flexíveis de plástico, de dimensões 2,20m por 0,31m, sobre as quais são vulcanizados laminados num processo de junção a quente. As telas fotovoltaicas são colocadas horizontalmente em sobreposição, têm um formato de um rolo de 2,20m x 30,5 cm, composto por fileiras de células de tripla junção, de silício amorfo, com as dimensões 12,7 cm x 17,8 cm. Estas células são fixadas à placa através de pregos convencionais.

Ventilação: A fixação à placa implica que não é possível efectuar a ventilação do módulo. No entanto, as células amorfas de película-fina são menos sensíveis às altas temperaturas.

Protecção climatérica: A selagem é assegurada pelo próprio formato da telha e, nalguns casos, pela tripla sobreposição dos elementos.

Inclinação mínima do telhado: 15°

Potência eléctrica: 17 W_p por módulo

Manutenção: A ausência de elementos com relevos favorece a auto-limpeza do gerador. É possível andar por cima dos módulos.



Figura 8.73 - Telha fotovoltaica SHR
Fotografias: Bekaert ECD Solar Systems Europe

Fabricantes de outros módulos especiais: Eternit AG, Suíça; 3S Swiss Sustainable Systems AG, Suíça.

Coberturas de telhado com módulos fotovoltaicos integrados

Estes são elementos para a cobertura de telhados que, de modo adicional, incluem as propriedades de um módulo solar. O material do telhado é usado como um suporte mecânico para o módulo fotovoltaico e desempenha funções ao nível da protecção climática. Por esse motivo, a sua impermeabilidade é comparável à de uma cobertura convencional. Os módulos são presos aos elementos da cobertura do telhado na sua parte posterior, na maior parte dos casos através de colagem. A ausência de elementos estruturais no plano do gerador, favorece a auto-limpeza dos módulos. É possível retirar elementos individuais de acordo com o tipo de cobertura do telhado. A reduzida dimensão de alguns dos módulos tem como vantagem poderem ser ajustados, mesmo em menores áreas do telhado, mas isto representa um maior custo em termos de cablagem e agrava as necessidades em termos de área de captação.

Telha solar Laumans

Dachziegelwerke Laumans, Alemanha

Desenho: Este sistema solar da Laumans foi especialmente desenvolvido para as telhas de barro “Rheinland” e “Tiefä”. As telhas solares são telhas de barro normais com uma ligeira modificação no seu topo, onde são introduzidas as ranhuras. Os módulos usados neste sistema compreendem três células vedadas com teflon (monocristalino ou policristalino), assentes num substrato de vidro endurecido. São ligadas em cadeias durante a produção e empacotadas em conjunto. No telhado, as cadeias são colocadas de cima para baixo e encaixadas nas ranhuras das telhas, usando o patenteado sistema de engate de aço inoxidável. As telhas solares podem ser colocadas de modo convencional com ou sem módulos solares, proporcionando uma superfície geradora que pode posteriormente ser expandida.

Ventilação: O espaço livre de aproximadamente 1 cm entre a telha e o módulo, permite a ventilação deste último.

Potência eléctrica: 3,7 W_p por módulo (policristalino) ou 4,55 W_p por módulo (monocristalino).

Manutenção: Os módulos têm uma superfície que repele a sujidade. Não é possível andar sobre eles.



Figura 8.74 - Telha solar Laumans
Fotografias: Laumans

Telha Sunny Star Unity, Suíça

A Star Unity é uma empresa suíça, que oferece um produto similar à telha solar Laumans. A telha Sunny é uma telha de dupla ranhura feita de plástico acrílico, que pode ser combinada com células monocristalinas (6,5 Wp por telha) ou com células amorfas (2 Wp por telha). A telha é fornecida pela Klöber e é originalmente transparente, sendo só depois tingida e adaptada como uma telha solar. Para um sistema fotovoltaico até **3 kWp**, a telha Sunny é fornecida na cor castanha ou em versão transparente. Para potências superiores a **3 kWp**, pode ser escolhida qualquer cor.



Figura 8.75 - Telha Sunny
Fotografias: Star Unity

Telha solar de barro Müritz Tonindustrie Heisterholz, Alemanha

Desenho: Este sistema solar da Heisterholz foi desenvolvido especialmente para o formato da telha “Müritz”, fabricada pela Heisterholz. Neste sistema, são ligadas entre si três telhas “Müritz”, que suportam um módulo solar colado e fixado por um parafuso. O módulo é constituído por células monocristalinas e tem uma placa frontal feita de vidro solar não reflectivo.

Ventilação: A ventilação é realizada no espaço que medeia a telha e o módulo.

Protecção climática: Semelhante à telha original.

Inclinação mínima do telhado: Semelhante à telha original.

Potência eléctrica: 30 W_p por módulo.

Manutenção: A ausência de elementos estruturais sobre o gerador, favorece a sua auto-limpeza. É possível andar sobre a telha solar de barro Müritz desde que com precaução.



Figura 8.76 - Telha solar de barro Müritz
Fotografias: Heisterholz

Telha Solar Sunslates SES Société d'Energie Solaire, Suíça

Desenho: Esta telha solar da SES, foi concebida especificadamente para a “linha XL” de telhas Eternit. É também adequada para a integração em fachadas. A Sunslate baseia-se numa placa de fibrocimento com dimensões de 72cm x 40cm, sobre a qual é colado um módulo com seis células solares de 30 cm x 40 cm. O módulo é um laminado constituído por células monocristalinas ou policristalinas, por uma placa de vidro endurecido e por uma lâmina posterior de alumínio. Em termos da subestrutura e montagem, as Sunslates são colocadas de modo idêntico às telhas convencionais, sendo pregadas ao ripado do

telhado. São fornecidas telhas naturais da fábrica de ardósias Magog para uma dupla cobertura com módulos Sunslates de 27 cm x 29 cm, compostos por quatro células monocristalinas. Cada ardósia mede 62 cm x 27 cm.

Ventilação: Os ripados permitem que se efectue a ventilação das Sunslates. Contudo, dado que os módulos são colados às ardósias e que existe uma dupla sobreposição, a ventilação posterior dos módulos é algo limitada.

Protecção climática: Semelhante às telhas originais.

Inclinação mínima do telhado: 18°, dupla cobertura: 40°.

Potência eléctrica: 12 W_p por módulo (SES) ou 7,9 W_p por módulo (Magog).

Manutenção: A ausência de elementos estruturais sobre o gerador favorece a sua auto-limpeza. É possível andar sobre as Sunslates.



Figura 8.77 - Telha solar em base de ardósia natural
Fotografia: Magog



Figura 8.78 - Telha solar em base de fibrocimento
Fotografias: Formerly Atlantis

Telha solar Solardachstein **Solara, Alemanha / SED, Austria**

Desenho: A telha solar Solardachstein é oferecida pela SED e pela Solara, e foi concebida para telhas convencionais. Trata-se de uma telha de 63cm x 42cm, de plástico reciclado, sobre a qual é colado um módulo vidro-vidro composto por oito células solares policristalinas da Photowatt. O módulo vidro-vidro é constituído por um vidro de segurança não reflectivo nas suas duas faces. A telha solar é colocada tal como a telha original do telhado e, devido ao seu peso (dois terços do peso original), não requer outro sistema mecânico de fixação, o que faz com que a sua colocação seja muito mais simples. É fornecida nos formatos mais populares de telhas e com várias cores.

Ventilação: A telha solar é aberta na sua parte interior, o que permite a ventilação do módulo no plano da subestrutura do telhado.

Inclinação mínima do telhado: Semelhante à telha original.

Potência: Módulo de 10,5 W_p.

Manutenção: A ausência de elementos estruturais sobre o gerador favorece a sua auto-limpeza. A área da superfície do gerador é transitável.

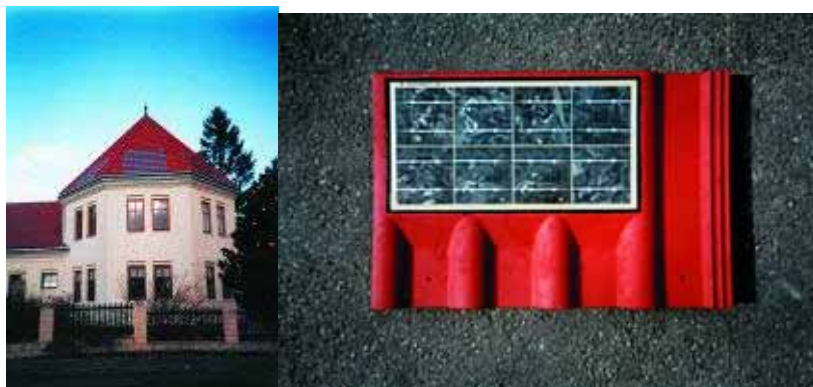


Figura 8.79 - Telha solar Solardachstein Esquerda: Infantário Beitenfurth, Austria Direita: Tipo 'Heidelberger'
Fotografias: SED

Telhas de ardósia Electra **Grupo Intersolar, Reino Unido**

O sistema solar Electra Slate, foi desenvolvido pelo fabricante de células solares Intersolar, juntamente com o construtor de casas pré-fabricadas Alfred McAlpine, e consiste em células de película fina integradas em telhas naturais de ardósia. Os laminados vidro-vidro têm **5,5 mm** de espessura, **30 cm** de largura e **50 cm** de altura. As células solares de silício amorfo são integradas na parte inferior da telha (nos últimos 19 cm), enquanto que o resto da superfície é sobreposta pelos elementos circundantes. À semelhança das ardósias originais, as Elektra Slates são pregadas directamente ao ripado do telhado.



Figura 8.80 - Telha Electra com células de silício amorfo
Fotografia: Intersolar

Telha Solar Solarwatt, Alemanha

Desenho: Este sistema solar da Solarwatt, foi desenvolvido especialmente para as telhas planas de plástico da Halbauer. A telha solar consiste numa unidade de seis telhas individuais, que formam uma área de 107 cm x 30 cm. O material plástico da telha plana recebe um módulo vidro-vidro, com células solares monocristalinas, policristalinas ou EFG, que são coladas à telha. Para a sua montagem é necessário mais uma secção horizontal. A telha solar é ligada às restantes telhas planas adjacentes através de um gancho, não requerendo nenhuma fixação mecânica adicional.

Ventilação: A armação de plástico é aberta na face interior, sendo a ventilação do módulo feita no plano da subestrutura do telhado. No entanto, o suporte estrutural da estrutura e a adicional secção do telhado, restringem de alguma forma a ventilação do módulo.

Protecção climática: Semelhante à telha original.

Inclinação mínima do telhado: Semelhante à telha original.

Potência: Dependendo do tipo de célula, 27, 28 ou 35 Wp por módulo.

Manutenção: A ausência de elementos estruturais sobre o gerador, favorece a sua auto-limpeza. É possível andar sobre a telha solar desde que se tenha algum cuidado.

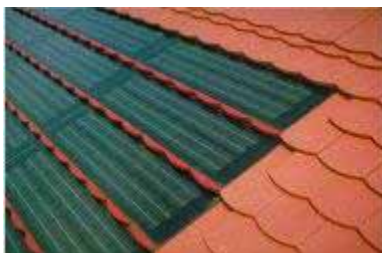


Figura 8.81 - Telhas solares Solarwatt
Fotografia: Solarwatt

Secções de aço Solartec
Thyssen Bausysteme, Alemanha

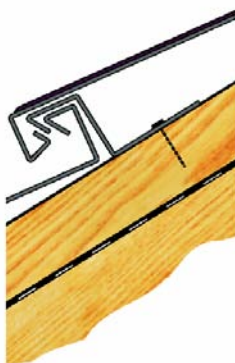


Figura 8.82 - Solartec "Style": Fixação invisível através de secções de retenção, que são aparafusadas aos ripados

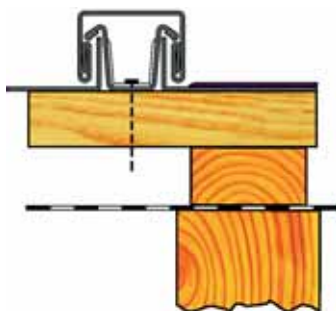


Figura 8.83 - Solartec "Design": Secções de fixação com retentores aparafusados e perfil de acabamento

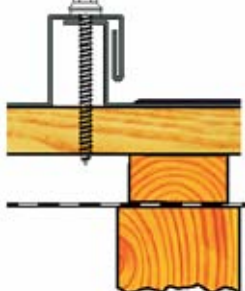


Figura 8.84 - Fixação visível usando parafusos de aço inoxidável e anilhas, e selagem EPDM

Desenho: O Thyssen Solarte é um sistema usado na construção de telhados e fachadas, em edifícios industriais e residenciais. Compreende elementos de aço que são revestidos com células solares amorfas de tripla junção Uni-Solar. São normalmente usadas folhas de aço galvanizado ou recobertas por uma capa plástica. À semelhança de um telhado metálico convencional, os elementos Solartec são montados directamente na subestrutura do telhado ou da fachada. Existem quatro tipos diferentes. O Solartec “Style” é colocado na posição horizontal de margem para margem. A colocação do painel é feita tal como num telhado inclinado, sendo os diferentes elementos engatados de baixo para cima. Os painéis têm uma largura de 42 cm e, opcionalmente, 3,05m ou 5,80 m de comprimento.

Os sistemas “Design”, “Trend” e “Classic”, são colocados na vertical, desde a cumeeira até ao beiral do telhado. O tipo “Classic” é baseado numa secção trapezoidal, enquanto que os sistemas “Design” e “Trend” usam um desenho vertical rebatido. Os elementos do sistema “Design” possuem rebordos laterais com 3 cm de altura. São colocados no telhado com um espaçamento de 4,5 cm e fixados através de grampos. A largura total é de 45 cm (Design), 45,5 cm (Trend) e 47,4 cm (Classic). Existem elementos de 3,05 m ou 5,08 m de comprimento para cada tipo.

Todos os tipos estão disponíveis com e sem a película fotovoltaica. Isto significa que se pode optar por revestir a totalidade da superfície do telhado ou apenas áreas parcelares. Podem ser fornecidas secções especiais para as juntas do algeroz e da cumeeira do telhado.

Ventilação: A ventilação tem lugar no plano da estrutura do telhado. É restringida pela colagem do módulo ao elemento de aço. Contudo, as elevadas temperaturas não afectam o desempenho das células amorfas de película fina.

Protecção climática: Semelhante à do telhado original com rebordo.

Inclinação mínima do telhado: 5°

Potência: 64 ou 128 Wp em função do comprimento do elemento.

Manutenção: A ausência total de elementos estruturais sobre o gerador, favorece a sua auto-limpeza. É possível andar sobre os módulos desde que se tenha cuidado.

Assentamento das secções de aço Solartec



Figura 8.85



Figura 8.86 - 1,7 kWp Solartec “Style” em aço inoxidável, no Nautineum Dänholm Stralsund, uma divisão do Museu Oceanográfico Alemão

Fotografia: Rolf Reinicke, Museu Oceanográfico Alemão



Figura 8.87 - 50 kW_p Solartec sobre estrutura ondulada na fachada industrial no ThyssenKrupp Stahl em Duisburg-Beeckerwerth, na Alemanha

Perspectiva: Uma versão mais avançada com isolamento térmico integrado, chamada Thermodach Solartec, surgiu recentemente, mas por enquanto apenas como um protótipo. Este elemento, de construção muito ligeira, é constituído por duas folhas de aço revestidas com espuma de poliuretano, com uma espessura máxima de 130 mm. Tal com para o sistema convencional Solartec, os laminados amorfos de tripla junção são colados sobre os elementos sobrepostos.

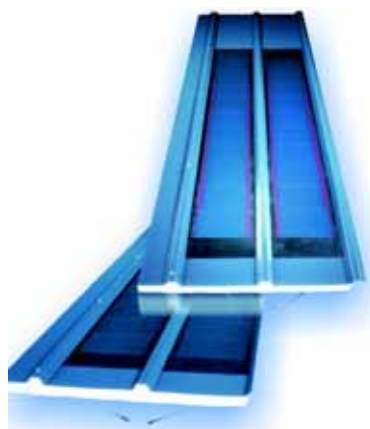


Figura 8.88 - Thermodach Solartec
Fotografias: Thyssen Bausysteme

Telhado fotovoltaico de rebordo vertical SSR Uni-Solar / Bess Europe, Bélgica

O elemento Uni-Solar SSR para telhados fotovoltaicos, é feito de aço, revestido por uma liga de zinco e alumínio, sendo também colocado segundo o método do rebordo vertical. Tal como os restantes telhados convencionais de rebordo vertical, os elementos SSR são fixados à subestrutura, usando grampos de retenção. São recobertos com os mesmos laminados Uni-Solar do sistema Solartec. A largura standard é de **42 cm** e o comprimento da faixa de **2,94 m** para módulos de **64 Wp** e de **5,56 m** para módulos de **128 Wp**. Sob encomenda, é possível obter maiores tamanhos com larguras e comprimentos máximos de **40,5 cm e 12 m**, respectivamente. Os elementos podem ser usados em superfícies curvas com um raio mínimo de **1,2 m**. Todas as restantes características são iguais às das secções Solartec.



Figura 8.89 - Telhado de rebordo vertical SSR PV
Fotografias: Bekaert ECD Solar Systems Europe

Secções de zinco com rebordos verticais e sistema solar Quick Step Rheinznink, Alemanha

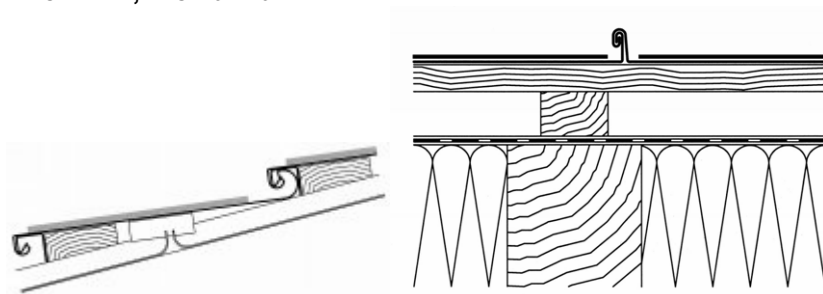


Figura 8.90 - Esquerda: Secção de corte longitudinal do Quick Step Solar PV e Direita: Secção de corte transversal da secção de rebordo vertical Solar PV

Desenho: O construtor de telhados metálicos Rheinznink desenvolveu dois produtos similares para telhados de zinco. O sistema solar de rebordo vertical da Rheinznink, consiste numa cobertura que usa o método clássico de rebordo. A totalidade da superfície dos laminados Uni-Solar de células amorfas de tripla junção, é colada sobre as secções individuais. À semelhança da cobertura de rebordo vertical normal, os elementos de 43 cm de largura e 3 m de comprimento são dispostos na vertical e fixados no rebordo através de grampos de retenção, em oposição à força de sucção do vento e de eventuais deslizamentos.

O sistema Quick Step Solar PV consiste num telhado em degrau, feito com painéis colocados na horizontal, sobre os quais são colados módulos solares vidro-vidro (usando para o efeito um adesivo transparente). Para atenuar a discrepância visual com a superfície de zinco, são usadas células de silício monocristalino cinzentas. Os painéis medem 36,5 cm x 2 m. As secções do Quick Step são colocadas em paralelo segundo a linha do beiral e ligadas indirectamente à estrutura de suporte, usando uma subestrutura especialmente desenvolvida para este efeito. As secções de zinco são inseridas na estrutura de retenção.

Ventilação: As secções são ventiladas no plano da subestrutura do telhado. A união dos módulos com a chapa de zinco afecta a ventilação, mas isto apenas tem relevância no caso das células cristalinas.

Protecção climática: Semelhante ao telhado original de zinco.

Inclinação mínima do telhado: 10°

Potência eléctrica: 64 Wp por cada elemento de rebordo vertical, 63 Wp por cada elemento Quick Step.

Manutenção: A ausência de elementos estruturais sobre o gerador favorece a sua auto-limpeza. É possível andar em segurança sobre os módulos de rebordo vertical. No caso dos módulos Quick Step será sempre preciso algum cuidado. O mecanismo “Click” de fixação facilita a remoção dos elementos Quick Step.

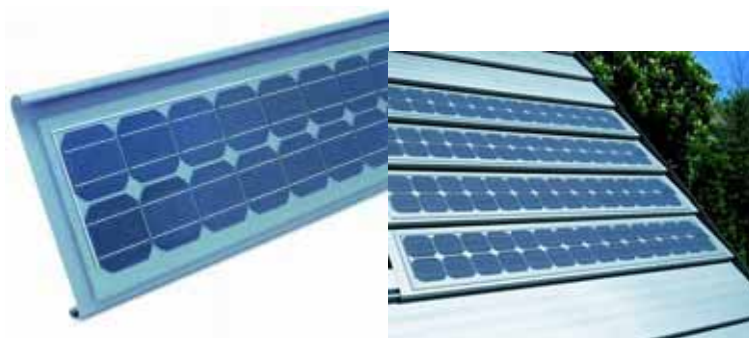


Figura 8.91 - Quick Step Solar PV



Figura 8.92 - Solar PV de rebordo vertical
Fotografias: Rheinzink

Sistemas solares combinados: fotovoltaicos e térmicos

Sistema MGI de montagem no telhado Wagner & Co., Alemanha

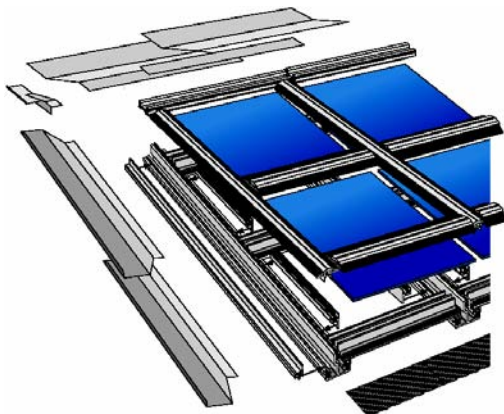


Figura 8.93 - Isometria dos componentes do sistema MGI

Desenho: As contínuas secções verticais de montagem são presas aos elementos suplementares de montagem longitudinais, no intervalo entre os módulos. As secções de montagem horizontal são aparafusadas a estas secções, sendo então engatadas as secções de suporte vertical. Os colectores são pousados sobre estas, sendo finalmente presos por calhas contínuas verticais e horizontais.

Protecção climatérica: As juntas são impermeabilizadas pelas secções metálicas que fecham a estrutura. As chapas laterais de metal são sobrepostas por estas secções. Na junção inferior é inserida uma fita vedante de borracha, por forma a impedir a penetração de água.

Ventilação: A ventilação ocorre ao nível da subestrutura do telhado.

Inclinação mínima do telhado: 25°

Potência eléctrica: 160 Wp por módulo

Manutenção: A secção plana horizontal da cobertura promove a auto-limpeza do gerador. As secções da cobertura devem ser desaparafusadas para que se possam retirar os módulos individuais.



Figura 8.94 - Integração combinada de módulos fotovoltaicos e colectores solares térmicos

Sistema ECO para telhados solares
Buschbeck Solartechnik, Alemanha

Desenho: No sistema ECO, os módulos fotovoltaicos e colectores térmicos possuem molduras uniformes com grelhas de 1m por 1m, com o mesmo sistema de fixação e de impermeabilização. Isto permite integrar os módulos e colectores segundo qualquer combinação. As molduras são directamente assentes no ripado do telhado e aparafusadas.

Protecção climatérica: Os laminados sem armação e as coberturas de vidro para os colectores, são fixadas com calhas de alumínio verticais e horizontais. A impermeabilização das junções entre o vidro solar e as calhas, é feita através de juntas cuneiformes de borracha.

Ventilação: As armações estão abertas na parte interior e permitem a ventilação ao nível da subestrutura do telhado.

Potência eléctrica: 110,115 ou 120 Wp por módulo.

Manutenção: A superfície colectora térmica e fotovoltaica é transitável, sendo a auto-limpeza destes elementos eficaz. O sistema modular permite que os componentes individuais possam ser substituídos, se desejado.



Figura 8.95 - Sistema solar ECO
 Fotografia: IGT Solar

Sistema gerador Erlus
Erlus Baustoffwerke, Alemanha

Desenho: Este sistema consiste em tabuleiros de aço inoxidável que são montados na estrutura do telhado, nos quais é feita a instalação de módulos fotovoltaicos ou de colectores térmicos. Os módulos vidro-vidro possuem armações castanhas de alumínio anodizado.

Protecção climatérica: Os tabuleiros de aço inoxidável garantem a estanquicidade do telhado.

Ventilação: Dado que os tabuleiros de aço inoxidável estão fechados, não é possível realizar a ventilação posterior dos módulos.

Inclinação mínima do telhado: 20°

Potência eléctrica: 300 W_p por módulo.

Manutenção: Para além das armações do módulo, não existem outros elementos estruturais sobre o plano do gerador que impeça a sua auto-limpeza. É possível circular por cima dos módulos.



Figura 8.96 - Esquerda: Tabuleiro de aço inoxidável, Centro: Módulo fotovoltaico e Direita: Colector térmico

Sistemas solares Schüco, Alemanha

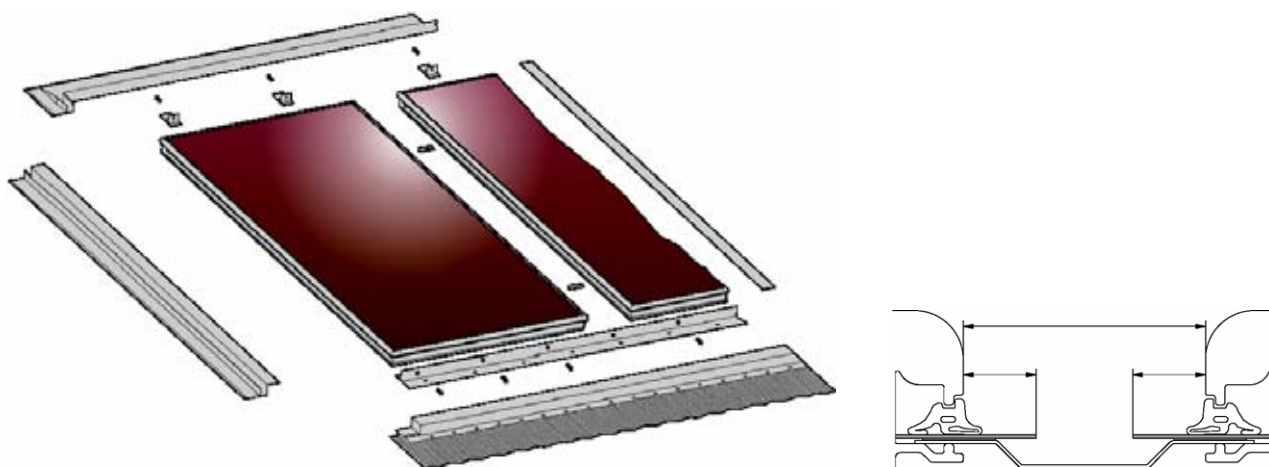


Figura 8.97 - Esquerda: Isometria dos componentes do sistema Schüco e Direita: A secção de corte mostra a fixação e selagem com uma lâmina metálica intermédia e juntas cuneiformes

Desenho: Os módulos fotovoltaico e os colectores térmicos possuem armações uniformes com a dimensão de 2,125 mm x 1,252 mm. Partilham do mesmo sistema de fixação e de selagem e, consequentemente, podem ser combinadas entre si conforme desejado. As armações são directamente assentes na construção do telhado e aparafusadas entre si e às calhas de montagem.

Protecção climatérica: As armações têm uma ranhura em todo o seu redor, onde se encaixam os diferentes elementos e na qual são inseridas as lâminas laterais ao longo dos bordos do campo gerador.

Ventilação: As armações são abertas na face interior, permitindo a ventilação ao nível da subestrutura do telhado. Contudo, esta ventilação é de algum modo limitada pela profundidade dos perfis.

Inclinação mínima do telhado: 15°

Potência eléctrica: 300, 325 ou 340 W_p por módulo.

Manutenção: Cada elemento individual só pode ser removido se forem retiradas as juntas cuneiformes contínuas e as secções de montagem desapertadas. Os laminados não são transitáveis. As armações planas dos módulos promovem a auto-limpeza do sistema.



Figura 8.98 - Integração combinada de módulos fotovoltaicos, colectores solares e janelas de sótão

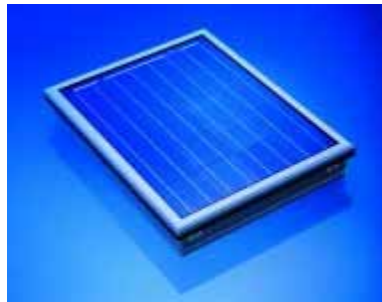


Figura 8.99 - Colector térmico



Figura 8.100 - Janela de sótão

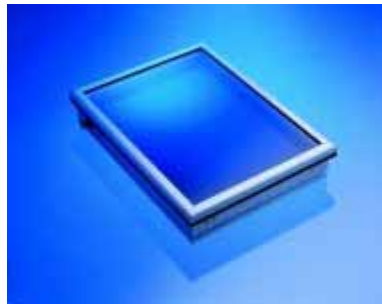


Figura 8.101 - Módulo fotovoltaico
Fotografias: Schüco

Sistemas solares Roto / Voltaik e Roto / Thermie Roto Frank Bauelemente, Alemanha



Figura 8.102 - Estrutura de montagem do sistema solar Roto

Desenho: Este sistema também se baseia em perfis metálicos leves, em que os módulos fotovoltaicos e os colectores térmicos são combinados num único sistema modular, que pode ser posteriormente expandido. Os módulos fotovoltaicos com dimensões de 1,960 mm x 1,400 mm, são dispostos na estrutura de montagem do telhado e aparafusados através das armações da moldura.

Protecção climatérica: As armações metálicas são totalmente vedadas e escoam a água para o nível das telhas.

Ventilação: As armações estão abertas na parte interior e permitem a ventilação ao nível da subestrutura do telhado. Para garantir que a ventilação não seja prejudicada pela profundidade da armação, são incorporados furos contínuos que permitem a passagem do ar.

Inclinação mínima do telhado: 22°. Para menores declives é preciso tomar precauções especiais ao longo das armações de remate.

Potência eléctrica: 270 W_p por módulo.

Manutenção: As secções posteriores têm de ser abertas por forma a ser possível retirar os elementos individuais. É possível circular sobre os módulos. As armações planas dos módulos permitem a auto-limpeza do gerador.



Figura 8.103 - Integração no telhado de módulos fotovoltaicos, colectores térmicos e janela de sótão



Figura 8.104 - Secções Roto

Fotografias: Roto

Telhado solar prefabricado Doma and Stromaufwärts, Áustria

O fabricante de colectores Doma desenvolveu, em conjunto com a empresa Stromaufwärts, um sistema no qual os colectores térmicos e os módulos fotovoltaicos podem ser fixados à mesma altura sobre a subestrutura do telhado. As secções prefabricadas podem ser fornecidas com áreas que podem ir até 30m².



Figura 8.105 - Os módulos préfabricados são elevados num guindaste até a altura do telhado através de uma grua

Elemento articulado dos telhados Energy w + d Holzsystem Schuh and Corona Solar, Alemanha

O telhado articulado Energy, desenvolvido pela companhia de construção de vigas de madeira Schuh, fornece uns préfabricados ainda maiores do que os anteriores. Os elementos articulados têm uma largura de 2,5 m e um comprimento máximo de 16,0 m. São unidos com dobradiças e são baseados em vigas de madeira especiais com cores metálicas. Estas unidades são completamente prefabricadas, incluindo vigas para a cobertura do telhado, celulose injectada para efeitos de isolamento e moldes de gesso como revestimento interno. Neste caso, os suportes articulados substituem o convencional ripado de madeira usado nos telhados. O processo de montagem é feito na fábrica, em colaboração com a empresa associada Corona. Podem ser integrados nestes elementos clarabóias ou aberturas para chaminés, os módulos fotovoltaicos Stromaufwärts ou os colectores solares de larga dimensão Doma.



Figura 8.106 - Telhado prefabricado Energy Hinged com módulos fotovoltaicos integrados na fábrica

Sistema Casatop b+f, Beton- und Fertigteilwerk Dorsten GmbH, Alemanha

Desenho: Tratam-se de telhados préfabricados, produzidos em massa, feitos a partir de betão reforçado, sendo construídos com várias camadas sobrepostas (estrutura de suporte, isolamento térmico e capa de revestimento). A capa externa de betão é aplicada na fábrica, sendo possível usar vários materiais de acabamento: telhas de betão ou de ardósia, elementos de vidro, colectores térmicos ou

elementos fotovoltaicos. Cada unidade acabada é entregue no local da construção e montada. Os módulos de vidro aqui utilizados são feitos por medida.

Ventilação: A sobreposição em camadas não permite que se efectue a ventilação dos módulos.

Protecção climatérica: Corresponde à dos telhados préfabricados convencionais de betão reforçado.

Inclinação mínima do telhado: Corresponde à dos telhados préfabricados convencionais de betão reforçado.

Manutenção: A ausência de elementos de construção sobre o gerador beneficia a acção de auto-limpeza. É possível andar sobre os módulos. Contudo, os módulos individuais não podem ser facilmente removidos.



Figura 8.107 - Sistema Casatop
Fotografias: b+f

Outros fabricantes que produzem sistemas combinados: Sesol (integração no telhado); Viessmann (montado no telhado); Flumroc, Suíça (integração em telhados metálicos de rebordo vertical).

8.4 Telhados planos

Os telhados planos oferecem um enorme potencial em termos de áreas utilizáveis, sendo estas áreas muito adequadas para a instalação de sistemas solares. Para além disso, permitem uma certa liberdade no desenho dos geradores: frequentemente é possível orientá-los na direcção sul e escolher o ângulo de inclinação óptimo. Contudo, o trabalho nos telhados planos deve ser levado a cabo com um extremo cuidado, uma vez que as membranas do telhado podem ser facilmente danificadas, do que pode resultar em infiltrações com consequências pouco agradáveis. Por exemplo, objectos com pontas afiadas, como são os pregos e as arestas das chapas metálicas, podem penetrar a superfície com relativa facilidade. No Verão, o betume fica mais amolecido e os cantos e bordos dos módulos podem deixar profundos vincos na cobertura.

8.4.1 Sistemas montados no telhado

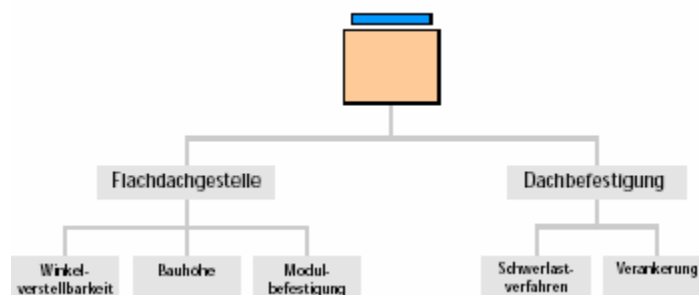


Figura 8.108 - Sistemas montados no telhado

À semelhança dos sistemas montados em telhados inclinados, os módulos são montados numa estrutura metálica sobre a superfície do telhado, o que restringe o acesso ao telhado. Consequentemente deverá ser garantido, antes da instalação do sistema fotovoltaico, que a funcionalidade do mesmo seja mantida durante o tempo de vida útil do gerador. Uma vantagem do sistema solar é que produz sombras que reduzem a carga térmica do telhado, prolongando desta forma

a sua capacidade funcional. No que respeita aos componentes metálicos, deve ser garantida a mesma protecção contra corrosões. Nas regiões mais frias, onde existe o risco de cair neve, os módulos deverão manter intervalos suficientes entre os seus limites inferiores e a superfície do telhado, de acordo com a camada de neve no período de Inverno. Isto permite que a neve deslize e caia sem que se venham a criar sombras nos módulos.

Estruturas de suporte para telhados planos

Existem no mercado numerosas estruturas de montagem para telhados planos. Frequentemente, as calhas de montagem usadas nos telhados inclinados, podem ser aplicadas com sistemas de suporte adaptados. Existem estruturas para telhados planos de baixo relevo que apenas suportam a colocação de módulos deitados, e outras com uma maior elevação que permitem inclinar os módulos ou suportar várias filas contínuas de módulos em altura. Os suportes de baixa elevação requerem uma área maior, mas têm a vantagem de que a distribuição das cargas estruturais pelo telhado é mais equilibrada. Outra vantagem é que o gerador não pode ser visto da rua, no caso de tal ser desejado. A separação entre as filas do telhado é escolhida em função da altura da construção, de modo a prevenir o aparecimento de sombreamentos entre as filas de módulos (capítulo 4).

Também é possível fazer uma distinção entre os suportes fixos de um telhado plano e aqueles que podem seguir a altura do Sol conforme a estação.

Fabricantes de suportes de telhado plano: Altec, Biohaus, Conergy Systems, Deger Energie, Donauer, HaWi Energietechnik, Energiebiss, EWS, IBC, MHH, naturalmente Zenkel & Lauterbach, Osmer Elektrotechnik, Phönix Sonnenstrom AG, Schüco, Schletter, SE-Consulting, Solar-Trak, Solara, SolarMarkt, Solarnova, SolarWorld, Soltech e Wagner & Co.

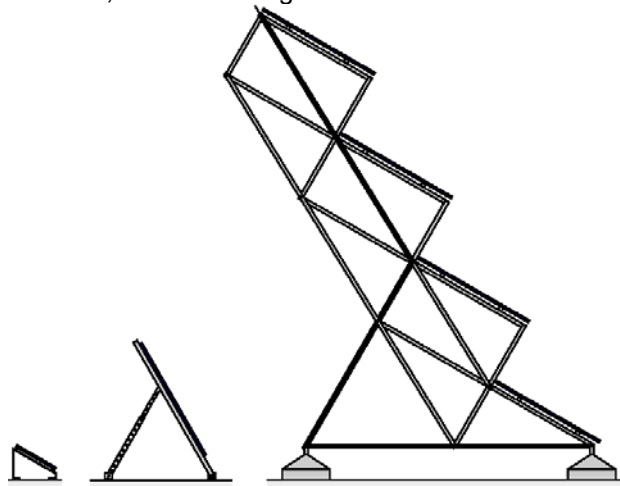


Figura 8.109 - Sistema de montagem em telhados planos com várias alturas de construção

Fixação ao telhado

O método de fixação das estruturas de montagem nos telhados planos é de considerável importância. Uma vez que os geradores possuem grandes áreas de exposição, deve ser dada uma especial atenção às forças do vento no projecto dos sistemas de fixação dos geradores. A escolha do método de fixação irá depender da estrutura do telhado. A questão relativa ao peso máximo que o telhado pode aceitar, determina se o campo fotovoltaico deve ser instalado sem fixação ou se deve ser firmemente preso ao telhado.

Em termos da construção do prédio, os telhados levemente inclinados que possuem camadas metálicas de revestimento, não são considerados telhados planos, pelo que a correspondente instalação no telhado com clips de fixação de rebordo vertical já foi descrita anteriormente para os telhados inclinados. Contudo, devido à sua ligeira inclinação, são usadas estruturas de suporte planas.

Sistemas de lastragem

Nos sistemas montados com lastros, as estruturas de montagem são instaladas sem ser necessário perfurar o telhado plano. São pousados blocos de betão sobre o telhado plano sem nenhuma outra fixação, sendo as armações de suporte fixas a estes com parafusos. As bases de betão são tão pesadas

que a instalação permanece firmemente presa, mesmo para a máxima força do vento. O peso necessário depende da altura do edifício, da sua localização e da natureza da subestrutura (revestimento do telhado). É provável que o peso necessário (aproximadamente 100 kg por m²) supere a capacidade estrutural de compressão do telhado. Esta pode ser determinada a partir dos planos de construção da estrutura do telhado. Neste caso é absolutamente necessário obter um certificado de estabilidade. É possível adquirir blocos com a forma de um L nos fornecedores de materiais de construção, juntamente com adequados fixadores angulares e calhas. Se necessário, deverá ser colocada na cobertura uma camada intermédia para proteger o telhado de extremos cortantes.



Figura 8.110 - Montagem num plinto de betão

Montagem: (esquerda) Energiebiss



Figura 8.111 - Montagem sobre placas de betão

Montagem: Stromaufwärts



Figura 8.112 - Tabuleiros de metal fixados em lastros de betão

Montagem: Stromaufwärts



Figura 8.113 – Esquerda: Lastragem com lajes de betão inseridas em secções metálicas e Direita: Armação de metal fixada em lastros de betão

Montagem: Donauer Solartechnik



Figura 8.114 – Esquerda: Sistema de fixação em pedra, em L e Direita: Suporte ajustável, para as posições do Inverno e do Verão

Montagens: Phönix Sonnenstrom e Schletter

O método de lastragem também pode ser usado sem uma armação de base, fixando os módulos directamente aos plintos de concreto ou aos sistemas de tabuleiros de lastro.

Quando se fixam directamente aos plintos de betão, cada módulo é preso a dois suportes de betão com suportes angulares especiais. Foi concebido um plinto de betão para os módulos fotovoltaicos, com fixadores especiais feitos de aço inoxidável. Os módulos são montados longitudinalmente, resultando numa menor elevação da instalação.



Figura 8.115 – Esquerda: Sistema de plintos de betão, com um par de plintos e de grampos de aço inoxidável por módulo e Direita: Plinto de betão Sofrel

Sistema Enecolo/Solostis, Suíça



Figura 8.116 - Montagem de um módulo

Uma outra forma de montagem com lastros são os sistemas de tabuleiro, nos quais os tabuleiros feitos de plástico resistente aos raios UV ou de fibrocimento são colocados num telhado, sendo repletos com gravilha ou placas de pavimento para atingirem o peso necessário. Estes sistemas podem também ser usados sem nenhuma estrutura adicional de suporte. Os módulos ou são fixados directamente a estes elementos ou por meio de fixadores de aço inoxidável. A vantagem destes sistemas reside na sua facilidade de transporte e na possibilidade de utilização de material disponível no telhado.



Figura 8.117 - Sistema de tabuleiros Solbac de fibrocimento (sem amianto)

Os grampos de aço inoxidável fixam a armação dos módulos à base do tabuleiro
Os laminados sem armação são colados

Sistema Solstis, Suíça**Figura 8.118 - Montagem de um laminado sem armação**

O sistema ConSole da Eenergy consiste em tabuleiros feitos de plástico e é adequado para módulos com armação e com potências de **70 a 180 Wp**. As armações dos módulos são directamente aparafusadas em quatro pontos aos tubos de plástico.

**Figura 8.119 - Sistema de tabuleiros plásticos ConSole****Sistema Eenergy Int.**

O sistema de tabuleiro Solmax da companhia Solstis também consiste em plástico reciclado, mas distingue-se dos restantes sistemas de tabuleiro pela sua flexibilidade. A flexibilidade deste material permite que sejam fixados módulos com potências situadas entre **70 e 300 Wp**. As armações dos módulos são fixadas com rebites ao cano de alumínio do sistema de tabuleiro.

**Figura 8.120 - Sistema de tabuleiros plásticos Solmax****Sistema Solstis, Suíça**

O sistema de tabuleiro Solgreen da Solstis, foi desenvolvido especialmente para os telhados com jardins. Neste caso, o substrato do telhado actua como lastro para a estrutura de suporte. Consiste num tabuleiro de plástico que assenta directamente na camada de protecção do telhado. É então coberta pela camada de vegetação, sendo consequentemente seguro à terra. Os perfis de aço inoxidável são então fixados aos tabuleiros. Estes perfis suportam módulos com ou sem armação. Nestes telhados, só poderão ser usadas plantas rasteiras, que não cresçam mais do que o limite inferior dos módulos.



Figura 8.121 - Sistema de tabuleiros Solgreen para telhados jardinados

Sistemas fixos

Se não for possível usar sistemas de montagem em lastros por razões estruturais, o gerador deve ser rigidamente preso à construção do telhado. Neste caso, as armações de suporte são montadas em vigas cruzadas que são presas quer ao próprio telhado quer ao parapeito. Quando se penetra a parte impermeável do telhado, os pontos de fixação devem ser cuidadosamente vedados. O número de furos deverá ser o mínimo possível.



Figura 8.122 - Fixação de sistemas fotovoltaicos no telhado do Edifício do gabinete da presidência alemã, em Berlim

Desenho especial concebido pelo arquitecto Laminados Solon

O gerador fotovoltaico instalado no Gabinete do Presidente da Alemanha Federal, foi inicialmente desenhado de modo a ficar embutido no parapeito. O sistema de vigas cruzadas concebido pelos arquitectos, com base em critérios estéticos, conduziram ao sombreamento dos módulos adjacentes. Contudo, através da optimização do layout dos módulos, foi possível reduzir as perdas de energia para menos de **10%**.



Figura 8.123 - Banco de Berlim

Desenho concebido pela Energiebiss
Laminados com armação Siemens e BP-Solar

O gerador do Banco de Berlim assenta em suportes que estão aparafusados ao telhado de betão, que suportam uma estrutura de secções de aço standard. A área de telhado situada por baixo dos módulos é intensamente relvada.

Apesar da superfície ser ligeiramente inclinada, o gerador do campo de golfe em Berlin Wannsee foi desenhado para ser facilmente visto em toda a sua extensão. O aumento da altura do gerador, obrigou à transferência da correspondente maior carga (devido à acção do vento) para a estrutura de aço situada por baixo da superfície do telhado.



Figura 8.124 - Campo de Golfe Wandsee, em Berlim

Desenho concebido pela Poburski Solartechnik

Laminados BP Solar

Fotografia: Poburski

A superfície do telhado da Universidade Lübeck de Ciências Aplicadas, não permite a transferência homogénea de cargas por razões estruturais. Por este motivo, as cargas do gerador foram directamente transferidas a um número reduzido de pontos, nas vigas existentes por baixo do telhado do edifício. As necessárias perfurações do telhado são seladas elasticamente ao revestimento da cobertura.



Figura 8.125 - Universidade de Ciência e de Tecnologia Lübeck

Desenho concebido pela Poburski Solartechnik

Laminados: BP Solar

Fotografia: Poburski

Telhado gerador BP Solar

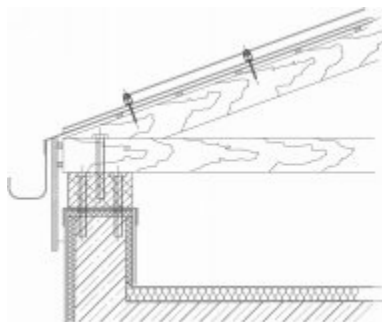


Figura 8.126 - Pormenor da ligação do sistema de suporte do telhado ao parapeito do edifício

O Telhado da BP é único entre os sistemas de montagem para telhados planos. Foi especialmente desenvolvido para a restauração de telhados planos em edifícios industriais. Neste caso, uma construção baseada numa estrutura em madeira com uma inclinação de 10° a 30° e com um vão máximo de **30 m**, é assente como um completo telhado inclinado sobre os muros de apoio, sem danificar a membrana existente do telhado. A superfície do telhado que está orientada a sul é recoberta com

laminados sem armação. As restantes superfícies (beiral e margens laterais) são revestidas com uma folha de metal trapezoidal. Os módulos são aparafusados com um sistema de clips à chapa de metal galvanizada, sendo esta por seu turno aparafusada às vigas do telhado. O escoamento das águas pluviais é feito como se tratasse de um telhado convencional, nomeadamente através de um sistema de canos. A qualidade da protecção contra a penetração de águas e as infiltrações de humidades, permitem evitar grandes reparações do telhado nos próximos 20 anos.

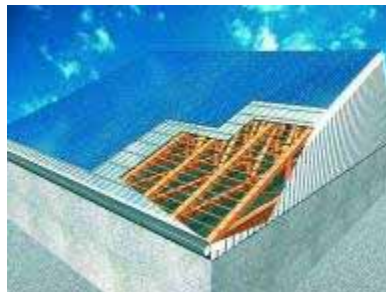


Figura 8.127 - Telhado gerador da BP

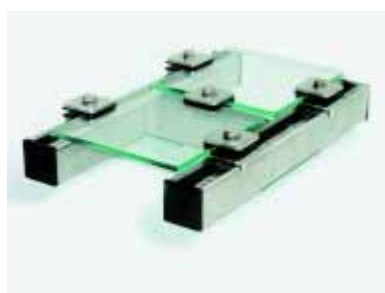


Figura 8.128 – Esquerda: Modelo de um clip de montagem e Direita: Fixação do módulo em dois ou quatro lados
Fotografias: BP Solar

8.4.2 Sistemas integrados no telhado

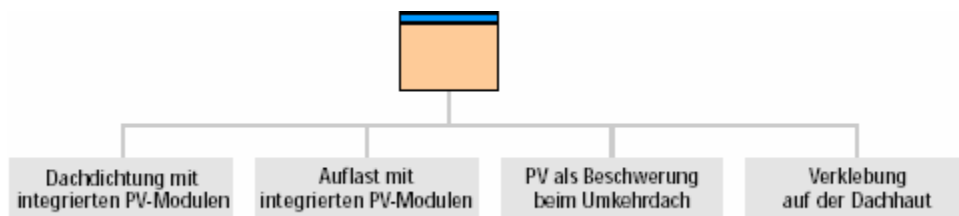


Figura 8.129 - Sistemas integrados no telhado

Em consequência da integração do sistema gerador num telhado plano, os módulos fotovoltaicos têm normalmente um reduzido ângulo de inclinação e estão sujeitos a elevadas temperaturas. Isto implica uma menor incidência da radiação solar em relação à inclinação e orientação óptima. Para além disso, a menor capacidade de auto-limpeza provoca a acumulação da sujidade sobre os módulos, pelo que será necessário limpá-los regularmente. As células de película fina poderão ter um melhor desempenho perante estas condições (ver capítulo 3). Existe também um melhor aproveitamento da superfície do telhado: a montagem na posição horizontal permite que seja alcançada uma maior potência em **Wp** por **m²** de área de telhado, podendo os módulos ser colocados em paralelo com os limites do telhado, independentemente da orientação do edifício. Uma vez que não é necessário utilizar estruturas de suporte (com a excepção do sistema Sofrel), os custos da estrutura de montagem acabam por ser reduzidos.

Tela plástica solar Evalon

Sistema Alwitra para telhados planos, Alemanha

O produtor de telhados planos Alwitra, laminou células solares de tripla junção, da empresa Uni Solar, numa tela Evalon usada na cobertura de telhados. A tela solar pode ser colocada como se fosse uma membrana impermeável normal, sendo adequada para qualquer telhado plano convencional. O técnico pode trabalhar com uma máquina de soldar ao longo dos extremos da tela, sem ocasionar qualquer dano

no telhado. Em relação à canalização eléctrica, as condutas dos cabos correm por baixo das superfícies impermeabilizadas, evitando qualquer perfuração adicional. A tela Evalon-Solar pode ser adaptada para qualquer tipo de telhado. A extrema leveza deste sistema permite a instalação de um gerador solar nos telhados em que existe limitações em termos de carga.



Figura 8.130 - Ligação dos cabos através da camada de isolamento térmico



Figura 8.131 - Assentamento da tela



Figura 8.132 - Sistema Evalon-Solar
Fotografia: Alwitra

**Blocos de betão Sofrel
Solstis, Suíça**

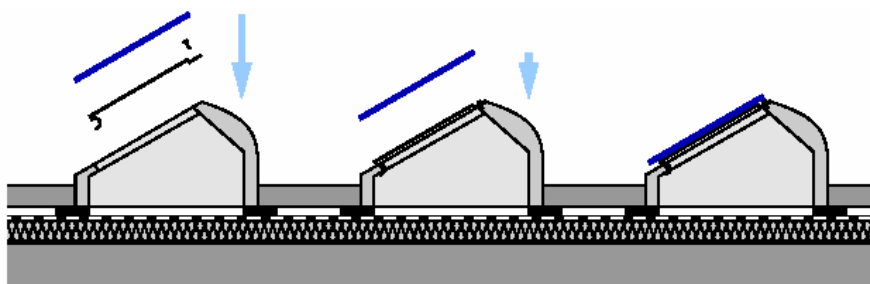


Figura 8.133 - Secção de corte longitudinal

O sistema de montagem para telhados da empresa Solstis (Suíça), é o protótipo do actual sistema de montagem com o mesmo nome. Em contraste, a variante do velho Sofrel, que só terá sido usado no colégio em Wattwill, é um sistema integrado no telhado. Os apoios de betão servem simultaneamente como armação do módulo e como lastros. Estes blocos de betão assentam sobre uma camada de material almofadada, sobreposta à camada impermeabilizadora. São presos grampos de aço inoxidável aos blocos de betão, aos quais são fixados os módulos.



Figura 8.134 - Blocos de betão Sofrel
 União de laminados sem armação aos grampos de aço inox.
 Fotografia: Solstis

Telhado invertido Powerguard

Powerlight Corporation, USA / Powerlight GmbH, Alemanha

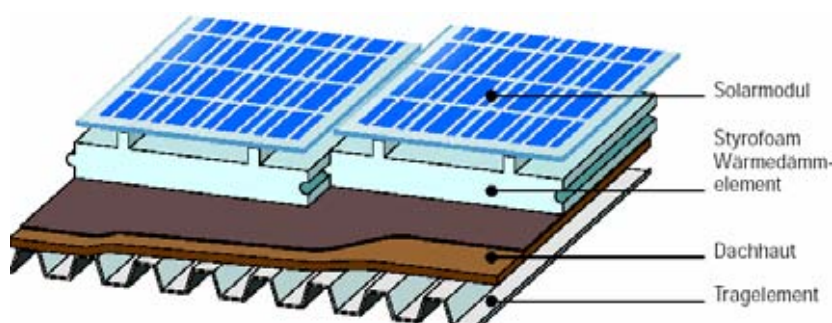


Figura 8.135 - Componentes dos elementos Powerguard

No sistema PowerGuard (desenvolvido nos EUA), as telhas isoladas com espuma de polistireno são ancoradas face ao vento pelos módulos fotovoltaicos, em vez dos lastros de betão. Na restauração de telhados planos, este sistema proporciona um isolamento térmico adicional, protegendo a membrana do telhado das radiações UV e das intensas variações da temperatura. É adequado para telhados planos com declives máximos de 10° e para todos os módulos standard, sendo no entanto preferível módulos de grande dimensão.

Os elementos PowerGuard são fornecidos por medida em função dos módulos escolhidos, sendo assentes na camada superior do telhado. Os engates fêmea e macho dispostos em cada um dos lados do elemento, permitem o seu encaixe com outras unidades, conseguindo-se uma maior estabilização. Na Alemanha, não são necessárias fixações adicionais para edifícios com menos de **20 m** de altura. Caso se pretenda cobrir a totalidade da superfície do telhado, são colocadas telhas desprovidas de elementos solares, com **1,30 m** de largura, entre o perímetro da instalação e o limite do telhado. Estas unidades precisam de ser protegidas nas margens do telhado por remates, que deverão ser realizados por um profissional. Nas coberturas parciais, o perímetro do gerador é protegido por chapas de metal e placas de betão, por forma a evitar o levantamento da estrutura pelo vento. Devido à existência de canais de ventilação nas telhas, apenas se assiste a um ligeiro aumento da temperatura dos módulos.



Figura 8.136 - Telhado plano Powerguard

Fotografias: Powerlight GmbH

Sistema Sun Top Lite Sunset Energietechnik, Alemanha



Figura 8.137 - Sistema SunTop Lite

Fotografia: Sunset

À semelhança do sistema PowerGuard, os elementos Sun Top Lite não têm de ser fixados à estrutura do telhado ou incorporados em lastros. Em vez disso, os elementos são montados e selados à membrana do telhado. Os módulos fotovoltaicos podem ter um comprimento de **1,24m a 1,8 m** e uma largura de **0,6 m a 0,75m**, e encimam uma subestrutura de polistireno. O sistema de montagem é também apropriado para telhados inclinados e para todo o tipo de coberturas, como as telhas, placas metálicas trapezoidais e onduladas. Uma vez que os elementos Sun Top Lite não podem cobrir a totalidade do telhado, mas apenas uma área bem definida, o isolamento térmico adicional que é proporcionado pelas camadas de polistireno, acaba por ter uma funcionalidade algo limitada.



Figura 8.138 - Secção de corte através da subestrutura

8.5 Noções básicas sobre fachadas

Enquanto face frontal do edifício, a fachada constitui a primeira impressão do edifício. Por este facto, é prestada uma especial atenção à aparência externa da fachada, segundo o estilo e filosofia dos arquitectos e construtores. Os gostos actuais, os estilos regionais e as novas tecnologias, são também reflectidas no desenho final. Neste contexto, os módulos fotovoltaicos podem enriquecer o repertório de soluções arquitectónicas, quando tratados como elementos de construção. Nos edifícios modernos, as fachadas de vidro proporcionam uma ligação para o mundo exterior. As inovadoras células solares podem ser integradas nos painéis de vidro utilizados, transformando-os assim em dispositivos solares.

8.5.1 Estruturas exteriores das paredes

A fachada não é uma componente separada do edifício. As modernas paredes exteriores são constituídas por diversas camadas individuais combinadas entre si, onde cada camada cumpre as suas funções individuais.

A fachada tem as seguintes funções:

- Capa externa do edifício, protecção visual;
- Separação entre o meio externo e interno do edifício (calor, humidade, protecção acústica e contra incêndios, escudo electromagnético);
- Aproveitamento da luz do dia e protecção solar;
- Definição da aparência do edifício e do seu impacto na envolvente urbana.

A fachada apenas se suporta a si própria e às forças do vento. As estruturas de suporte sustentam a totalidade das cargas do prédio (telhado, pavimentos,).

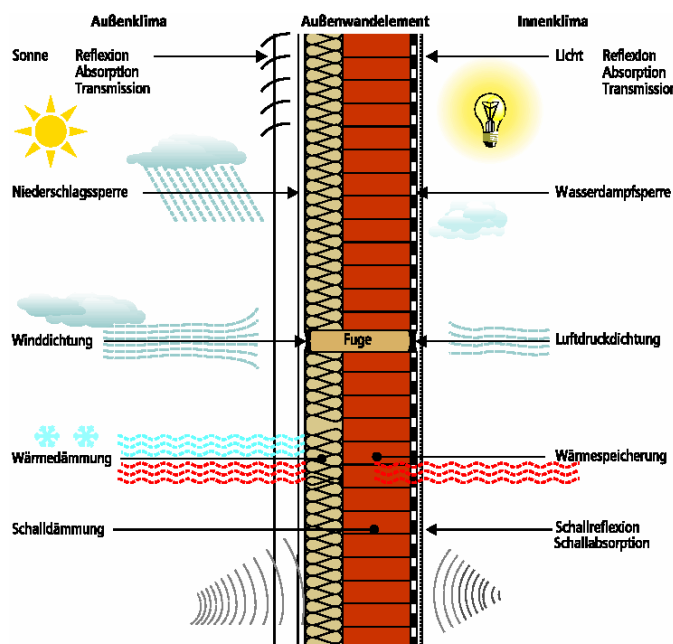


Figura 8.139 - Funções das camadas individuais de uma parede

Ao longo do tempo, as estruturas foram evoluindo de paredes tradicionais de alvenaria (simples construções sem ventilação), para construções multicamadas (construções ventiladas com várias camadas). Enquanto que nas primeiras o material de construção desempenhava várias funções, nas construções multicamadas cada uma das funções é assegurada por uma camada específica.

Construção de paredes de alvenaria estrutural

Tradicionalmente, os muros são construídos com alvenaria estrutural, primeiro com recurso à pedra e depois ao tijolo, sendo a união e a selagem dos elementos de construção feita com argamassa. Para proteger as junções de argamassa contra a chuva, é com frequência aplicada uma camada de reboco na parede. Para além da alvenaria tradicional, hoje em dia as paredes estruturais são também fabricadas em betão.

Particularmente nos climas húmidos, devido à deterioração das paredes exteriores expostas à chuva, foram gradualmente introduzidas novas técnicas de construção de paredes. A infiltração de humidades pode ser interrompida por uma caixa de ar, situada entre as camadas interna e externa da parede. Este espaço permite a ventilação da parede, facilitando a sua secagem, com a vantagem que já não torna necessária a aplicação do reboco no exterior. Ainda que a complexidade da construção aumente, esta solução, para além da protecção contra infiltrações, proporciona ainda uma boa prestação térmica e acústica. A colocação de um material isolante adicional na caixa de ar, melhora ainda mais a qualidade da construção.

Pode-se obter o mesmo efeito com diferentes tipos de revestimentos exteriores. No passado usavam-se revestimentos de ardósia, telhas e madeira. Nos dias de hoje usam-se revestimentos de pedra, de plástico, de metal ou de vidro. Isto permite reduzir a profundidade da parede, quando em comparação com as construções maciças. Para além disso, estes revestimentos podem ser facilmente substituídos.

Em termos construtivos, trata-se de uma parede sólida com uma cortina ventilada, que toma a designação de fachada cortina.

Sistemas estruturais independentes

O uso de armações é uma prática usada desde longa data em construções com suportes de madeira. Em vez de paredes sólidas, as estruturas de suporte consistem num esqueleto de aço, betão reforçado ou madeira para suportar as cargas do edifício. A estrutura consiste em colunas, vigas, treliças e elementos do telhado. Por outro lado, o revestimento do edifício é conseguido através de elementos que apenas suportam o seu próprio peso e a força do vento. Estes materiais leves integram ou preenchem as tramas estruturais, protegendo o edifício contra o clima e outras acções externas. Quando comparada com as construções maciças, esta técnica permite reduzir a espessura e o peso da parede, mantendo a mesma protecção térmica e capacidade estrutural. É esta capacidade estrutural, de materiais como o aço e o betão, que torna possível a construção de arranha-céus.

O considerável grau de pré-fabricação, proporciona vantagens numerosas. Permite que a armação seja construída de forma económica, precisa e independente das condições climatéricas, oferecendo em simultâneo diversas possibilidades de desenho. O princípio de construção modular permite que diferentes elementos da construção sejam combinados uns com os outros.

Com a gradual industrialização do sector da construção, o número de edifícios pré-fabricados tem vindo a aumentar substancialmente na Europa. Os projectos de construção fazem um largo uso destes tipo de sistemas de construção, com grandes painéis de revestimento e com paredes e tectos auto-sustentados. Os prédios de maior altura são também construídos usando estruturas deste tipo, bem como os edifícios comerciais e industriais.

Revestimentos

Como protecção climatérica e como elemento de desenho, o revestimento da fachada funciona como uma pele exterior de uma fachada fria e está, na maioria dos casos, segura por uma estrutura de suporte à parede estrutural do edifício. O espaço contínuo providenciado pela estrutura de suporte, cria ao mesmo tempo o isolamento térmico e um espaço de ventilação.

Nos revestimentos, deve-se fazer uma distinção entre os pequenos e grandes painéis de revestimento. Os pequenos painéis de revestimento de ardósia, de fibrocimento ou de madeira, são colocados de modo semelhante às coberturas do telhado, sendo fixadas com pregos, parafusos ou pinças. Os módulos fotovoltaicos devem ser tratados como grandes painéis de revestimento. Este tipo de painéis estão disponíveis em várias formas e podem ser feitos de vários materiais, como o fibrocimento, cerâmica, vidro, madeira, metal, plástico ou pedra. Conforme sejam elementos planos, curvos ou perfilados, poderão ser presos com juntas abertas, fechadas ou sobrepostas.



Figura 8.140 - Edifício da companhia de transporte Üstra em Hanover-Leinhausen, Alemanha
Revestimento: módulos solares monocristalinos, telhas cerâmicas e placas onduladas de alumínio
Fotografia: Solon AG, Gerhard Zwickert

8.5.2 Tipos de fachadas

Fachadas frias

As fachadas frias possuem cavidades por onde se verifica a circulação de ar. A capa exterior, que consiste num revestimento ou alvenaria, protege o edifício contra os agentes climatéricos e será a responsável pela aparência arquitectónica final. Por sua vez, a parede interna proporciona o suporte estrutural e o isolamento térmico. Todas as partes que constituem a fachada são construídas sem isolamento térmico, dado que não existe qualquer ligação às áreas quentes do edifício.

A presença de um sistema de ventilação implica que este tipo de construção é perfeito para a integração de elementos fotovoltaicos. Neste caso, são usados laminados ou módulos vidro-vidro com vidros de segurança endurecido. Os módulos estão equipados com caixas de junção nas suas partes posteriores. A cablagem é encaminhada através de condutas fixadas aos elementos estruturais da construção, na proximidade da camada de isolamento térmico.

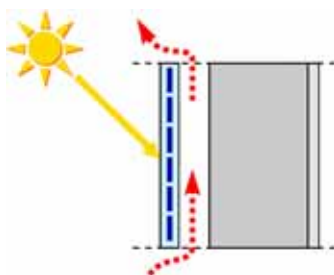


Figura 8.141 - Fachada fria

Fachadas quentes

As fachadas quentes são fachadas que constituem o envelope do edifício, assumindo funções de protecção climatérica, acústica e de isolamento térmico. Por vezes, também proporcionam suporte estrutural. As fachadas quentes não estão ventiladas. Neste caso, são usadas secções com painéis de isolamento térmico. Os elementos da fachada devem ter reduzidos coeficientes U . Podem ser painéis isolantes opacos ou vidros térmicos transparentes ou semitransparentes.

Nas fachadas quentes, é possível substituir o vidro isolante convencional das áreas transparentes ou semitransparentes, por módulos fotovoltaicos. Por outro lado, os laminados ou módulos vidro-vidro poderão ser usados em paramentos ou revestimentos, em vez de vidros opacos. No entanto, no caso dos módulos vidro-vidro, a lâmina posterior deverá ser opaca, ou então o espaçamento entre as células deverá ser suficientemente reduzido para evitar a visualização do isolamento térmico posterior.

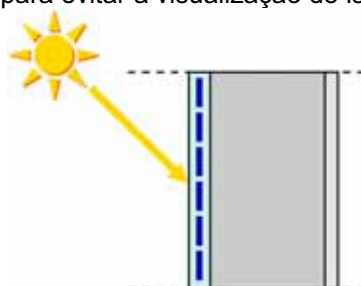


Figura 8.142 - Fachada quente, opaca

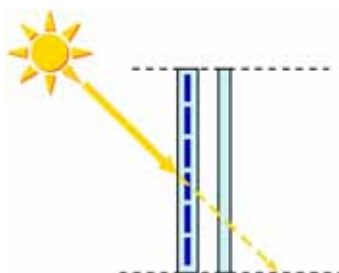


Figura 8.143 - Fachada quente, transparente

Em geral, os cabos eléctricos não são encaminhados através de uma caixa de junção posterior convencional, mas sim lateralmente (por vezes protegidos por uma conduta). No intuito de acomodar os díodos de derivação, que são particularmente importantes nas áreas de fachadas, pode ser montada, no perfil da fachada, uma pequena caixa de junção da mesma espessura dos módulos. Contudo, isto apenas é possível para uma limitada potência ou para um número limitado de díodos. Em alternativa, para um custo ligeiramente superior, é possível aplicar uma caixa de junção externa em cada módulo (facilmente acessível), ou instalar os díodos de derivação na caixa de junção do gerador.

Nas fachadas quentes, os cabos são incorporados nos perfis das estruturas de suporte. Devido aos furos que têm de ser realizados nas secções perfiladas, deve-se ter uma particular atenção para garantir que a

diferença de pressão entre o interior e o exterior do revestimento esteja regularizada, por forma a evitar a formação de condensações intersticiais na fachada.

Fachadas de duplo revestimento

Neste tipo de fachadas é construído, na face da fachada já existente, um envelope adicional de vidro transparente (ecrã), que melhora o ambiente e o isolamento acústico do prédio. Entre a cortina exterior e a fachada interior isolada existe uma zona tampão, que pode ser ventilada (se necessário) e incorporar dispositivos de sombreamento solares. As fachadas de duplo revestimento são desenhadas para se adaptar às condições ambientais e para atenuar as flutuações climáticas nas diferentes estações. Assim, o calor, o frio, a luz e o vento, são regulados para atingir um nível de conforto máximo, sem recorrer a qualquer complexa tecnologia. Esta fachada exterior é extremamente adequada para integrar módulos fotovoltaicos, uma vez que consiste num envidraçado único, em que os módulos podem ainda proporcionar sombreamento.



Figura 8.144 - Fachada de duplo revestimento folha: Sparkass 2000 em Pforzheim, Alemanha.

Fotografia: Werkfoto Gartner

As colunas de aço da armação estrutural são dispostas na cavidade da fachada e são cobertas com painéis de protecção contra o fogo

Fachada interna:

Elementos da construção com janelas de batente, revestimento de pedra e lâminas de alumínio

Fachada externa:

Envidraçado simples

Sombra solar:

Estores de alumínio na cavidade da fachada

Sistema fotovoltaico:

Sistema de sombreamento solar externo

8.5.3 Fachadas envidraçadas de estrutura leve

Para se conseguir fachadas com a maior transparência possível, estão actualmente a ser desenvolvidas estruturas leves para envidraçados, onde a distribuição das cargas permite que a estrutura de suporte seja reduzida ao mínimo.

Os primeiro passos foram dados com envidraçados suspensos, usados pela primeira vez nos anos **60**. Estes sistemas permitem que as fachadas completas de vidro sejam construídas sem perfis horizontais e verticais de suporte. Neste caso, as grandes placas de vidro são suspensas por ganchos de fixação e as juntas verticais são seladas com silicone.

Isto permite que sejam suportadas grandes áreas de envidraçados, com alturas superiores a **10 m**. Também é possível suspender várias placas umas em cima das outras, com grampos.

Os sistemas de envidraçados suspensos são fixados internamente e restringidos com estabilizadores verticais. Neste caso, as lâminas são ligadas umas às outras através de pontos fixos embutidos e fortalecidos com uma rede de cabos de tensão (tirantes) e hastes.

As paredes envidraçadas com redes de cabos, requerem ainda menos componentes de metal. Neste caso, as placas são fixadas pontualmente nos quatro cantos através de agramos. As altas forças de tensão dos cabos horizontais são absorvidas pelos muros adjacentes do prédio.

Estas fachadas construídas com estruturas leves, ainda não têm sido usadas para a integração de células solares. No entanto, estas grandes superfícies de vidro não sombreadas e de elevada transparência, apresentam um elevado potencial no que respeita a integração de módulos fotovoltaicos.



Figura 8.145 - Átrio do edifício “Stadttor” de Dusseldorf, Alemanha
Envidraçado suspenso com sistema de fixações pontuais
Estrutura: Ove Arup e Partners/Lavis Stahlbau Offenbach
Fotografias: Werkfoto Gartner



Figura 8.146 - Átrio do Gabinete Extrangeiro Federal em Berlim
Parece envidraçada com rede de cabos
Engenheiros: Schlaich Bergermann and Partners
Fotografia: Müller Reimann Architekten

8.6 Fachadas Fotovoltaicas

Os módulos fotovoltaicos podem ser integrados ou dispostos na face das fachadas. Ainda que, em termos comparativos, a respectiva radiação incidente e logo a produção de energia sejam inferiores, as fachadas oferecem outras vantagens. Se forem substituídos os elementos caros das fachadas, como é o caso das placas de pedra ou de aço inoxidável, por elementos fotovoltaicos, resultam custos evitados que tornam o sistema fotovoltaico muito interessante sob o ponto de vista económico. Também não será de negligenciar o prestígio acrescido que os elementos fotovoltaicos oferecem ao edifício.

Os módulos proporcionam enormes possibilidades de desenho. Podem ser fabricados em qualquer forma e tamanho, e serem fornecidos com todos os atributos visuais e funcionais dos envidraçados convencionais. Para além disso, a fixação dos módulos não coloca nenhuma consideração especial, visto ser em tudo semelhante à dos envidraçados convencionais. Não só é possível um suporte único ou multilateral, mas também é possível uma união de ponto fixo ou adesiva. Deve-se no entanto ter em atenção que os cabos, as ligações eléctricas e os díodos de derivação, devem ser facilmente acessíveis para que, na eventualidade de uma falha, possam ser substituídos.



Figura 8.147 - Torre solar na estação principal de comboios de Freiburg, Alemanha

8.6.1 Ecrãs fotovoltaicos

Os módulos fotovoltaicos podem ser facilmente fixados às fachadas já existentes. As paredes nuas de fábricas e armazéns, apresentam um elevado potencial de aplicação. Se não houver nenhuma especificação especial em relação ao formato e tamanho dos módulos, será sempre possível usar módulos disponíveis no mercado. Uma vez que os módulos não têm de desempenhar funções de protecção climatérica, podem ser livremente combinados, formando padrões tais como logotipos com intenções publicitárias, entre outros objectivos.



Figura 8.148 - Esquerda: Centro do Futuro e da Tecnologia em Herten, Alemanha e Direita: Companhia Hirschmann em Rankwel, Suíça

Esquerda: Módulos vidro-vidro: Photowatt

Sistema de fixação: Aluhit

Fotografia: Kramm und Strigl Architekten

Direita: Laminados com armação Kyocera

Desenho: Stromaufwärts



Figura 8.149 - Fábrica Shell Solarcell em Gesenkirchen, Alemanha

Laminados com armação Flabeg

Sistema de fixação Conergy Systems



Figura 8.150 – Esquerda: Igreja Sta. Gertrud na Colonha e Direita: Empresa Meyer& Meyer em Osnabrück, Alemanha

Esquerda: Prof. Jürgen Claus, Projeto Biomode
Módulos vidro-vidro, triangulares com células coloridas BP Solar
Direita: Laminados com armação BP Solar
Sistema de fixação Schüco
Fotografia: Meyer & Meyer

8.6.2 Integração em fachadas

Na integração em fachadas, os módulos substituem o revestimento externo e tomam as suas funções, sejam elas fachadas frias ou quentes. Os módulos podem cobrir apenas algumas secções da fachada ou áreas inteiras. O gerador cumpre três funções: produção de energia eléctrica, envolvente externa (protecção climatérica, isolamento térmico, etc.) e instrumento de marketing. Os módulos fotovoltaicos, tal como os elementos convencionais das fachadas, devem cumprir os mesmos regulamentos estruturais e legislativos de construção. Estruturalmente, as fachadas têm de suportar o seu próprio peso e as cargas do vento. O desenho das fachadas deve ter em conta as deformações da estrutura e as tensões e deflexões máximas admitidas para os componentes que a constituem.

As fachadas fotovoltaicas quentes ou frias são classificadas de acordo com os sistemas de fixação usados na construções de paredes envidraçadas, nomeadamente entornos de alvenaria e caixilharias, juntas estruturantes, fixações lineares bilaterais e fixações pontuais.

Entornos de alvenaria e caixilharias

As construções mais comuns de janelas, baseiam-se em caixilhos inseridos em caixas de alvenaria construídos para esse efeito. O peso das placas de vidro é transferido através dos blocos de suporte. As golas de montagem dos vidros proporcionam a fixação mecânica e a selagem. Se forem usados elementos fotovoltaicos em vez de vidro normal ou isolante, deve-se primeiro furar a armação por forma a permitir a passagem dos cabos.



Figura 8.151 - Casa Karl Philipp Moritz, em Berlim

Fachada quente, transparente
Módulos de vidro isolante Solarwatt
Sistema de secções das janelas Hübner

Juntas estruturais

Nas fachadas envidraçadas com juntas estruturais, os elementos de vidro aderem directamente a uma armação. Estas armações de aço ou de alumínio encontram-se fixadas à estrutura principal de suporte. Isto cria superfícies de fachada que, a partir do exterior, aparentam não ter qualquer apoio. O processo de colagem é normalmente levada a cabo numa fábrica. As armações portadoras e o vidro são fabricados como elementos individuais e instalados no local do edifício, na estrutura de suporte principal. O adesivo químico suporta a carga dos elementos da cortina e a forças do vento, garantindo simultaneamente a estanquicidade do conjunto. Este tipo de estruturas são apropriadas para as fachadas frias ou quentes.

Uma vez que não existem armações externas que possam provocar sombreamentos nos limites dos módulos, este tipo de sistemas são extremamente apropriados para a montagem de geradores fotovoltaicos. Se forem pré-fabricados, facilitam a passagem dos módulos e reduzem o risco de danificar os módulos no local da construção. Quando se usam laminados, as arestas da folha posterior de Tedlar devem ser polidas, depois do processo de laminação, por forma a garantir uma união segura com a armação de alumínio.



Figura 8.152 - Academia de Educação Superior Mont-Cenis do Ministério NRW do Interior em Herne, Alemanha

Fachada fria, módulos transparentes de vidro-vidro Flabeg
Sistema Wicona



Figura 8.153 - Bayerische Landesbank em Munich

Fachada quente, opaca
Módulos vidro-vidro Saint Gobain
Sistema Schüco



Figura 8.154 - Fabricante de lâmpadas Tobias Grau em Hamburgo

Fachada quente, módulo de vidro transparente isolante Saint Gobain
Sistema Schüco
Fotografias: Tobias Grau



Figura 8.155 - Fábrica Lamy em Heidelberg
 Fachada quente, opaca
 Laminados Siemens
 Sistema Rinaldi
 Fotografia: BFK Architekten, Stuttgart

Fixações de suporte linear bilateral

Nas fixações de suporte linear bilaterais, os laminados sem armação ou os módulos vidro-vidro, são suportados nos extremos superiores e inferiores por secções perfiladas. Os módulos são aparafusadas às secções que, por seu turno, são suportadas linearmente ou fixadas a um ponto da estrutura principal da edificação. Os extremos livres, sem suportes, podem ser unidos por juntas de silicone.

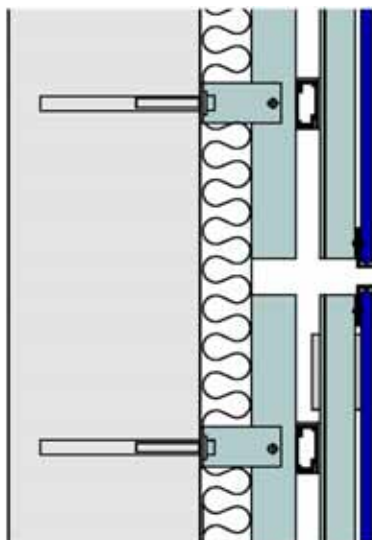


Figura 8.156 - Secção longitudinal da estrutura fotovoltaica de suporte e fixação do prédio de Helene-Weigel-Platz, em Berlim



Figura 8.157 - Edifício residencial de Helene-Weigel-Platz, em Berlim
 Fachada fria
 Módulos vidro-vidro Saint Gobain
 Desenho Ikarus



Figura 8.158 - Estrutura de suporte da fachada e fixação dos módulos

Fixações pontuais

De acordo com a norma **DIN 18516-4**, nas fixações pontuais de placas de vidro, a superfície do agrafo que cobre o vidro deve ter uma área de, no mínimo, **1.000 mm²**, e a espessura da cobertura de vidro deve ser de, no mínimo, **25 mm**. Se as fixações forem feitas nos cantos das placas, são necessárias áreas assimétricas de fixação.

Sistema de fachada Aluhit Wiss AG, Suíça



Figura 8.159 - Secção de corte transversal Aluhi system

Nestes sistemas de fixação standard para fachadas ventiladas, os pontos de apoio estão ancorados aos suportes da parede do edifício, através de uma camada isolante que elimina o efeito das pontes térmicas entre as paredes internas e externas. Os perfis verticais de alumínio que constituem a estrutura de suporte, são aparafusados a estes. Por sua vez, os painéis de revestimento de média a grande dimensão, são suportados por estes perfis por meio de agrafos. Neste caso, são usados laminados sem armação. Podem ser facilmente combinados com outros painéis e substituídos em qualquer momento.



Figura 8.160 - Torre da igreja de Steckborn
Fachada quente
Módulos SunTechnics



Figura 8.161 - Migros em Winterthur
Fachada fria
Módulos Atlantis



Figura 8.162 - Oficinas de EnergieNed em Arnheim, Países baixos
Fachada fria
Módulo Creaglas

Sistema de fachada SJ
SJ Planungsgesellschaft, Alemanha

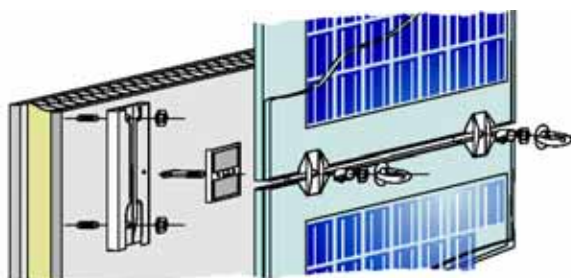


Figura 8.163 - Fixações pontuais para módulos vidro-vidro
Sistema SJ

Quando se usam módulos vidro-vidro, as duas lâminas devem ser mantidas em separado. O sistema de fachada **SJ** consegue este objectivo, usando rebites de aço inoxidável em forma de estrela, com uma junta elástica em **EPDM**. Cada placa é suportada, no mínimo, em quatro pontos pelas “estrelas” e está por sua vez fixada a uma estrutura de suporte normal. Este sistema de fachadas sem armação, é adequado como cortina de protecção contra a chuva e o vento, podendo usar vidro normal, placas de metal ou de pedra e módulos fotovoltaicos. As paredes externas do edifício ficam a uma distância de cerca de **2 cm** desta superfície.



Figura 8.164 - Oficinas Ökotec em Berlim
Fachada fria
Módulos vidro-vidro Flabeg

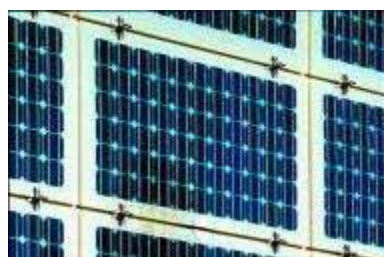


Figura 8.165 - Empresa Pininger em Gelsenkirchen, Alemanha
Fachada fria
Módulos vidro-vidro: Flabeg

Fachada fria fotovoltaica com clips de fixação
Fassadentechnik Schmidt / Solar-Fabrik, Alemanha

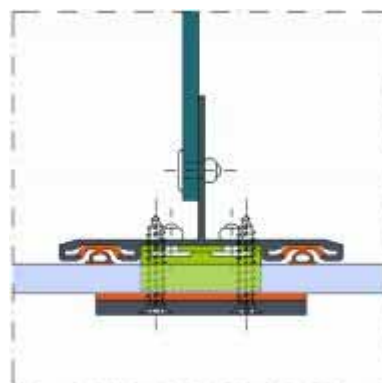
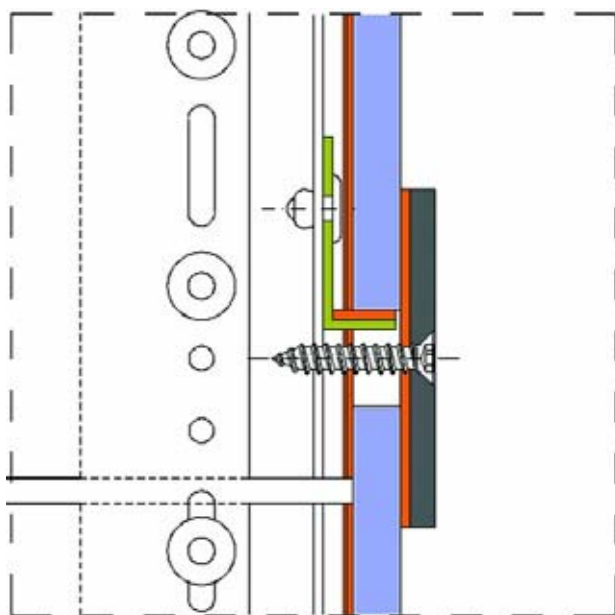


Figura 8.166 - Secções de corte longitudinal e transversal
Fotografias: Solar-Fabrik

Esta cortina de protecção ventilada consiste num revestimento para fachadas, composto por uma estrutura de suporte de alumínio e por módulos fotovoltaicos. Os módulos fotovoltaicos da Solar-Fabrik consistem em laminados de vidro de segurança sem armação, cuja temperatura, em operação, não ultrapassa a temperatura máxima admitida de **80°C**. Isto é conseguido pela estrutura de suporte que permite aumentar o intervalo entre as duas camadas para além dos valores mínimos estabelecidos (o recomendado é de 10 cm). A estrutura de suporte da firma Fassadentechnik Schmidt é constituída por barras e suportes especiais, e pode estender-se até **100 m**. Três secções de suporte por cada módulo são fixadas aos pontos de apoio da parede, com um intervalo máximo de **85 cm**. A distância até aos extremos do módulo é de **10 cm** para a direita e para a esquerda. Dois módulos contínuos em altura são presos às secções através de clips feitos de aço inoxidável ou de alumínio.



Figura 8.167 - Fachada recuperada de uma torre residencial em Freiburg, Alemanha

Fachada fria

Fotografias: Solar-Fabrik

Fachadas com módulos fotovoltaicos convencionais (com armação)

No caso dos laminados com armação, estes são inicialmente pré-montados em estruturas perfiladas, formando elementos de grande dimensão, sendo depois fixados à estrutura principal de suporte da fachada.



Figura 8.168 - Esquerda: Edifício residencial em Sonnenpark Dornbirn, Áustria e Direita: Empresa Metzler em Feldkirch, Áustria

Esquerda: Fachada fria

Laminados com armação Kyocera

Desenho Stromaufwärts

Direita: Fachada fria

Laminados com armação Kyocera

Desenho Stromaufwärts



Figura 8.169 - Estação eléctrica Rieden no Lago Constância, Áustria

Fachada fria
Laminados com armação Kyocera
Desenho Stromaufwärts



Figura 8.170 - Sede de Doma em Satteins, na Áustria

Fachada com sistema combinado solar térmico
(fachada quente) e fotovoltaico (fachada fria)

8.7 Coberturas de vidro

As coberturas de vidro são usadas nas áreas de construção que devem receber iluminação natural. Nestes casos, podem ser usados os mesmos materiais e armações das fachadas de vidro. Contudo, é necessário tomar medidas estruturais especiais devido às elevadas cargas térmicas e às diferentes tensões mecânicas a que a estrutura está sujeita. O sistema de drenagem também tem de ser adaptado à inclinação. As faixas horizontais da cobertura são elevadas para melhorar a descarga da precipitação. Como alternativa, é possível usar estruturas leves no telhado (ver Figura 8.235, Estação de comboios de Berlim Lehrter Stadtbahnhof).

As coberturas de vidro estão frequentemente equipadas com dispositivos de protecção solar, que evitam o sobreaquecimento ou o ofuscamento dos espaços que cobre. Neste caso, é possível usar elementos fotovoltaicos para proporcionar sombra e protecção anti-brilho. Os telhados translúcidos sobre as áreas sem aquecimento (escadas, átrios, etc) e sobre os espaços abertos (plataformas de caminhos-de-ferro, garagens, etc.) são particularmente adequados, uma vez que a eficiência dos módulos é maior para baixas temperaturas.

As imagens a seguir mostram exemplos de coberturas envidraçadas sobre espaços aquecidos (tectos quentes que usam construções de vidro isolante) e espaços frios e abertos.

Coberturas envidraçadas sobre espaços aquecidos



Figura 8.171 - Empresa de serviços municipais Halle

Telhado quente

Módulos de vidro isolante Flabeg

Sistema montante-travessa Schüco



Figura 8.172 - Lar de terceira idade em Strassen, Luxemburgo

Telhado quente

Módulos de vidro isolante Saint Gobain

Sistema montante/travessa Schüco



Figura 8.173 - Empresa Pressevertrieb IPS em Meckenheim, Alemanha

Telhado quente

Módulos de vidro isolante: Saint Gobain

Sistema montante-travessa Schüco

Coberturas envidraçadas sobre espaços não aquecidos



Figura 8.174 - Telhado quente

Módulos de vidro isolante Saint Gobain
Estrutura de madeira com suportes em aço e pinças em alumínio Schüco



Figura 8.175 - Academia de educação superior Mont-Cenis do Ministério NRW do Interior em Herne, na Alemanha

Telhado frio
Módulo vidro-vidro Flabeg
Estrutura de telhado em dente de serra Wicona



Figura 8.176 - Centro de informação de edifícios ecológicos em Boxtel, na Holanda

Telhado frio
Módulos vidro-vidro GSS



Figura 8.177 - Bayerische Landesbank em Munich

Telhado frio
Módulos vidro-vidro Saint Gobain
Sistema montante.travessa Schüco



Figura 8.178 - Casa em Kassel, Alemanha
Telhado frio
Módulos vidro-vidro Flabeg
Fotografia: Hegger/Architekten

Coberturas envidraçadas sobre espaços abertos

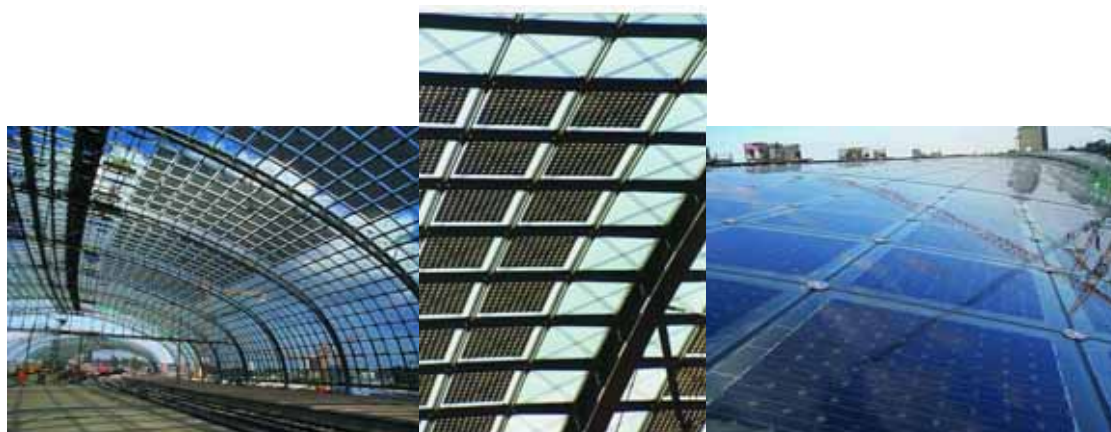


Figura 8.179 - Estação central de comboios Lehrter Bahnhof em Berlim
Módulos vidro-vidro Flabeg
Construção aço-vidro

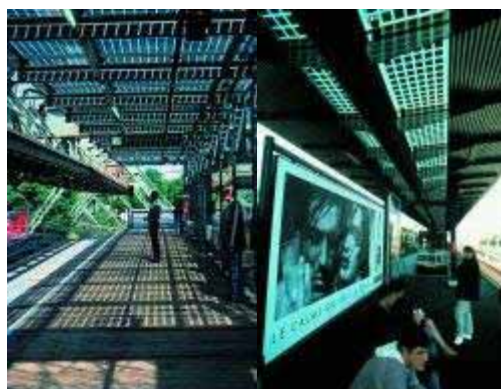


Figura 8.180 - Telhado da plataforma da Estação Adlgestell em Wuppertal, na Alemanha
Módulos vidro-vidro Flabeg
Sistema SSG



Figura 8.181 - Telhado da cobertura de um parque de estacionamento do Jardim Zoológico Kochi, no Japão
Fotografia: NEDO



Figura 8.182 - Cobertura para carro
Fotografia: NEDO



Figura 8.183 - Módulos de plástico acrílico Sunovation



Figura 8.184 - Entrada de um casa
Módulos de plástico acrílico Sunovation



Figura 8.185 - Cume da igreja de Kirchsteigfeld em Potsdam, Alemanha
Laminados vidro-vidro GSS



Figura 8.186 - Vista interna
Fotografias: Akut, Berlin



Figura 8.187 - Telhado sobre o passadiço de acesso de bloco residencial em Vauban, Freiburg, Alemanha
Módulos vidro-vidro Saint Gobain

Clarabóias



Figura 8.188 - Arena em Berlim
Telhado quente
Módulos de vidro isolante Saint Gobain



Figura 8.189 - Armazém da SBB em Berna, na Suíça
Telhado frio
Laminados Atlantis
Sistema montante-travessa Eberspächer

8.8 Dispositivos solares de sombreamento

O uso de envidraçados nas fachadas e nos telhados dos edifícios modernos, têm um efeito considerável no ambiente interior do edifício. No entanto, enquanto que a radiação solar que incide no Inverno é vista como benéfica, uma vez que proporciona um ganho passivo de calor, os ganhos solares dos envidraçados orientados a sul não são desejados no Verão. Para evitar elevados consumos de energia na climatização do edifício, em resultado das grandes áreas de envidraçados, é necessário integrar um conceito de protecção solar. Os dispositivos de sombreamento externos são geralmente mais efectivos do que os elementos de protecção solar internos ao vidro (estores interiores), uma vez que os primeiros não permitem que a radiação solar entre no edifício, onde seria convertida em calor.

Enquanto que os comuns dispositivos de sombreamento proporcionam protecção contra a radiação solar, os sistemas fotovoltaicos precisam do sol. Uma vez que ambos precisam de ter uma orientação solar óptima, estas funções, aparentemente conflituosas, podem ser perfeitamente combinadas. Esta combinação é particularmente interessante, sobretudo se tivermos em conta os elevados custos destes elementos e dos sistemas de rastreio que os equipam. Com a substituição dos elementos de vidro ou de metal por elementos fotovoltaicos, os custos finais não seriam substancialmente superiores. Para além disso, o optimizado ângulo de inclinação e a boa ventilação, permitem elevados níveis de produção. Por este motivo, estes tipo de aplicações podem ser muito interessantes do ponto de vista económico.

No caso de serem projectados para a rua, estes dispositivos solares deverão cumprir com os requisitos de segurança para coberturas de vidro. Neste caso, são usados módulos vidro-vidro e laminados de vidro endurecido a quente (duas folhas) ou vidro laminado de segurança (três folhas).

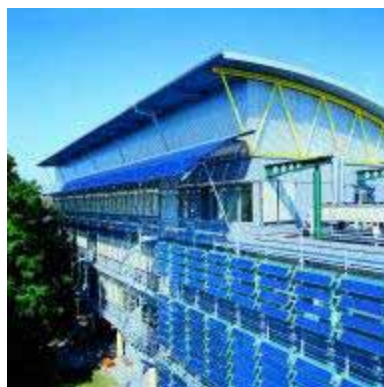


Figura 8.190 - Centro de investigação de biologia molecular na Universidade de Friedrich-Alexander em Erlangen-Nuremberg, na Alemanha. Dispositivos de sombreamento fixos com rastreio solar de um eixo

Fotografia: Solon AG, Wolfram Murr

8.8.1 Sombreamento fixo

Embora os elementos sombreadores fixos sejam os dispositivos de sombreamento solar mais simples, podem ser bastante efectivos se forem posicionados cuidadosamente. Com uma correcta dimensão e distância até a área a ser sombreada, estes dispositivos podem bloquear os intensos raios solares na época do Verão, quando o Sol está mais alto, enquanto que no inverno permitem que a radiação solar entre no interior do edifício.



Figura 8.191 - Bayerische Landesbank em Munich

Fixação pontual Xchüco
Módulos vidro-vidro Saint Gobain



Figura 8.192 - Colégio Rembrandt em Veenendaal / Holanda
Módulos vidro-vidro: Flabeg
Estrutura de suporte Schüco

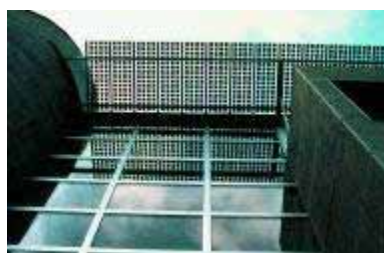


Figura 8.193 - Monthey Town Hall
Módulos vidro-vidro Flabeg



Figura 8.194 - Universidade de Ciência Aplicada St. Augustin, Alemanha
Estrutura de fixação Schüco
Módulos vidro-vidro Saint Gobain

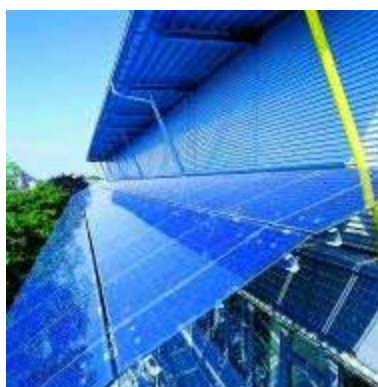


Figura 8.195 - Centro de investigação de biologia molecular na Universidade de Friedrich-Alexander em Erlangen-Nuremberg, na Alemanha
Fixação pontual Manet, Áustria
Fotografias: Solon AG, Wolfram Murr

8.8.2 Outros dispositivos solares de sombreamento

As superfícies do telhado também podem estar protegidas por dispositivos fixos de sombreamento. Embora os elementos de sombra se encontrem normalmente numa disposição horizontal, também podem ser aplicados verticalmente. Contudo, o sombreamento solar resultante, apenas pode ser previsto de forma aproximada, pois a luz solar incidente só pode ser controlada pelo grau de transparência dos elementos e pela altura do sol (ver capítulo 3).



Figura 8.196 - Edifício de apartamentos em Probstgasse na Colônia

Módulos vidro-vidro: Flabeg

Fotografia: Architect Ulrich Bötger, Cologne



Figura 8.197 - Empresa de serviços municipais Constance, na Alemanha

Módulos vidro-vidro: Flabeg



Figura 8.198 - Casa com terraço em Colônia

Fotografia: Architect Wilhelm Schulte, Cologne



Figura 8.199 - Centro Tecnológico do Meio Ambiente em Berlim-Adlershof, na Alemanha
Laminados vidro-vidro Solon
Fotografia: Solon AG

8.8.3 Sistemas de sombreamento móveis

Os elementos de sombreamento móveis podem ser ajustados verticalmente ou horizontalmente, e permitem que a quantidade de irradiância solar incidente seja otimizada em função das condições diárias de energia radiante. Geralmente são orientados segundo um único eixo: segundo o eixo vertical em função da trajetória solar, ou segundo o eixo horizontal em função da altura solar.



Figura 8.200 - Museu Audi em Ingolstadt, na Alemanha
Módulos vidro-vidro Solon
Fotografia: Solon AG

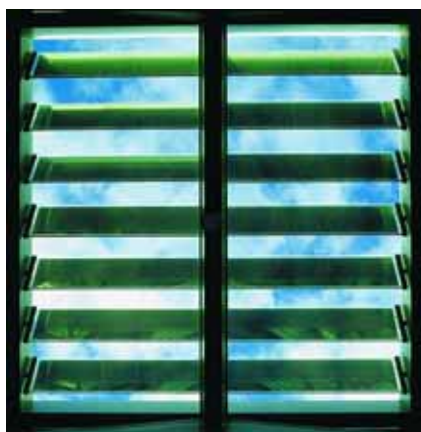


Figura 8.201 - Parlamento Paul-Löbe em Berlim
Estores solares
Estrutura de suporte Solon
Fotografias: Solon AG, Wolfgang Reithebuech



Figura 8.202 - Torre Tecnológica Wertal em Ohrberg na Hameln-Emmerthal, na Alemanha

Estores horizontais
Laminados GSS
Sistema fotovoltaico Colt



Figura 8.203 - fixações pontuais

Laminados vidro-vidro Sólun; sistema Ado Solar
Fotografia: Solon AG, Wolfram Murr



Figura 8.204



Figura 8.205 - Armazém Kaiser em Freiburg, na Alemanha

Estores horizontais
Fixações pontuais
Laminados vidro-vidro Solon
Sistema Ado Solar

9 INSTALAÇÃO, ARRANQUE E OPERAÇÃO DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

9.1 Introdução

O crescente desenvolvimento da tecnologia fotovoltaica significa que, nos dias de hoje, o projectista do sistema tem ao seu dispor uma grande variedade de módulos e de sistemas de montagem. Existem diferentes opções de instalação, dependendo da dimensão do sistema, do conceito e das condições do local (em termos de transporte e de montagem).

A instalação de um sistema fotovoltaico requer um extenso conhecimento profissional e, em alguns dos casos, o envolvimento de profissionais de várias áreas (carpinteiros, electricistas, empreiteiros, etc.). Infelizmente, com alguma frequência, os documentos técnicos fornecidos pelos fabricantes e as instruções de montagem são muito insuficientes.

Ao trabalharem num telhado, os electricistas encontram-se frequentemente num território totalmente desconhecido. A entrada num telhado requer o apoio técnico de profissionais da área, dado que os trabalhos no telhado não podem, de forma alguma, comprometer a impermeabilização deste. Para além do tipo de material usado, a inclinação do telhado é outro factor decisivo. De notar ainda que deve ser assegurada a estabilidade estrutural do telhado, bem como de todos os elementos que suportam o gerador fotovoltaico. Os ganchos do telhado têm um efeito marginal na impermeabilização do telhado.

Os sistemas montados em telhados apenas têm contacto com o revestimento do telhado em determinados pontos. Os electricistas devem ter um especial cuidado para não perfurarem telhados planos cobertos por membranas plásticas. Deve-se tomar em atenção que as garantias mantêm-se em vigor mesmo após a conclusão dos trabalhos.

Alguns princípios gerais a ter em conta na instalação de sistemas fotovoltaicos

- 1) Os construtores podem instalar sistemas no telhado, desde que seja do lado DC do gerador e que este tenha sido concebido para tensões reduzidas de **segurança** ou com sistemas de ligação com tomadas-fichas;
- 2) Os técnicos que não possuem formação em electricidade podem levar a cabo a instalação eléctrica no lado DC, se forem instruídos por um electricista.
- 3) Os electricistas podem montar sistemas no telhado depois de terem sido instruídos nos requisitos de segurança para trabalhos executados em telhados.
- 4) As aberturas de furos em telhados planos e telhados com sistemas fotovoltaicos integrados, devem ser realizados pelos construtores.
- 5) A ligação do inversor, a instalação eléctrica AC e o teste e arranque do sistema fotovoltaico, devem ser sempre executados por um electricista qualificado.
- 6) O electricista qualificado é responsável por toda a instalação eléctrica do sistema fotovoltaico. Ele garante o cumprimento das medidas e dos regulamentos técnicos que foram estabelecidos no caderno de encargos.

Se a instalação do sistema fotovoltaico ocorrer dentro de um plano de trabalhos de construção extensivo a outras áreas, a integração dos profissionais e o período de duração do trabalho, deverá ser estabelecido e acordado entre as diferentes partes em reuniões de trabalho. Neste caso, deve-se tomar em atenção que os trabalhos de construção associados ao sistema fotovoltaico, ainda não são uma prática comum para os profissionais e supervisores da obra. Se for necessário utilizar recursos adicionais (como por exemplo gruas, elevadores, guindastes, etc.), o seu uso deverá ser acordado com os restantes profissionais, para efeitos de partilha dos meios e dos custos. Mais ainda, deve-se ter um especial cuidado para assegurar que os fornecedores, por exemplo dos módulos fotovoltaicos, recebem antecipadamente a ordem de encomenda, uma vez que os respectivos prazos de entrega são normalmente mais alargados do que os restantes materiais de construção.

9.2 Notas gerais de instalação

Uma vez que os geradores fotovoltaicos são montados no exterior, devem ser respeitadas as especificações (UV, resistência às intempéries,) relativas à montagem exterior dos componentes do sistema (caixas de junção de módulos, caixas de junção do gerador e, se necessário, inversores). Estes são considerados com maior detalhe nos capítulos 3 e 5. Para além disso, devem ser mantidas os requisitos de segurança para as instalações eléctricas.

Em contraste com as fontes normais de tensão (rede eléctrica pública), os geradores fotovoltaicos têm um comportamento operacional claramente diferente. A montagem, conforme as práticas usuais para instalações AC, pode conduzir a uma incorrecta instalação DC. Consequentemente, deve-se tomar particular atenção às diferenças entre as instalações DC e AC.

Notas sobre as instalações DC

- Os módulos estão activos ao serem instalados, não podendo ser desligados. Durante o dia, o gerador fotovoltaico fornece a tensão nominal total.
- O nível de corrente DC é proporcional ao nível da irradiância. A tensão nominal, por outro lado, é atingida mesmo para baixos níveis de radiação (ver capítulo 3).
- Os geradores fotovoltaicos são fontes de corrente, cuja corrente de curto-circuito encontra-se apenas 20% acima da corrente nominal. Este factor deve ser tomado em consideração quando se projecta o sistema de protecção eléctrica (fusíveis, disjuntores, etc.).
- A corrente fotovoltaica é uma corrente DC, pelo que se houver uma falha de isolamento, pode surgir um arco permanente. Por este motivo, a instalação (exceptuando para tensões <50V) deve estar protegida contra falhas de isolamento e curto-circuitos, e as ligações dos cabos têm de ser cuidadosamente executadas. Apenas podem ser usados disjuntores que possuem poder de corte para correntes DC.
- Ao ligar o cabo principal DC, a caixa de junção do gerador deve estar isolada. Isto é conseguido pela abertura dos terminais de isolamento na caixa de junção do gerador. De outro modo, existe o claro risco do estabelecimento de um arco, dado que os cabos do gerador fotovoltaico estão sob tensão.
- Dado que não existem caixas de junção nos geradores que possuem inversores de fileira, o isolamento é conseguido através do isolamento do cabo da fileira. As tomadas-fichas dos módulos não devem interromper a corrente nos cabos das fileiras, dado o perigo de se formar um arco eléctrico.
- Quando se ligam os aparelhos de corte, é preciso ter um especial cuidado com a polaridade dos dispositivos e a direcção do fluxo da energia.

Notas sobre a interligação dos módulos

- Recomenda-se que os módulos de maior tolerância, em termos de potência, sejam medidos individualmente antes da instalação. Desta forma garante-se que a interligação numa mesma fileira é feita com módulos de potências semelhantes, evitando maiores perdas por desajuste.

Notas sobre a canalização eléctrica

- Cabos isolados contra falhas de terra e curtos-circuitos.
- Separação entre os condutores positivo e negativo, com duplo isolamento.
- Enlaçamento dos cabos antes do ponto de entrada na caixa de junção do módulo.
- Não colocar cabos sobre a cobertura do telhado, mas fixá-los na armação de suporte.
- Os escoamentos de água da chuva não devem ser obstruídos.
- Se possível, os cabos devem ser colocados em áreas protegidas do Sol.
- Os ligadores de cabos devem possuir protecção contra humidades.
- Evitar extensivos circuitos em laço (ver capítulo 5 "Protecção contra os relâmpagos e a

sobrevoltagem”).

- Os cabos devem ser colocados tão longe quanto possível do sistema de protecção contra descargas atmosféricas (evitar cruzamentos), sobretudo dos condutores de descarga.
- Evitar instalar materiais de arestas cortantes e situações que possam resultar em danos mecânicos.
- Minimizar o comprimento total da canalização eléctrica.
- Ter em atenção a polaridade dos condutores ao estabelecer a ligação entre eles.
- Não usar cabos de cor verde-amarela como condutores activos.
- Os cabos DC não podem ser encaminhados em espaços nos quais estejam armazenados materiais altamente inflamáveis ou nos quais existe perigo de explosão.
- Marcar os cabos DC ao juntar cabos com diferentes sinais de tensão (DC, AC).

9.3 Requisitos de segurança para trabalhos efectuados em telhados

Qualquer trabalho efectuado num telhado deve ser executado profissionalmente, devendo ser asseguradas todas as condições de segurança. Isto aplica-se quando se instalam ganchos no telhado, na montagem da armação de suporte do gerador e na colocação dos cabos através do telhado. Por este motivo, é sempre preferível que os construtores civis e as empresas de instalações eléctricas trabalhem em estreita colaboração na implantação dos sistemas fotovoltaicos. Se o sistema fotovoltaico for instalado exclusivamente por uma empresa de instalações eléctricas, o instalador deverá estar familiarizado com as medidas de segurança a ter nos trabalhos em telhados, e ter suficiente destreza para efectuar o trabalho.

Sempre que haja risco de quedas em altura, devem ser tomadas medidas de protecção colectiva adequadas e eficazes ou, na impossibilidade destas, de protecção individual, de acordo com a legislação aplicável, nomeadamente o Regulamento de Segurança no Trabalho da Construção Civil.

O tipo de protecção depende da inclinação, natureza ou estado da superfície do telhado, das condições atmosféricas e do tipo de trabalho a ser executado. Devem ser usados meios e/ou equipamentos especiais de segurança, tais como andaimes, resguardos e guarda-corpos, redes de captação, ou outros dispositivos de segurança susceptíveis de fixação.

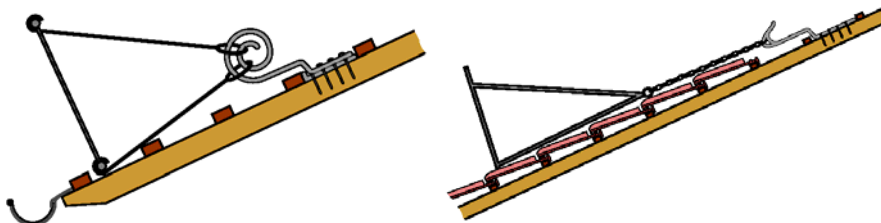


Figura 9.1 - Barreiras de protecção

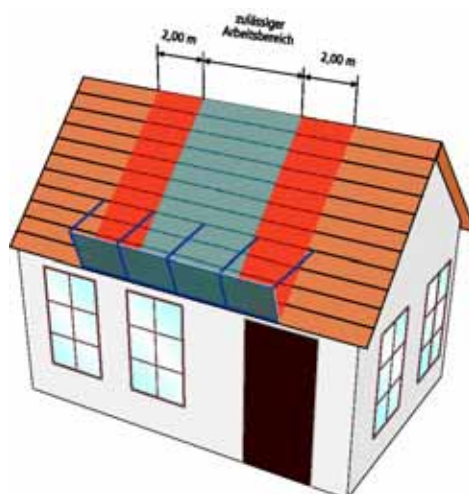


Figura 9.2 – Instalação de um gerador fotovoltaico usando um cinto de segurança

Para além disso, o empreiteiro deve colocar à disposição dos trabalhadores equipamento individual de protecção, nomeadamente cintos de segurança, capacetes, fatos especiais, máscaras, luvas e calçado, entre outros equipamentos apropriado. O equipamento de protecção deverá ser mantido em bom estado de conservação.

Sempre que existir o perigo de queda livre, deverão ser usados cintos de segurança suficientemente resistentes, assim como cabos de suspensão, elementos de fixação devidamente ancorados a um ponto resistente da construção e acessórios, de forma a garantir suficiente segurança.

O comprimento do cabo de suspensão do cinto de segurança deve ser regulado segundo o trabalho a executar. No entanto, não deverá permitir uma queda livre superior a **1 m**, a menos que existam outros dispositivos de protecção que atenuem uma queda de maior altura (por exemplo barreiras de protecção, rede de protecção,).

Sempre que a protecção contra quedas em altura seja apenas assegurada por meio de cinto de segurança, o trabalhador deverá estar acompanhado durante a execução do trabalho.



Figura 9.3 – Equipamento individual de protecção



Figura 9.4 – Equipamento individual de protecção, Esquerda: Bloco de inércia, Centro: Cinto de segurança e Direita: Ancoragem dos cabos de suspensão

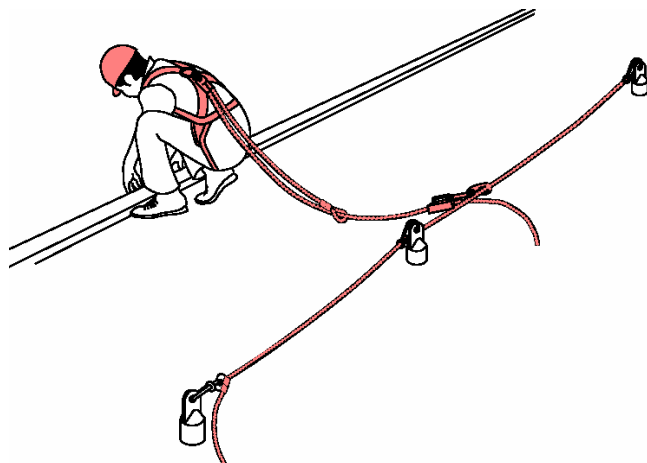


Figura 9.5 – Equipamento individual de protecção num telhado plano onde não existe nenhuma barreira fixa numa distância de pelo menos 2 m do limiar do telhado

Equipamento de Trabalho

Para além de protecções contra a queda em altura, nos telhados com uma forte inclinação, será necessário criar meios ou equipamentos de trabalho, tais como:

- Ganchos de telhado, escadas de telhador.
- Plataformas de trabalho.
- Escadas.

Escadas de telhador com ganchos de telhado

Estas escadas de madeira leve são penduradas nos ganchos do telhado (por razões de segurança a partir do segundo degrau) e assentam sobre a superfície do telhado.

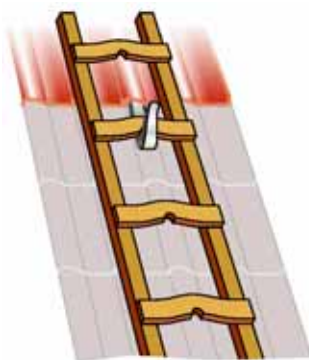


Figura 9.6 – Escada de telhador

Plataformas de trabalho

As plataformas de trabalho devem estar suportadas com toda a segurança. Por sua vez, as pranchas de apoio não devem ter a largura inferior a **40 cm** e não devem suportar uma carga superior a **150 Kg**.

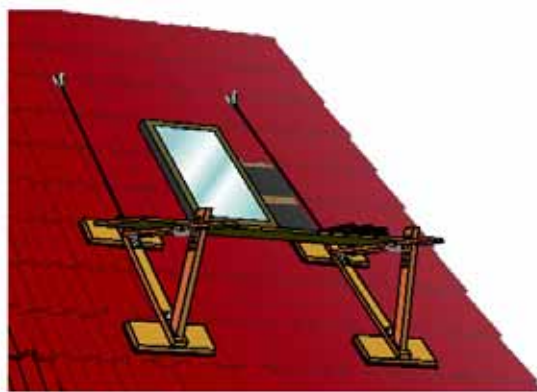


Figura 9.7 – Plataforma de trabalho

Escadas de mão (alumínio, madeira)

O ângulo correcto de apoio nos prédios situa-se entre **65°** e **75°**. Devem projectar-se pelo menos **1 m** acima do ponto sobre o qual se apoiam. Devem ter medidas de segurança para evitar deslizamentos, quedas ou afundamentos no chão onde assentam. Estas medidas incluem maiores pés, travões de borracha ou ganchos fixados no topo (ou ter alguém que as segure firmemente).

Meios de elevação

Conforme as circunstâncias, existem várias possibilidades para a transferência dos módulos para o telhado e/ou através do telhado para o local da instalação. Os módulos podem ser içados através dos mesmos meios mecânicos usados para as placas de vidro. No telhado, podem ser usados guindastes inclinados para o transporte dos módulos. Contudo, poderá ser necessário uma grua para a elevação dos geradores fotovoltaicos, quer pela sua grande dimensão quer pelas áreas do telhado serem de difícil acesso. Dado que o aluguer de gruas é relativamente caro, isto pressupõe um planeamento preciso e uma boa preparação. No caso de fachadas devem ser usados elevadores.

9.4 Instalação de um sistema fotovoltaico ligado à rede

9.4.1 Dados iniciais

O objectivo consiste em instalar um sistema fotovoltaico ligado à rede, com uma potência de **3,99 KWp**, num telhado já existente de uma casa privada de dois andares.

Neste exemplo têm de ser instalados **38** módulos, com uma potência individual de **105 Wp**. Uma vez que parte da superfície do gerador está sujeita a sombras provocadas por uma chaminé, é necessário dividir o gerador em dois campos. Deverão ser usados dois inversores com diferentes potências (Sunny Boy SWR 2500 e Sunny Boy SWR 700 da empresa SMA). A área do gerador que está sombreada (**8** módulos em duas fileiras) está ligada ao SWR 700. A área não sombreada do gerador (**30** módulos em três fileiras) está ligada ao SWR 2500. A fixação do gerador é feita recorrendo ao sistema de montagem AluTec (ver capítulo 8).

Devido à presença de janelas de sótão no telhado, o alinhamento das secções horizontais e verticais e, consequentemente, a posição dos pontos de fixação do telhado, devem ser planeados cuidadosamente. Todos os materiais usados para a assemblagem da subestrutura do gerador (secções, ganchos do telhado, etc.), assim como os grampos e outros materiais de fixação, devem ser resistentes à corrosão e compatíveis com os restantes materiais. O espaçamento entre os ganchos do telhado e as dimensões dos parafusos, são escolhidos conforme as especificações do fabricante.



Figura 9.8 – Instalação dos ganchos do telhado

9.4.2 Procedimentos para a instalação do sistema

1) **Fixação dos ganchos no telhado**

Os ganchos do telhado asseguram que o gerador fotovoltaico está firmemente ancorado à sua estrutura. O número de ganchos deve ser previamente determinado e a sua distribuição deve constar no plano do telhado (desenho técnico). As telhas que pertencem à área onde o gerador fotovoltaico vai ser instalado, devem ser retiradas por forma a que toda estrutura do telhado correspondente fique visível. Os ganchos do telhado são então aparafusados ao ripado de madeira (o diâmetro do parafuso deve ser, no mínimo, de 6 mm). Devido à necessidade de integrar as janelas de sótão dentro da área circunscrita pelo gerador, e devido ao alinhamento irregular do ripado do telhado, terá de ser usado quase o dobro de ganchos dos que seria normal (perto de 40 peças).

Nota: o espaçamento entre as ripas determina o espaçamento entre os ganchos do telhado. Para o sistema AluTec escolhido, o fabricante especifica um espaçamento máximo entre os ganchos de 1,2 a 1,4 m. Se não houvesse obstáculos de construção próximos, seria possível prender um gancho em cada duas ou três ripas. Se o espaçamento entre as ripas fosse superior ao espaçamento prescrito para os ganchos, será necessário a inserção de um nova ripa ou de uma viga secundária.

Para além dos ganchos do telhado, é também possível usar telhas de fixação (ver capítulo 8 “Fixações no telhado”).



Figura 9.9 – Ganchos do telhado com secções verticais de fixação

2) Corte das telhas

As telhas que foram levantadas têm então de ser recortadas pelo telhador ou pelo instalador, para permitir que sejam recolocadas nas suas localizações originais, ficando embutidas nas telhas inferiores e laterais. Finalmente a estrutura do telhado é novamente selada e a cobertura protegida contra as intempéries.

Nota: Os ganchos do telhado não devem alterar a posição original das telhas, uma vez que de outro modo poderiam resultar infiltrações.



Figura 9.10 – Recorte das telhas

Infelizmente, o instalador da figura não cumpre os regulamentos de segurança, higiene e de saúde do trabalho. Devem usar-se óculos de protecção e luvas de segurança durante os trabalhos de corte das telhas.

3) Montagem das secções verticais de fixação dos módulos

As secções de fixação vertical, que foram previamente cortadas à medida, são alinhadas com os ganchos do telhado e aparafusadas (diâmetro mínimo do parafuso, 6 mm). Neste caso, os desvios do nível do telhado são corrigidos usando calços, enquanto que os desvios na geometria do telhado são corrigidos através dos buracos alongados dos ganchos e das calhas de fixação. Isto é importante no sentido de se ter uma superfície plana para o assentamento dos módulos do gerador. O formato das secções verticais facilita o alinhamento e a montagem posterior das secções horizontais de fixação dos módulos.

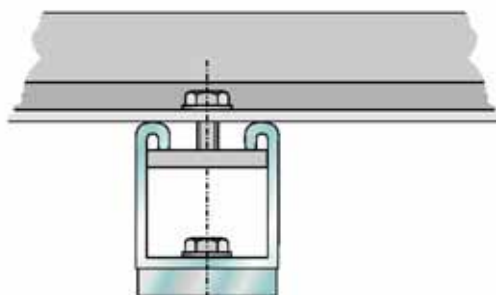


Figura 9.11 – Secção de corte de uma calha de fixação vertical

Nota: As fotografias das Figuras 9.11 a 9.20, foram fornecidas com o amável apoio de Agit GmbH, Berlim.

4) Montagem das secções horizontais de fixação dos módulos

Depois de terem sido montadas todas as secções verticais de fixação à subestrutura do telhado, as secções horizontais de fixação dos módulos (calhas), são furadas nos pontos onde devem ser aparafusados às secções verticais (diâmetro mínimo dos parafusos 6 mm). O comprimento standard destas secções é de **4 m**. As secções que forem demasiado compridas são cortadas para a dimensão apropriada, enquanto que aquelas que forem demasiado curtas são combinadas com as secções seguintes, usando fixações especiais (juntas de expansão de aproximadamente 6-7 mm). Isto garante uma subestrutura estável e forte.

O sistema de montagem AluTec só é apropriado para módulos com armação. A distância entre as secções horizontais é igual à altura do módulo mais **7-8 mm**.

Será sempre útil fazer um molde em madeira por forma a manter o espaçamento e o alinhamento entre as secções de fixação. Começando a partir da secção de fixação situada no ponto mais baixo, o molde irá permitir verificar se o espaço entre as secções é mantido até ser alcançado a última secção (no ponto mais alto). Este procedimento deve ser feito antes de aparafusar firmemente as secções de fixação dos módulos às secções verticais, por forma a verificar que não existem folgas ou excessiva rigidez. Isto garante uma inserção fácil e suave dos módulos nas calhas, e previne qualquer tensão mecânica posterior (causada pelas flutuações de temperatura). As figuras mostram a assemblagem da subestrutura do gerador. As áreas das janelas de sótão do telhado são também tidas em conta.



Figura 9.12 – Fixação das secções horizontais



Figura 9.13 – Montagem das secções horizontais de fixação dos módulos

5) Montagem dos módulos

Depois de terem sido montadas as calhas de fixação dos módulos, estes são inseridos no seu interior, fila por fila, começando pelo topo. O formato e a assemblagem destas calhas garantem que os módulos assentem firmemente e sem vibrações.

Durante a colocação, os módulos ficam ligados electricamente uns aos outros, usando cabos de módulos que são fixados às calhas (Radox 1 x 2,5 mm²) e tomadas-fichas. Este procedimento previne a retenção de águas pluviais e da neve derretida na área do gerador, em resultado da colocação dos cabos na superfície do telhado. Deve-se também prevenir qualquer infiltração de água nas tomadas ou nas caixas de junção dos módulos.

Os cabos devem ser colocados de modo a que o isolamento não possa vir a ser danificado pela acção mecânica de bordas cortantes, objectos com bicos, etc... Se necessário, deverão ser encaminhados através de condutas de metal. Também é possível ligar os cabos do módulo directamente (sem tomadas) às caixas de junção do módulo, desde de que os módulos estejam concebidos para tal (ver referências nas especificações do fabricante). Neste caso, devem respeitar-se as recomendações de segurança para as instalações eléctricas (ver capítulo 5).



Figura 9.14 – Ligação dos módulos

Os módulos são aparafusados aos limites das calhas de fixação através de grampos angulares. São então inseridos finos separadores resistentes à água (por exemplo, neopreno) entre o grampo angular e a armação do módulo. Os grampos permitem que seja gerada suficiente tensão mecânica nas armações dos módulos, para que não possam vir a ser criadas oscilações ou vibrações sonoras.



Figura 9.15 – Inserção dos módulos

6) Encaminhamento dos cabos de fileira pelo telhado

Os cabos de fileira são encaminhados em condutas de protecção através do revestimento do telhado, da camada de isolamento térmico e da protecção contra a formação de vapores. A colocação dos cabos não deve afectar, de modo adverso, a barreira de vapor ou o isolamento térmico.

O uso de condutas de protecção garante um elevado nível de segurança em termos operacionais e um longo tempo de serviço para os cabos. Estes elementos de protecção são inseridos através de aberturas (previamente efectuadas), e fixados para evitar que deslizem para o exterior. Os cabos são então puxados através destes. Também é possível colocar previamente os cabos nas condutas, o que permite a sua instalação em simultâneo. As condutas de protecção devem ser inseridas através da barreira de vapor nos pontos de sobreposição do folheado, o que permite facilitar a selagem após a sua instalação.

Finalmente os cabos da fileira são encaminhados através das aberturas das telhas de ventilação do telhado. Estas telhas são inseridas em determinados pontos do telhado, e garantem que o telhado permanece impermeável nos pontos de inserção dos cabos. Por razões estéticas, estas telhas deveriam

situar-se por baixo do gerador e ser invisíveis do exterior. Os cabos de fileira são presos à subestrutura e ligados aos módulos correspondentes (ao primeiro e ao último módulo de uma fileira).

Nota: As condutas de protecção devem ser resistentes aos raios UV e às elevadas temperaturas que se verificam nas áreas exteriores.



Figura 9.16 – Inserção dos cabos através de uma telha de ventilação



Figura 9.17 – Abertura no telhado para a passagem dos cabos das fileiras

7) Ligação do gerador à terra

O gerador é de seguida ligado à terra ($16,0 \text{ mm}^2 \text{ Cu}$) através de um eléctrodo de terra, que está ligado ao barramento de terra do edifício (ver capítulo 5). Uma vez que a estrutura de suporte é condutora, não é preciso qualquer ligação equipotencial adicional. Será suficiente estabelecer uma ligação ao condutor de protecção de terra que seja resistente à corrosão, num ponto adequado da subestrutura. Esta ligação deve ser mantida tão curta quanto possível.

A montagem e montagem do gerador no espaço do telhado ficam assim completos. Durante a montagem do gerador, as fileiras individuais dos módulos são medidas do ponto de vista eléctrico (tensão de circuito aberto, corrente de curto-circuito, resistência do isolamento) e os resultados são anotados. Este procedimento permite verificar se todas as fileiras do gerador funcionam sem problemas e assim determinar se o trabalho no telhado está, de facto, acabado.



Figura 9.18 – Gerador fotovoltaico completo

8) Instalação da canalização eléctrica no interior da casa

Os cabos eléctricos que provêm das fileiras são canalizados no interior do edifício pelo caminho mais curto possível, directamente para a caixa de junção do gerador. Neste ponto, deve-se ter uma especial atenção para assentar cabos protegidos contra falhas de terra e curto-circuitos. Dado que estes cabos

são condutores activos, devem ser marcados como tal, especialmente se forem encaminhados juntamente com outros cabos no interior do prédio (frequentemente, existem circuitos ou condutas comuns). Os cabos de fileira são electricamente ligados aos terminais da caixa de junção do gerador (cuidado com as voltagens > 120 V DC). Os descarregadores de sobretensão dos fusíveis de fileira, garantem a segurança operacional adequada, enquanto que o interruptor principal bipolar DC permite o corte em segurança do sistema em carga (por exemplo para efeitos de manutenção).

Nota: Para tensões DC > 50V, os contactos do interruptor principal DC devem estar espaçados de, pelo menos, 5 mm, por forma a permitir um isolamento seguro. As especificações do fabricante na placa do interruptor deveriam declarar expressamente se este é o apropriado para o nível de tensão requerido.

9) Instalação dos inversores de fileira

As ligações aos respectivos inversores de fileira são efectuadas a partir das caixas de junção do gerador, até aos terminais de entrada DC dos respectivos inversores. Os inversores devem ser instalados num local apropriado. Os factores a ter em conta na escolha do local, incluem a temperatura ambiente, a capacidade de dissipação do calor (por exemplo para uma instalação em armário), a humidade relativa e o ruído. Para efeitos de serviço e manutenção, os inversores devem estar facilmente acessíveis. Devem ser sempre respeitadas as instruções do fabricante.

Sempre que houver uma grande distância entre a caixa de junção do gerador e o inversor, deverá ser instalado um ponto de isolamento adicional antes do inversor. Isto permite um isolamento seguro do cabo principal DC que alimenta o inversor.

Nota: Uma linha de dados permite a transferência dos parâmetros do sistema para um computador. Isto é de particular interesse nas situações de monitorização remota.



Figura 9.19 – Esquerda: Caixa de junção geral do gerador e Direita: Instalação dos inversores

10) Interligação à rede eléctrica pública

As saídas do inversor AC estão ligadas à rede principal através de aparelhos de protecção (fusíveis, disjuntores de linha) e através do contador. No nosso exemplo, a caixa do contador, com um contador de consumos de energia eléctrica instalado, é ampliada para a recepção de outro contador, que mede a energia entregue ao Sistema Eléctrico Público (de acordo com as Condições Técnicas de Ligação).



Figura 9.20 – Caixa do contador

A verificação da instalação e entrega do sistema fotovoltaico, é iniciada após o alojamento do aparelho de medição. A ligação à rede eléctrica pública é então estabelecida, assim como a ligação ao barramento DC, o que provoca o arranque do inversor. O painel de visualização do inversor permite aceder e avaliar o estado do funcionamento do mesmo. Para este efeito, devem ser medidos e registados os parâmetros de funcionamento mais relevantes (ver capítulo 9 “Inspeção”).

9.5 Vistoria e licença de exploração

Antes da entrada em exploração da instalação pelo utilizador, todos os sistemas deverão ser vistoriados. No caso de expansão ou alteração de um sistema já existente, deverá ser verificado se as alterações estão em conformidade com o que está estabelecido nas normas.

O instalador/construtor do sistema poderá registar e manter actualizado todas as informações importantes do sistema e os valores das medições eléctricas.

Os principais dados a registar são os seguintes:

- Resistência de terra.
- Resistência de isolamento do gerador fotovoltaico.
- Resistência do isolamento da linha principal DC.
- Tensão de circuito aberto do gerador.
- Tensão de circuito aberto de cada fileira.
- Corrente de curto-circuito de cada fileira.
- Queda de tensão em cada diódo (para os sistemas com díodos de fileira).
- Queda de tensão em cada fusível (para os sistemas com fusíveis de fileira).

Notas sobre as medições

- a) Resistência de isolamento
 - Curto-circuito no lado DC, isolar o descarregador de sobretensões, medir entre um condutor e a ligação equipotencial. Na Tabela 2 mostram-se os valores que devem ser mantidos.
- b) Tensão do circuito aberto
 - Isolar o sistema, medir a tensão entre os condutores positivo e o negativo.
- c) Corrente de curto-circuito
 - Para sistemas com díodos de fileira: provocar um curto-circuito no sistema, medir a corrente paralela ao diódo.
 - Para sistemas sem díodos de fileira: isolar o sistema, retirar os fusíveis de fileira e medir a corrente em cada uma das fileiras.
- d) Diferenças das tensões das fileiras
 - Para sistemas com díodos de fileira: isolar o sistema, medir a diferença de tensão antes do diódo;.
 - Para sistemas sem díodos de fileira: remover os fusíveis de fileira e medir a diferença de tensão na fileira 1.

Estes dados servem como um certificado para o operador, e determinam se o sistema fotovoltaico está completamente operacional e seguro para operar. Esta informação poderá constar do relatório técnico apresentado para efeitos de requerimento do pedido de vistoria e emissão de licença de exploração.

9.6 Falhas de funcionamento, falhas típicas e manutenção de sistemas fotovoltaicos

A falha total de um sistema fotovoltaico é extremamente rara. A esmagadora maioria dos sistemas funcionam durante largos anos, e as eventuais avarias estão normalmente associadas a pequenos custos de reparação.

Como parte do programa fotovoltaico “1.000 telhados” (1991 a 1995), a instalação de sistemas ligados à rede foi subsidiada pelo governo Alemão. No âmbito deste programa foi documentado o comportamento operacional, o tipo e o número de falhas dos vários sistemas. Em resultado destas investigações, podem-se fazer os seguintes comentários:

- 1) O componente mais fiável de um sistema fotovoltaico é o próprio gerador fotovoltaico. No caso de avarias, as principais causas foram os efeitos de descargas atmosféricas, as falhas dos díodos de fileira e as deficiências nos módulos e na cablagem DC.
- 2) As falhas mais frequentes ocorrem no inversor. As principais causas foram os danos provocados pela incorrecto dimensionamento do inversor, pelo efeitos de descargas atmosféricas, pelos efeitos de harmónicos e por falha do equipamento electrónico.
- 3) Os fenómenos de corrosão provocados pela combinação de diferentes materiais foram uma constante (por exemplo, parafusos de bronze numa montagem galvanizada).
- 4) Outras falhas estavam relacionadas com os fusíveis e com distúrbios no fornecimento de energia à rede.

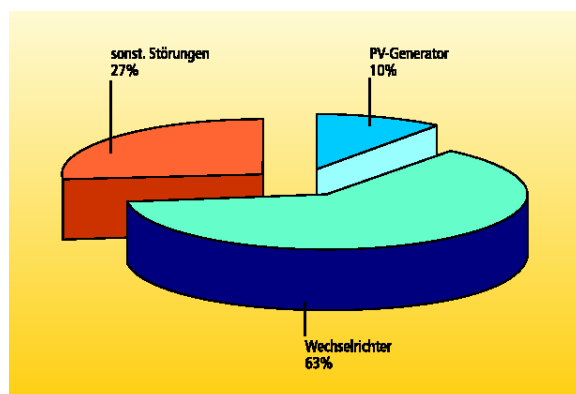


Figura 9.21 – Distribuição percentual das falhas técnicas de componentes do sistema fotovoltaico, após a análise dos dados recolhidos no programa 1.000 telhados
[ISE96]

A seguinte tabela mostra as principais falhas que ocorreram em 200 sistemas fotovoltaicos, após vários anos de funcionamento. Estes sistemas foram seleccionados com base num nível de produção de energia anual inferior à média.

Tabela 9.1 - Falhas típicas dos sistemas no programa 1.000 telhados
[Lan98]

Gerador Fotovoltaico	
Sombreamento parcial	41%
Condutores não isolados	24%
Corrosão e defeitos na estrutura de suporte	19%
Grampos soltos ou perdidos	5%
Módulos defeituosos	<2%
Caixa de junção do gerador	
Deficiente ou inexistente dissipação do calor gerado nos díodos de fileira	60%
Dispositivos de isolamento inadequados	56%
Fusíveis e descarregadores de sobretensão inadequados	15%
Fusíveis de fileira defeituosos	4%
Díodos de fileira defeituosos	<2%
Descarregadores de sobretensão defeituosos	<1%
Inversor	
Insuficiente capacidade de corte em caso de sobretensão	8%

Estas falhas e os respectivos os tempos de paragem dos sistemas fotovoltaicos, podem ser evitados através de uma manutenção regular por parte do operador do sistema. A ficha de manutenção que propomos a seguir poderá ser usada como guia.

Ficha de manutenção

Tabela 9.2

	Inspecção Visual	Medições com Multímetro	Medição da resistência de terra	Verificação das entradas e saídas	Medição da resistência de isolamento	Verificação de sob/sobre tensões	curvas I/U	Leitura dos dados fornecidos pelo inversor	Teste do circuito AC	Análise do sinal de rede
Tipo de Falha										
Módulos FV										
Sujidades	X									
Deslaminação do módulo	X	X					X			
Díodos de derivação		X		X				(X)		
Pontos de ligação		X			X		X	(X)		
Humidades	X	X			X		X			
Módulos defeituosos	X	X					X	(X)		
Inversor										
Eficiência				X				X	X	X
Características do sistema de Controlo				X		X		X	X	X
Conteúdo Harmónico									X	X
Distúrbios na linha de tensão								X	X	X
Instalação										
Fusível	X	X		X						
Díodo de fileira defeituoso		X		X			X			
Curto circuito / Falha da protecção de terra	X				X					
Descarregadores de sobretensão defeituosos	X	X			X	X				
Aumento da resistência de terra			X							

9.7 Identificação dos problemas

Os geradores fotovoltaicos são expostos às agressividades do clima. Ao longo da sua vida útil (**25 a 30** anos), poderão naturalmente ocorrer algumas falhas de serviço. O método de identificação da natureza dos problemas depende do tipo de falha e do tipo de sistema fotovoltaico. Em primeiro lugar, deve-se perguntar ao cliente quando e como tomou conhecimento da falha. Os diagramas dos circuitos, assim como a descrição técnica do sistema, são também de grande ajuda. Antes de tomar qualquer medida, deve ser conduzida uma inspecção visual ao sistema fotovoltaico, em particular ao gerador fotovoltaico. Neste caso, deve-se procurar por danos mecânicos e pela eventual acumulação de sujidades.

Deve-se também verificar a canalização e as ligações eléctricas. Podem ocorrer as seguintes falhas que não provocam a actuação do aparelho de corte, e que por isso podem levar ao aparecimento de tensões de defeito ou à criação de arcos eléctricos:

1. Deterioração ou fraca ligação entre cabos.
2. Correntes de fuga devido a um defeito de isolamento.
3. Curto-circuito devido a um defeito de isolamento.

Outros aspectos a ter em atenção são os eventuais danos térmicos e mecânicos, e a integridade dos isolamentos dos cabos. Estes últimos poderão estar roídos por animais, ou deteriorados pela acção dos raios UV, do tempo ou de sobretensões. Todo o isolamento “envelhece” com o decorrer do tempo. Uma falha de isolamento pode levar à criação de um arco e provocar, em última instância, um fogo. Por este motivo, a monitorização automática do estado do isolamento do sistema, que já vem implementada em muitos inversores, é sempre recomendável. Neste caso, quando a falha de isolamento é assinalada, o inversor isola o sistema da rede. Contudo, o gerador fotovoltaico irradiado ainda fornecerá corrente directa para alimentar o arco, pelo que a falha não poderá ser isolada pelo inversor. No entanto, nos

sistemas fotovoltaicos com tensões reduzidas de segurança, o risco do estabelecimento de um arco é reduzido.

Actualmente, é possível obter um diagnóstico remoto sobre o desempenho do sistema com os modernos inversores, bastando para tal um modem e um PC. Na origem de avarias, poderão estar as seguintes causas, ordenadas segundo a sua frequência:

1. Falha no inversor.
2. Ligações soltas entre cabos.
3. Fusíveis de fileira defeituosos.
4. Deficiência em um dos módulos, e por isso falha total ou parcial de uma fileira (diodos de derivação ou contactos de células individuais no módulo).
5. Disjuntor defeituoso.
6. Falha de isolamento.

Começando pelo ponto de interligação ou pelo contador de energia eléctrica, a verificação do estado de operação dos inversores e da caixa de junção do gerador, deverá ser feita através dos respectivos cabos de ligação. No inversor, deve-se observar os dados operacionais, conferindo os leds de sinalização ou o código de erro, ou usando software remoto e um computador portátil. O registo dos dados operacionais do inversor (potência AC, U_{MPP} , I_{MPP} ...), podem proporcionar pistas importantes para a localização da origem da falha. O processo de medição deve ser iniciado no lado AC e só depois deverá prosseguir para o lado DC. Se não houver tensão na ramal de ligação AC, é possível que o sistema de protecção da interligação tenha disparado (por exemplo, uma impedância do sistema demasiado alta). Posteriormente, verifica-se a linha DC e o interruptor principal DC. A resistência de isolamento de terra entre os condutores activos e o potencial de terra deve ser, no mínimo, de **2 MΩ**.

Na caixa do gerador verifica-se o estado de funcionamento dos fusíveis de fileira, do descarregador de sobretensões e, caso se aplique, dos diodos de fileira. É então conferido se existe ou não uma fileira defeituosa a partir dos terminais da caixa de junção do gerador.

É possível medir em pleno funcionamento a tensão aos terminais dos fusíveis de fileira e, se existirem, dos diodos de fileira, usando um voltímetro. Se resultarem excessivas diferenças entre as tensões individuais das fileiras e/ou entre as correntes de curto-circuito individuais, isto indica que existe um desajuste excessivo no gerador, ou que ocorreu uma falha eléctrica numa ou em várias fileiras. O passo a seguir deverá consistir em efectuar medições individuais nos módulos da fileira correspondente. Neste caso, para as fileiras maiores, dividi-se a fileira em dois, por forma a identificar a metade defeituosa da fileira. É aplicado o mesmo método à metade da fileira resultante e por aí adiante, até chegar ao módulo responsável pelo defeito. As ligações dos módulos e dos diodos de derivação também devem ser verificadas. Também se deverá proceder à medição da tensão de circuito aberto U_{OC} e determinar a corrente de curto-circuito I_{SC} . Deve-se ter em mente que esta corrente depende proporcionalmente da irradiância.

A seguinte tabela lista os tipos de falhas mais comuns e mostra quais as verificações e medições que podem ser usadas para as detectar.

Tabela 9.3

Diário	Inversor	- em operação ou existe mensagem de erro no visualizador?
Mensal	Verificação dos níveis de produção	- registar as medições do contador regularmente! (Não é necessário no caso de tele-monitorização)
	Superfície do gerador	- Acumulação de sujidades? - Folhas ou dejectos de pássaros? - Remover com jactos de água
Cada seis meses	Caixa de junção do gerador	- Penetração de insectos/humidades? - na medida do possível testar fusíveis
	Descarregador de sobretensões	Verificar após uma trovoadas! - intacto? (indicador branco, ou vermelho?)
	Cablagem	- Procurar arcos eléctricos, isolamentos danificados, outros (cabos roídos por animais) - Verificar ligações!

Antes de se iniciarem os trabalhos de reparação, deve-se verificar se estes estão ou não cobertos por uma garantia, isto é, se é possível ou não aplicar a garantia dos fabricantes dos equipamentos. Se não for o caso, deve ser apresentado um orçamento relativo aos custos de reparação do sistema. Deve ser efectuado um caderno de inspecção para uma novo arranque do sistema.

9.8 Dados operacionais de monitorização e sistema de qualidade

Dados operacionais de monitorização

Em regra, os sistemas fotovoltaicos são muito fiáveis. No entanto, na eventualidade de uma falha ou de um defeito, pode acontecer que este só seja detectado depois de terem passado vários meses após as últimas leituras do contador. Isto terá claras implicações na produção e, consequentemente, no resultado económico da exploração. Com um sistema de monitorização dos dados de operação, as falhas ou defeitos são rapidamente detectadas e sinalizadas. Deste modo, o proprietário do sistema poderá verificar regularmente o desempenho do sistema e, quando necessário, chamar o engenheiro da instalação para o diagnóstico da falha.

Para analisar os parâmetros do sistema, é necessário antes de mais que estes estejam armazenados. Este registo é geralmente efectuado através do inversor. Os dados são armazenados em ficheiros de dados, sendo então enviados ou lidos a partir de um computador. Nalguns casos é necessário um sistema de aquisição de dados externo ou um sistema de armazenamento de dados externo. A precisão das medições efectuadas pelo inversor é geralmente inferior ao de um contador normal de energia eléctrica. Podem obter-se valores exactos a partir de um contador calibrado.

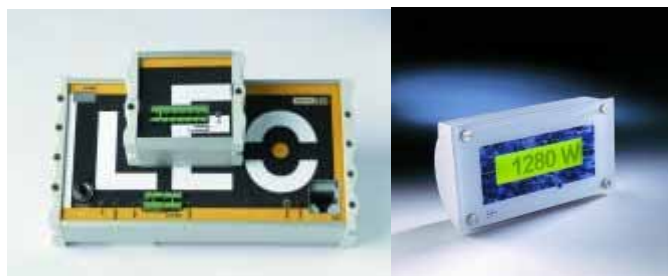


Figura 9.22 – Esquerda: Sistema de aquisição e de armazenamento de dados e Direita: Sistema de aquisição de dados sem fios com visualizador
Fotografias: Tritec e Otronic

Um número cada vez maior de operadores, especialmente os dos grandes sistemas fotovoltaicos, estão a optar pela visualização dos dados operacionais directamente a partir de painéis específicos para esse efeito.



Figura 9.23 – Esquerda: Quadro de visualização para consulta no exterior e Direita: Quadro de visualização para consulta no interior da habitação
Fotografias: Skytron

Após a aquisição e registo dos dados operacionais, estes são analisados. Começa a ser cada vez mais comum a implementação de sistemas automáticos de verificação integrados no inversor ou no sistema de aquisição de dados. Estes dispositivos detectam e sinalizam as falhas mais críticas, através de sinais sonoros de alarme, mensagens por fax, computador, correio electrónico, ou internet.

Ao comparar os dados operacionais com as medições da irradiância (ver capítulo 2), é possível fazer uma análise mais rigorosa. Contudo, isto requer um sensor de radiação, se possível, da mesma tecnologia celular do gerador fotovoltaico. Sem este sensor, poderá ser feita a comparação usando dados climatéricos e/ou dados de produção de outros sistemas fotovoltaicos. Por isso, o método usual consiste na simulação da produção energética do sistema, com base nos dados climatéricos da localização mais próxima do sistema fotovoltaico. Algumas empresas oferecem esta possibilidade através de um serviço *online* suportado pela internet.

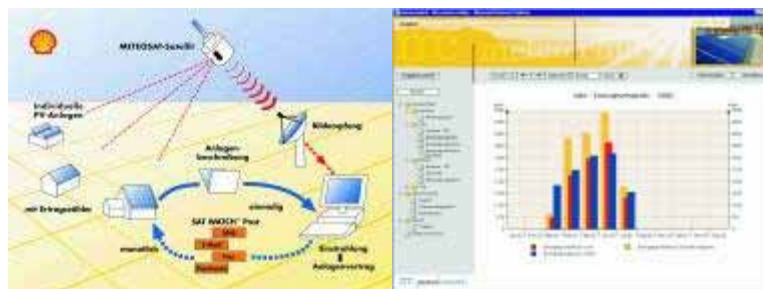


Figura 9.24 – Esquerda: Visualização de dados operacionais através da Internet e Direita: Diagrama esquemático para a monitorização do sistema pela Internet
Fotografias: Meteocontrol e ShellSolar

A verificação dos dados operacionais mensais pode ser feita através da leitura do contador que faz a medição da energia total produzida pela instalação de produção, e a comparação dos valores obtidos com os níveis de produção de outros sistemas cujos dados estão disponíveis via Internet (www.pg-ertraege.de ou www.sonnenertrag.de).

9.9 Resultados operacionais dos sistemas ligados à rede

Os níveis de produção dos sistemas fotovoltaicos dependem da irradiância solar para o ano em questão. Pode obter-se uma primeira estimativa através dos valores médios de longo prazo da irradiação solar, que estão disponíveis para muitos locais. Se desejarmos calcular de um modo mais exacto a energia produzida pelo sistema, será necessário adquirir os dados de irradiância do ano respectivo, com uma maior resolução cronológica (por exemplo valores horários).

Os dados operacionais de longo termo de sistemas fotovoltaicos na Alemanha, provêm dos sistemas construídos ao abrigo do programa “1.000 telhados” (1991 a 1995). A produção anual destes sistemas varia, mas situa-se perto do valor médio de **700 kWh/kWp**. O índice de desempenho médio (**ID**) foi de **69%**, enquanto que o índice de **75%** demonstrou ter sido um bom **ID**. Os sistemas fotovoltaicos que vieram a ser construídos depois deste programa, atingiram níveis de produção anual superiores. Por isso, os níveis de produção anual de energia no programa “Sol nas Escolas”, no âmbito do programa dos “100.000 telhados” foram, em média, **796 kWh/kWp**. Numa análise geral da produção dos sistemas fotovoltaicos instalados por toda a Alemanha (disponível na Internet e realizada pela Aachen Solarförderverein – Associação para a Promoção Solar), o valor médio calculado foi de **798 kWh/kWp**.

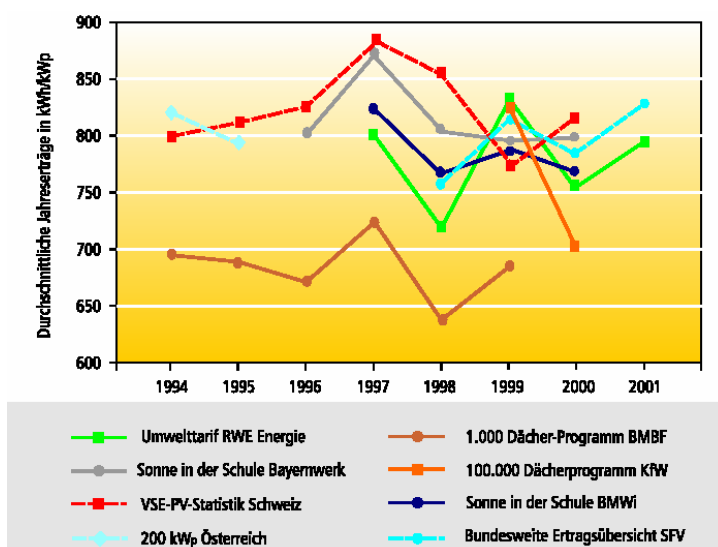


Figura 9.25 – Produção de energia média anual na Alemanha, Áustria e Suíça

Fontes: Avaliação de vários programas de apoio e www.pv-ertraege.de

Os sistemas fotovoltaicos integrados em telhados ou fachadas possuem menores níveis de produção anual. Os projectos de integração em telhados alcançam níveis de produção situados entre **600 e 800 kWh/kWp** [Bec00, Bec02, Dgs01, Sta02]. No entanto, os efeitos de algumas sinergias (isolamento do calor, sombreamento,) que estão associadas a estes sistemas, significam que este aspecto apenas poderá ser considerado como secundário. Para além disso, existem os aspectos estéticos e de desenho, que não devem ser descurados ou sub-valorizados.

Quando os sistemas fotovoltaicos são integrados nos edifícios, os módulos ficam normalmente sujeitos a temperaturas mais elevadas, o que se traduz numa menor eficiência, especialmente no caso dos módulos de silício cristalino (ver capítulo 3). Para além disso, existem perdas de irradiação, uma vez que, frequentemente, as superfícies não estão alinhadas segundo a direcção ideal e estão sujeitas a sombreamentos. Por exemplo, as produções de energia registadas em nove sistemas de fachada vertical objecto de estudo, estiveram compreendidos entre **370 e 570 kWh/kWp** por ano (Dezembro 1998). Os mais recentes sistemas de fachadas, em resultado da optimização do desenho e da concepção do sistema, atingem níveis de maiores produção energética, com valores que variam entre **500 e 700 kWh/kWp** [Bec00, Bec02, Dgs01, Sta02].

Na tabela seguinte são apresentados as médias percentuais das perdas energéticas nos sistemas fotovoltaicos. As maiores perdas surgem, conforme era esperado, na conversão da corrente alternada para corrente contínua pelo inversor, sendo a sua eficiência anual, em média, de **90%**.

A segunda maior fonte de perdas energéticas advém do desvio do desempenho actual do módulo (eficiência) em relação à potência nominal nas condições de referência **CTS**, conforme estabelecido na respectiva ficha técnica. As razões para que tal ocorra devem-se, por um lado, à flutuação natural da irradiância e da temperatura e, por outro, à elevada tolerância nas especificação do desempenho dos módulos pelos fabricantes.

As medições realizadas pelo Instituto Fraunhofer para Sistemas de Energia Solar, mostraram que a quebra da potência do gerador fotovoltaico era, em média, inferior a **10%** da soma das potências nominais dos módulos fotovoltaicos. Seria desejável que os fabricantes de módulos reduzissem as tolerâncias das potências nominais dos módulos. A tendência recente por parte de um número cada vez maior de fabricantes, é de oferecerem tolerâncias de **± 5%** em vez de **± 10%**. Contudo, a especificação positiva da tolerância pertence ainda ao domínio da aspiração. Seria muito sensato definir uma potência mínima para os módulos.

Especialmente devido à crescente imposição dos utilizadores em termos de garantias sobre as produções de energia, os fabricantes dos módulos deviam, pelo menos, libertar as empresas de instalação deste factor de incerteza.

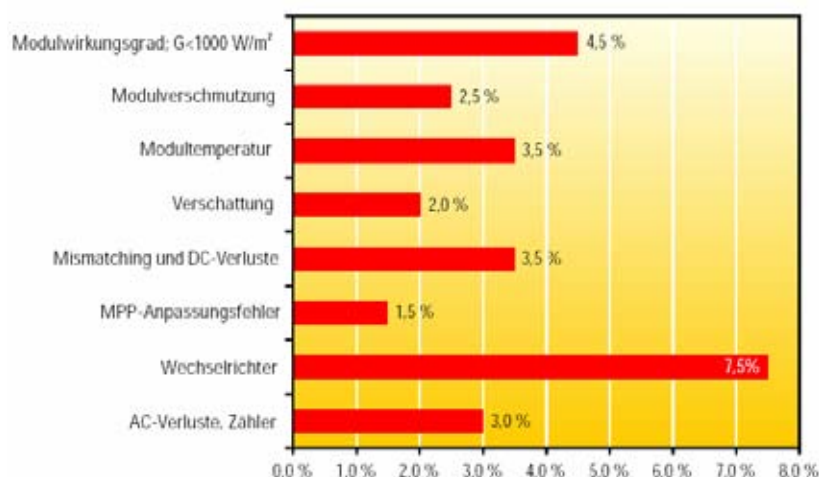


Figura 9.26 – Factores de perdas médias em sistemas fotovoltaicos

Os factores remanescentes de perdas e os modos de os minimizar através da implementação de medidas apropriadas, já foram discutidos nos capítulos 3, 4 e 5.

9.10 Seguros para sistemas solares

Um sistema de produção de energia eléctrica a partir da conversão da energia solar, implica um substancial investimento inicial. Nas casas unifamiliares, um sistema fotovoltaico instalado no telhado custa entre **10.000 e 50.000 €**. Para projectos maiores e centrais fotovoltaicas, os valores investidos perfazem frequentemente centenas de milhares de euros. O sistema pode estar em funcionamento por mais de 20 anos, e por isso deve ser encarado como um investimento de longo prazo. Consequentemente não será apenas sensato, mas indispensável, segurar o valor da instalação, especialmente se o sistema tiver sido financiado com empréstimos, e forem necessários os proveitos resultantes da venda da energia eléctrica à rede pública para liquidar a dívida.

Contudo, muitos operadores e instaladores de sistemas fotovoltaicos ainda negligenciam este ponto essencial. Tal como acontece para o seguro de um carro, os aspectos do seguro têm de ser esclarecidos cuidadosamente com a seguradora. Esta discussão deverá ocorrer mesmo antes de se iniciar a instalação do sistema fotovoltaico.

9.10.1 Seguro de responsabilidade civil para terceiros

Com os riscos segurados, pode diferenciar-se entre danos à propriedade provocados por influência externa (seguro da propriedade) e danos a terceiros resultantes do funcionamento do sistema. O último exige um seguro de responsabilidades civil (seguro para terceiros), que cobrirá a compensação das queixas justificadas pelos terceiros, qualquer relatório que seja necessário por parte de especialistas e eventuais custos legais. Estes danos podem ser ocasionados, por exemplo, por um módulo solar que cai do telhado, ou se o sistema fotovoltaico prejudicar a qualidade do serviço de fornecimento de energia eléctrica pela rede eléctrica pública. A seguradora terá a tarefa de se precaver contra todas as queixas de compensação injustificadas. Se o operador for o proprietário do edifício, o sistema fotovoltaico pode estar incluído no seguro de habitação existente. Se não existir tal seguro, pode tentar cobrir os riscos com o seguro pessoal de responsabilidade civil, que algumas seguradoras disponibilizam.

No entanto, também deve-se garantir que o seguro tenha a cobertura de eventuais riscos que possam ocorrer durante o período de construção. Mesmo no caso da empresa ter sido adjudicada para a execução dos trabalhos de montagem e de instalação eléctrica, o cliente é, em princípio, responsável por todos os danos que venham a ocorrer durante a fase de construção. Para além disso, é responsável pela supervisão das empresas que realizam os trabalhos de construção. Mesmo antes de se dar início ao trabalho, deve ficar esclarecido se estes riscos são ou não cobertos pelo seguro pessoal ou da habitação, se devem estar segurados em separado ou não, ou se vai confiar ou não na responsabilidade da empresa executante. Estes riscos podem também estar incluídos nos seguros a terceiros do sistema de energia solar, sem que haja custos adicionais. Este tipo de seguros são recomendados sobretudo para sistemas localizados em prédios que são propriedade de terceiros.

9.10.2 Danos sobre o sistema fotovoltaico

É particularmente importante que o operador se proteja contra perdas financeiras que possam ocorrer de eventuais danos sobre o sistema, resultantes de agentes climatéricos, roubo, vandalismo, defeitos de construção e/ou falhas operacionais.

Como parte integrante do seguro de habitação será possível, mediante um pequeno aumento do prémio (ou mesmo sem nenhum encargo), ser compensado das perdas e danos que se possam verificar sobre o sistema fotovoltaico, em consequência de tempestades, granizo, fogo, água, relâmpagos, etc. Esta possibilidade é uma vantagem para os pequenos sistemas cujos operadores sejam também os proprietários da habitação. No entanto, ainda que seja teoricamente possível para sistemas situados em edifícios de terceiros (caso o proprietário esteja de acordo), não será recomendável, uma vez que o proprietário do sistema tem menos direitos. Por exemplo, na eventualidade de uma avaria grave, poderia ser claramente prejudicado pelo facto do seguro ter um capital inferior ao valor real do sistema ou no caso dos prémios do seguro não terem sido pagos.

9.10.3 Coberturas contra danos em sistemas solares

Os seguros especiais oferecidos para os sistemas de energia solar são, de longe, mais abrangentes do que os seguros normais para habitações. Encontram-se incluídos riscos adicionais como o roubo e o vandalismo, para além de falhas operacionais e a redução da produção energética em caso de falha ou de avaria.

O seguro deverá cobrir os seguintes riscos:

- desastres naturais como: terremotos, assentamento e deslizamento de terras, inundações, tempestades, gelo, granizo;
- incêndios, relâmpagos, explosões e danos provocados pela extinção dos fogos resultantes;
- efeitos directos e indirectos provocados por uma descarga atmosférica (curto-circuitos);
- defeitos de construção, de materiais e da instalação;
- falhas operacionais ocasionadas pela inaptidão e negligência do operador;
- roubos, sabotagens e vandalismos exercidos por terceiros.

Deverão ser excluídos os danos provocados pelo desgaste do sistema, premeditação e clara negligência do operador, e fenómenos naturais em que não seja possível demonstrar qualquer influência externa. Os danos causados pelas tempestades e pelo granizo podem ser restringidos até um certo limite, desde que se respeite as normas de construção e as normas de qualidade. No entanto, a protecção contra os efeitos directos e indirectos das descargas atmosféricas representa um desafio considerável para os técnicos (ver capítulo 5), podendo ter consequências muito gravosas para o sistema, com custos consideráveis. Uma vez que os módulos e os inversores são extremamente sensíveis a sobretensões (bem como os computadores utilizados para a monitorização dos dados), a cobertura do equipamento eléctrico deve constituir o núcleo do plano de cobertura de riscos.

Para estabelecer uma comparação entre os prémios das várias seguradoras e descobrir a oferta mais favorável, devem ser respondidas as seguintes questões:

- Quais os riscos que estão cobertos pelo seguro.
- Que benefícios são pagos pela seguradora na eventualidade de danos. Cobrem, por exemplo, a montagem, o transporte e custos de expedição.
- No caso de perda total é pago o valor do sistema após a sua amortização. Ou o custo de renovação total do sistema.
- A quanto ascende o risco individual da eventualidade de ocorrerem danos.
- A quanto ascende a compensação diária durante os períodos de reparação na eventualidade de uma falha ou avaria, e quantos dias são necessários para se iniciar o pagamento.

Ainda não é possível proporcionar informação concreta sobre a extensão dos acidentes que ocorrem durante a operação dos sistemas fotovoltaicos, dado que não existem dados estatísticos significativos. Por esta razão, os prémios oferecidos pelas companhias seguradoras não são baseados em cálculos sólidos, mas sim em previsões da extensão e consequências de um eventual acidente. Desta forma, os prémios podem variar consideravelmente entre várias seguradoras. O operador deverá determinar, juntamente com o profissional de seguros, qual a solução que melhor responde às suas necessidades. A chamada cobertura “multi-riscos”, apresenta-se como a solução recomendável para os maiores sistemas fotovoltaicos instalados em telhados alugados. Os operadores privados que possuem os sistemas instalados nos telhados das suas casas devem, pelo menos, incluir a instalação solar no seguro de habitação e de incêndio, o que normalmente custa apenas mais alguns Euros.

10 VIABILIDADE ECONÓMICA, ASPECTOS POTENCIAIS E ECOLÓGICOS

10.1 Avaliação económica

Num sistema fotovoltaico, os custos de investimento inicial determinam os custos de produção da energia eléctrica gerada (capítulo 5), uma vez que não existem custos adicionais com combustíveis. No que respeita aos custos correntes - seguros, manutenção, etc., são de reduzido significado.

Considerando os custos de produção de energia, os sistemas fotovoltaicos podem ser comparados com outros sistemas de produção de energia, podendo assim ser calculados os níveis de compensação de cobertura de custos, para os diferentes sistemas de produção e fornecimento de energia eléctrica à rede pública de distribuição.

O desejado retorno do capital investido inicialmente, tem uma influência decisiva no cálculo dos custos de produção de energia. Os cálculos económicos que excluem os juros e a valorização do capital investido, apresentam-se com extrema simplicidade. Neste caso, são considerados os custos de investimento inicial C_{inv} e determinados os custos gerais nos quais se incorrerá durante o tempo de vida útil do sistema, custos de operação C_{op} , nomeadamente os custos operacionais, de manutenção, prémios de seguros, entre outros eventuais custos que, como já referido, assumem uma reduzida expressão com o presente tipo de sistemas.

Se as instalações fotovoltaicas são integradas no edifício durante a sua construção, tendo sido considerada a sua localização desde o início do projecto de construção do edifício, os sistemas fotovoltaicos integrados nos telhados ou nas fachadas podem ter como resultado poupanças consideráveis nos materiais de construção (custos evitados C_{ev}).

Para uma vida útil do sistema (n) – geralmente é assumida uma vida útil de **20 a 30** anos, os custos de produção (C_{prod}), considerando a energia que será produzida anualmente pelo sistema fotovoltaico (Ea), são calculados da forma que se segue:

$$C_{prod} = \frac{C_{inv} + C_{op} - C_{ev}}{n \times Ea}$$

Exemplo:

No caso de um sistema fotovoltaico de **1 kWp** instalado num prédio já construído ($C_e = 0$), podemos considerar um custo de investimento inicial de $C_{inv} = 7.000 \text{ €}$, custos operacionais de $C_{op} = 3.000 \text{ €}$ (por exemplo, 100 € por ano), uma vida útil $n = 30$ e uma produção anual de energia de $Ea = 800 \text{ kWh}$. Desta forma, o custo de produção de energia será dado pela seguinte equação:

$$C_{prod} = \frac{7.000\text{€} + 3.000\text{€} - 0\text{€}}{30 \times 800\text{kWh}} = 0,417\text{€} / \text{kWh}$$

Se forem considerados os juros sobre o capital (como normalmente acontece), usamos um método dinâmico para ter em conta o efeito do “juro-do-juro” no período de vida ou de amortização do sistema. Este “método das anuidades”, permite que os custos do investimento e todos os outros custos em que se incorre, sejam convertidos em custos de capital que se mantêm constantes ano após ano.

A formula a aplicar é a seguinte:

$$a = \frac{p}{1 - (1 + p)^{-n}}$$

Na tabela 10.1 são apresentados os factores de anuidade para diferentes períodos de vida útil e diferentes taxas de juro. Conforme se pode ver, os custos anuais dependem fortemente da taxa de juro e do período de amortização. Por exemplo, se forem usados fundos privados para construir o sistema fotovoltaico, pode assumir-se uma taxa de juro consideravelmente mais baixa do que se for preciso recorrer a um empréstimo bancário.

É possível determinar o valor que deverá ser no presente descontado, referente aos pagamentos futuros no âmbito dos custos operacionais. Todos os pagamentos (**C_i**), nos diversos anos operacionais (**i**) do sistema, são determinados. Com uma taxa de juro (**p**), obtemos os custos operacionais descontados:

$$C_0 = \sum_{i=1}^n \frac{C_i}{(1+p)^i}$$

Para os subsequentes cálculos tem-se:

Tabela 10.1 - Factor de anuidade a para vários períodos de vida útil n (anos) e taxas de juro p

n	Taxas de juro p									
	1 %	2 %	3 %	4 %	5 %	6 %	7 %	8 %	9 %	10 %
10	0,1056	0,1113	0,1172	0,1233	0,1295	0,1359	0,1424	0,1490	0,1558	0,1627
15	0,0721	0,0778	0,0838	0,0899	0,0963	0,1030	0,1098	0,1168	0,1241	0,1315
20	0,0554	0,0612	0,0672	0,0736	0,0802	0,0872	0,0944	0,1019	0,1095	0,1175
25	0,0454	0,0512	0,0574	0,0640	0,0710	0,0782	0,0858	0,0937	0,1018	0,1102
30	0,0387	0,0446	0,0510	0,0578	0,0651	0,0726	0,0806	0,0888	0,0973	0,1061

Os custos de produção da energia (**C_{prod}**) são então calculados como se segue:

$$C_{prod} = \frac{(C_{inv} + C_{op} - C_{ev}) \times a}{n \times Ea}$$

Exemplo:

Ainda no âmbito do sistema fotovoltaico do anterior exemplo, assumem-se os juros do capital de **p = 6 % = 0,06**. Neste exemplo, para simplificar os cálculos, consideramos que os encargos de reparações no valor total de **3.000 €**, irão ser executados passados quinze anos.

Assim, com os custos operacionais descontados, teremos o seguinte cálculo:

$$C_0 = \frac{3.000€}{(1+p)^{15}} = 1.252€$$

Para os dados acima fornecidos, e para um factor de anuidade **a = 0,0726**, calculam-se os seguintes custos de produção de energia:

$$C_{prod} = \frac{(7.000€ + 1.252€ - 0) \times 0,0726}{800kWh} = 0,75€ / kWh$$

A figura 10.1 mostra a dependência dos custos de produção de energia em relação à taxa de juros e à vida útil dos sistemas, para pequenos sistemas com custos tipo de investimento de **7.000 €/kWp** e para grandes sistemas com custos tipo de investimento de **5.000 €/kWp**. Neste caso, foi assumida uma produção anual de energia de **800 kWh/kWp** para os sistemas pequenos e de **850 kWh/kWp** para os grandes sistemas. Os custos operacionais para os pequenos sistemas alcançam o custo anual de **70 €** e nos grandes sistemas o valor de **25 €/kWp**. É assumida uma irradiação anual de **1.000 kWh/m²** de superfície horizontal. Como resultado, a energia solar dos sistemas pequenos é cerca de **50 %** mais cara do que a energia dos grandes sistemas.

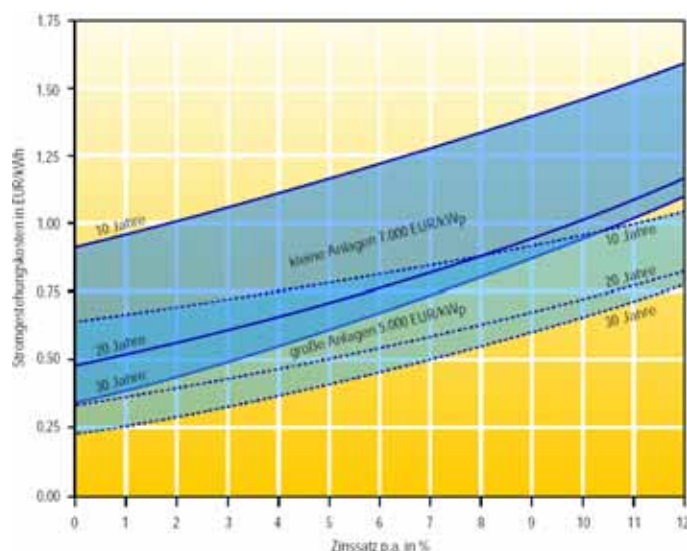


Figura 10.1 - Custos de produção de energia de um sistema fotovoltaico
 Fonte: "Photovoltaik, ein Leitfadens für Anwender", TÜV-Verlag, 4ª edição 2000

Por certo que as respectivas condições de irradiação do local onde o sistema está instalado, também desempenham um papel importante no cálculo dos custos de produção de energia.

A figura 10.2 mostra claramente a dependência existente (no caso da Alemanha), considerando uma taxa de juro de 6 % e uma vida útil de vinte anos. A energia solar produzida na região de Hanover custa **0,67 € a 0,87 €** por kWh. Pelo contrário, nos sistemas perto do Lago Constança, os custos expectáveis são de **0,46 € a 0,72 €** por kWh.

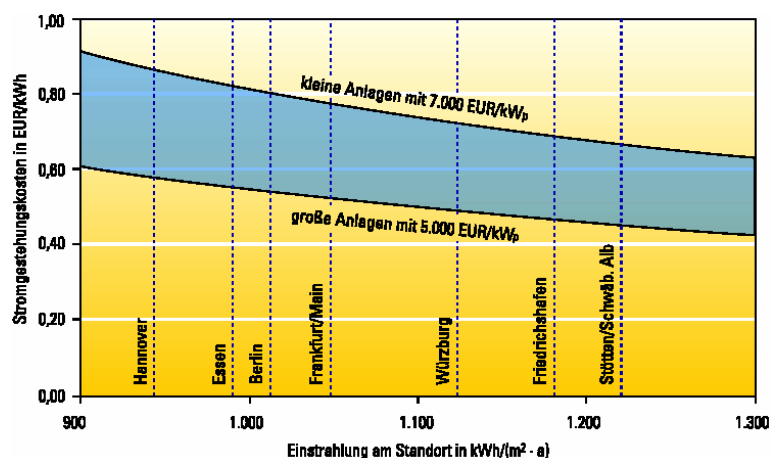


Figura 10.2 - Relação entre os custos de produção de energia e a localização do sistema
 Fonte: 'Photovoltaik, ein Leitfadens für Anwender', TÜV-Verlag, 4ª edição 2000

10.2 Tendências dos custos

Actualmente, os sistemas fotovoltaicos podem ser competitivos do ponto de vista económico. Neste contexto destacam-se as aplicações em locais afastados da rede principal.

Desde que o Programa **E4** (Eficiência Energética e Energias Renováveis) entrou em vigor (em 2001), do que resultou uma importante alteração no que se refere ao pagamento da energia eléctrica de origem solar (particularmente nos pequenos sistemas fotovoltaicos, até **5 kWp**), os sistemas de ligação à rede em Portugal passaram a merecer um crescente interesse por parte dos investidores, como consequência directa do contexto do novo ponto de vista económico destes sistemas.

A mesma alteração de comportamento se observou em países industrializados como a Espanha, a Itália, o Japão e certos Estados dos Estados Unidos da América, também como resultado de se garantir um pagamento adicional pelo fornecimento energético de origem solar e/ou de se atribuir subsídios para os

sistemas de ligação à rede. Neste contexto é de realçar o interessante exemplo do caso da Alemanha, com os sucessivos programas de incentivo na área da energia fotovoltaica.

A proporção, mais ou menos significativa, do fornecimento energético a partir dos sistemas solares ligados à rede, quer no que se refere aos pequenos sistemas domésticos (até 5 kWp) quer nas restantes áreas de aplicação dos sistemas com ligação à rede, dependerá, acima de tudo, da evolução no futuro dos custos destes sistemas. Paralelamente, sem dúvida de que as políticas de incentivo desempenharão também um papel decisivo, com principal destaque para as estratégias que visem a remuneração do kWh produzido.

Na figura 10.3 poderá verificar-se que o volume de produção do equipamento tem uma forte influência sobre o seu preço final. Esta factor teve uma forte influência nos preços praticados no mercado Alemão, onde, desde o início dos anos 80, os preços descenderam em mais de 60 %.

Como resultado do lançamento do mercado de diferentes programas de incentivo, como seja o programa dos “70.000 telhados” no Japão, o programa dos “100.000 telhados” na Alemanha e da “Lei de Alimentação da Energia Solar” em Espanha, os volumes de produção terão um aumento acentuado nos próximos anos, sendo desta forma de prever uma maior redução nos custos do equipamento.

Num estudo sobre o fotovoltaico realizado em 2001 (Pesquisa Sarasin, Outubro 2001), o crescimento médio anual no mercado global fotovoltaico até ao ano de 2010, foi calculado em 17,5 % [But01]. A Bundesverband Solarenergie (Associação Federal Alemã da Energia Solar), assume um aumento anual médio de 20 % até ao ano de 2010 (dados de Outubro 2001). Com estes valores, e considerando uma curva de aprendizagem de preços com um factor de 18 %, teremos como resultado em 2010 uma redução possível de 70 % no custo dos módulos, comparativamente aos custos dos módulos do ano de 2000. Depois deste período, o custo do sistema deverá descer com índices percentuais de algum modo menores, uma vez que o planeamento, a cablagem, os inversores, entre outros materiais e equipamentos que devem ser considerados num sistema fotovoltaico, têm de ser tidos em conta.

Nas áreas de elevada radiação solar, como por exemplo no Sahara, os custos de produção de energia podem descer a valores inferiores a 0,20 €/kWh. Em consequência, nestas localizações os sistemas fotovoltaicos serão mais competitivos, mesmo sem se ter em linha de conta os prováveis aumentos de custo dos combustíveis convencionais.

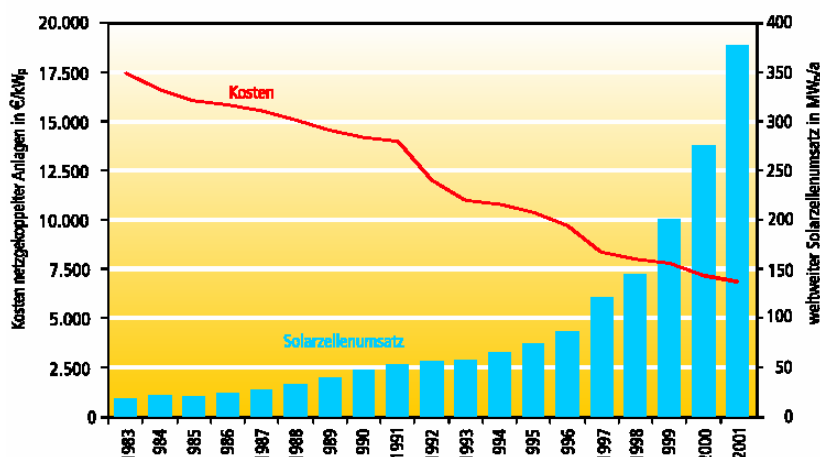


Figura 10.3 - Crescimento do mercado mundial de células solares e custo de um sistema fotovoltaico ligado à rede

Se os sistemas fotovoltaicos forem considerados no projecto inicial do edifício (isto é, desde o início do processo de planeamento e construção), praticamente que poderá ficar assegurada a viabilidade económica do sistema produtor de energia, em resultado das poupanças (custos evitados) dos materiais convencionais de construção do telhado e/ou da fachada (ver capítulo 5).

Devido aos preços dos módulos serem responsáveis por mais de dois terços dos custos totais do investimento inicial dos sistemas fotovoltaicos (ver figura 10.4), será sem dúvida alguma conseguida uma

redução de custos, resultante da produção massiva automatizada dos módulos. Nesta perspectiva, existem grandes esperanças na tecnologia de película fina.

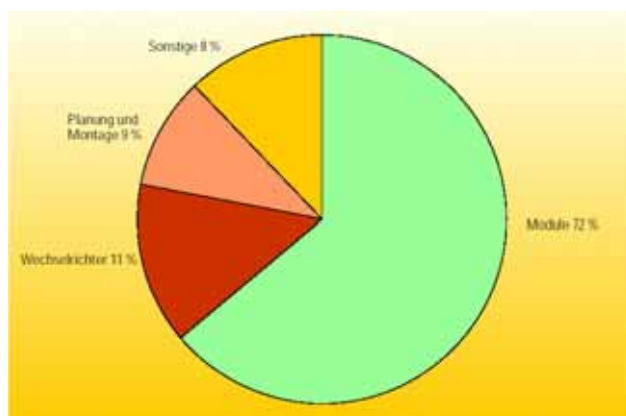


Figura 10.4 - Distribuição dos custos de um sistema fotovoltaico ligado à rede

10.3 Evolução da tecnologia

Actualmente, a principal matéria prima usada para as células solares é o silício cristalino. As células de película fina apresentam uma percentagem no mercado de **13 %** (ver figura 10.5), sendo as células de silício amorfo usadas principalmente nas pequenas aplicações.

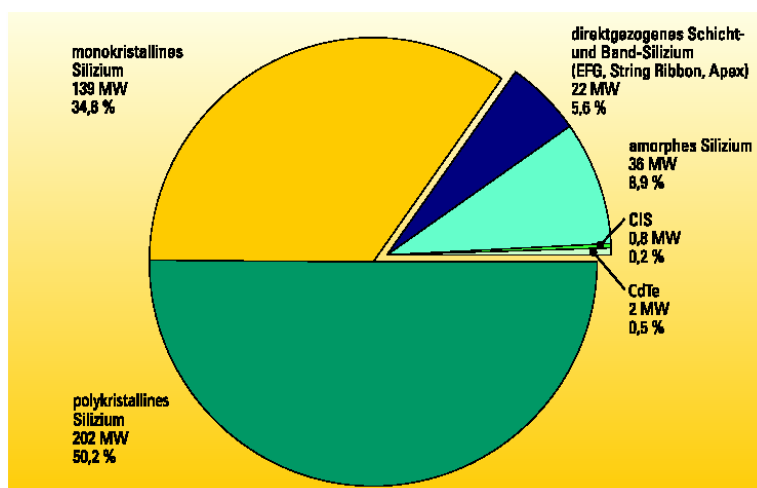


Figura 10.5 - Quotas de mercado dos vários tipos de células solares, ano 2001

Fonte: Photon International 3/2002

A quota de mercado de células de silício policristalino aumentou nos últimos dois anos, de **42 %** para **50 %**. A percentagem das células de silício monocristalino desceu de **42 %** para **35 %**. O valor de mercado das faixas de silício aumentou drasticamente, desde **0,5 %** no ano de 1999 para **5,6 %** no ano de 2001.

A longo prazo, pode esperar-se que a proporção de células de película fina tenha um aumento acentuado. O menor desperdício de material e a maior eficiência de produção que caracterizam esta tecnologia, criam elevadas expectativas para o futuro, perspectivando-se importantes reduções nos custos dos módulos fotovoltaicos.

Quase todos os grandes fabricantes estão a trabalhar intensamente no desenvolvimento de células de película fina e na introdução de novas tecnologias no campo cristalino (ver capítulo 2). Pode esperar-se que as proporções dos módulos de **CIS** e de **CdTe** aumentem significativamente no futuro.

A standardização dos módulos e a tendência para os módulos de maior eficiência, levará a reduções adicionais de custo, particularmente no que respeita os custos de assemblagem dos componentes.

No que diz respeito aos inversores, já se verificaram também evoluções significativas em relação à eficiência e à confiança. As condições impostas para a ligação à rede pública de um sistema electroprodutor, serão ainda mais exigentes no futuro, em consequência de um número cada vez maior de sistemas fotovoltaicos ligados à rede. Neste contexto, será cada vez mais importante a influência dos inversores na rede principal. Para além da procura por dispositivos com uma boa relação eficiência-custo, pode também observar-se uma evolução no sentido de se conseguir uma maior flexibilidade e modularidade dos inversores. Paralelamente, os sistemas de dados de controlo operacional estão a ganhar uma importância cada vez maior.

10.4 O Mercado fotovoltaico

Na figura 10.3, é possível verificar como é que as vendas de células solares a nível mundial têm aumentado nos últimos dezoito anos: de **18 MWp** para **400 MWp**. O número de sistemas instalados em Portugal tem também crescido (ver figura 10.6), mas de uma forma mais moderada, se considerarmos quer as evoluções verificadas em outros países, quer o potencial de aplicação disponível.

Conforme já referido, o crescimento verificado na Alemanha desperta a melhor das curiosidades. O crescimento verificado depois de 1995, foi um resultado da introdução do pagamento da cobertura dos custos para a introdução de energia eléctrica na rede pública, promovida por certos Municípios. A ligeira queda em 1998, demonstrou que o mercado depende fortemente dos programas de subsídio: os investidores potenciais protelaram a sua decisão de avançar, para não se anteciparem ao programa dos “100.000 telhados” que estava previsto entrar em vigor depois das eleições ao parlamento Alemão.

A Alemanha é o maior mercado fotovoltaico na Europa e o segundo maior do mundo. O número de empregados garantido pela indústria é superior a 5.000. No ano 2000, o valor nacional acrescentado na indústria fotovoltaica foi de **59 %**.

Enquanto que na Alemanha predominam os sistemas de ligação à rede, no panorama internacional, no qual se enquadra o caso Português, tais sistemas não se encontram promovidos de igual forma (figura 10.7). As áreas de maior aplicação no panorama Internacional são os sistemas remotos em relação à rede pública de distribuição de energia eléctrica.

Os sistemas fotovoltaicos aplicados em locais remotos da rede pública, são já em muitos dos casos competitivos do ponto de vista económico, limitando desta forma a sua dependência dos programas de subsídio.

O crescimento mundial nos sistemas de ligação à rede tem sido muito superior nos últimos dois anos (tendo duplicado no ano 2000). Nos próximos anos, devem também esperar-se altos índices de crescimento para o presente tipo de opção. No caso de Portugal espera-se que, com a agilização dos processos administrativos e a regulamentação do sector, seja também possível prever para os sistemas ligados à rede um cenário de forte procura.

A este crescente interesse não estará por certo alheio a nova remuneração da energia, entregue no sistema eléctrico público por parte de um sistema fotovoltaico. O novo quadro legal surge com a introdução do programa **E4 - Eficiência Energética e Energias Renováveis** (em 2001) e com a entrada em vigor do **Decreto-Lei n.º 339- C/2001** de **29** de Dezembro, que estabelece uma remuneração que pode atingir os **0,5 €** por cada unidade de energia injectada na rede pública. Esta remuneração divide os sistemas fotovoltaicos em dois grupos: sistemas fotovoltaicos com uma potência inferior a **5 kWp**, que equivale a remuneração de **0,5 €/kWh**, e os sistemas de potência superior a **5 kWp**, que equivale a remuneração de **0,3 €/kWh**.

Posteriormente, o **Decreto-Lei nº68/2002** de **25** de Março, que regula o exercício da actividade de produção de energia eléctrica em baixa tensão, criando a figura de produtor-consumidor, estipula um tarifário de cerca de **0,28 €/kWh**. De notar que, em relação a este último diploma, o produtor terá de consumir pelo menos metade da energia produzida, sendo por esta razão designado por produtor-consumidor.

Através da Resolução do Conselho de Ministros nº 63/2003, o Governo traçou uma meta indicativa de **150 MW**, em termos da potência fotovoltaica a instalar em Portugal até **2010**.

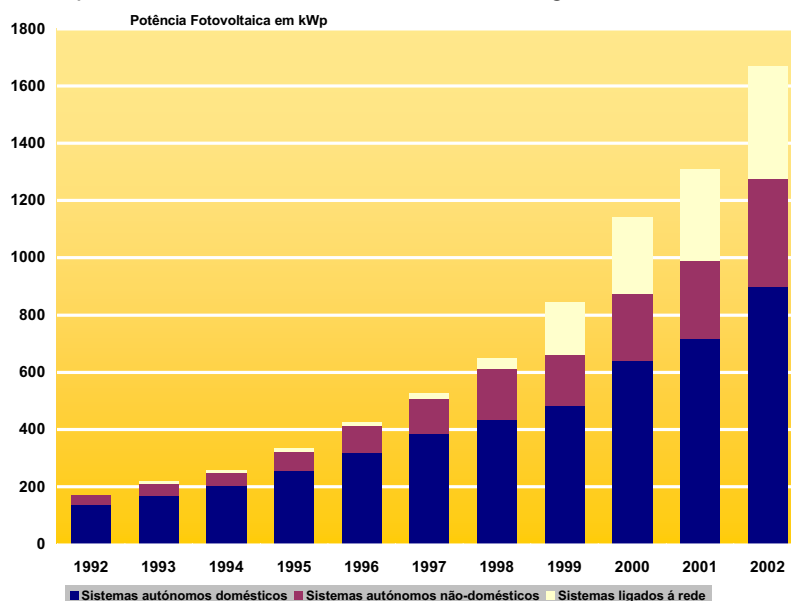


Figura 10.6 - Potência fotovoltaica instalada anualmente em Portugal

Fonte: IEA-PVPS Task 1 Relatório 2002 – Portugal

O estudo “*ElectricHome*” executado pela Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa, refere a existência de **30.000** casas de habitação permanente e de férias isoladas da rede eléctrica pública (valor referente a 1996), que poderiam justificar em termos económicos a instalação de sistemas autónomos de produção de energia.

Assim, a tendência de crescimento da capacidade total instalada de sistemas fotovoltaicos em Portugal, far-se-á nos próximos anos não só com a progressiva intensificação dos sistemas ligados à rede, mas também com alguma contribuição no que respeita ao potencial disponível na área da electrificação autónoma, quer através de sistemas centralizados quer de sistemas descentralizados.

O relatório “*NSR 2003 Portugal*” da Agência Internacional de Energia (IEA-PVPS), revela do lado da oferta um mercado de pequena dimensão em Portugal. Este mercado aparece constituído por **25** empresas, que desempenham actividades de projecto, de produção, de distribuição e/ou de instalação, representando cerca de **150** postos de trabalho permanente. Ainda no âmbito deste trabalho, Portugal aparece no cenário Europeu na última posição, a par com a Dinamarca, o que acaba por ser de alguma forma estranho, se tivermos em linha de conta as diferenças que se verificam ao nível da radiação solar entre estes dois países.

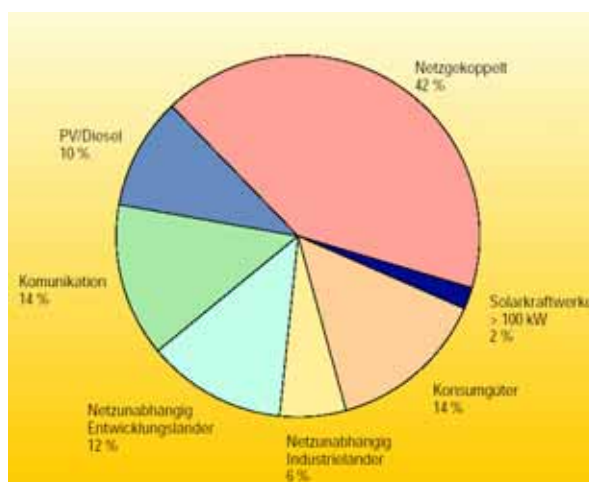


Figura 10.7 - Volume de negócios mundial da tecnologia fotovoltaica para cada tipo de aplicação [But01]

As células solares são produzidas maioritariamente no Japão, nos EUA e na Europa (figura 10.8). Embora os USA tenham dominado a produção de células no início dos anos 80, o Japão e a Europa têm vindo a reforçar a sua posição, sendo actualmente líderes de mercado.

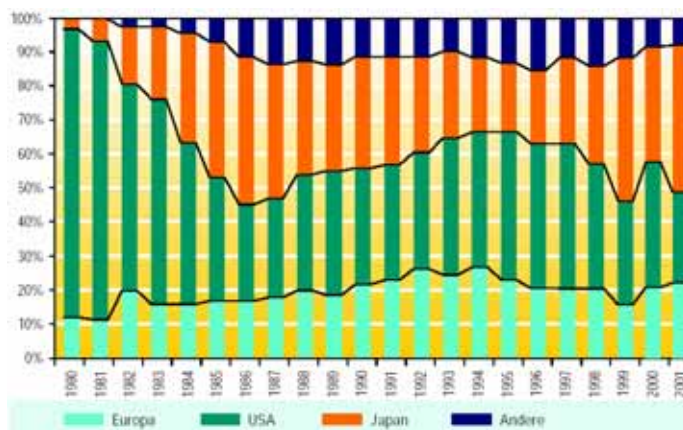


Figura 10.8 - Produção regional de células solares

Fonte: Räuber, PSE, Staffelsein 2002

O continente mais produtivo no fabrico de células solares é a Ásia. Perto de **50 %** da produção mundial anual é fabricada na Ásia, onde o Japão lidera o sector com **172 MWp**.

Mais de metade do mercado mundial fotovoltaico é dominado por apenas quatro fabricantes (figura 10.9), dos quais dois têm a sua sede no Japão. É pouco provável que esta situação venha a mudar num futuro imediato.

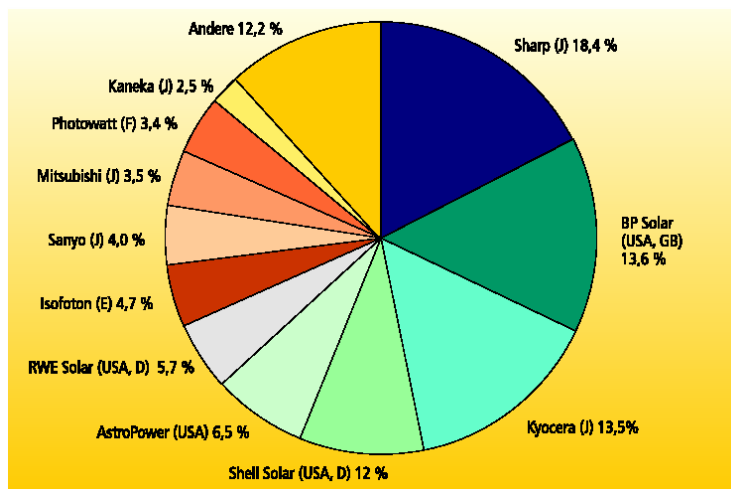


Figura 10.9 - Quotas de mercado a nível mundial dos fabricantes de células solares

Fonte: Photon International 3/2002

10.5 Potencial da tecnologia fotovoltaica em Portugal

No âmbito dos objectivos traçados pelo protocolo de Quioto, o Governo Português assumiu o compromisso de não aumentar as emissões de gases com efeito de estufa em mais de **27 %**, até ao período de **2008-2012** (tendo por base as emissões registadas em 1990).

Ainda no contexto do Protocolo de QUIOTO, será interessante confrontar-se a situação de Portugal com o objectivo estabelecido na Alemanha, onde se preconiza desde já uma redução das emissões para o ano de **2005**, em vez de uma limitação sobre o seu crescimento. Paralelamente, a longo prazo, é previsto um acentuar generalizado sobre o valor da redução das emissões de **CO₂**. De acordo com as recomendações da Comissão de Inquérito do Parlamento Alemão sobre as Medidas preventivas para proteger a Atmosfera da Terra, as reduções das emissões atingirão **50 %** para o ano de **2020** e **80 %** para o ano de **2050**.

No âmbito da Directiva Europeia **2001/77/CE**, em reconhecimento da importância das energias renováveis no quadro energético nacional, Portugal assumiu, a título indicativo, o compromisso de que pelo menos **39 %** do consumo bruto de electricidade em **2010** será de origem renovável.

Se por um lado o significado deste valor poderá ter uma estreita dependência com o contributo da energia hidroeléctrica, por outro lado é indiscutível que a taxa de crescimento anual do consumo de energia eléctrica, obrigará a que se considere a intervenção da produção de energia eléctrica a partir de outras fontes de energia renovável para além das Mini-Hídricas.

Neste contexto, no intuito de atingir os objectivos em causa, foram estabelecidos um conjunto de medidas para o sector energético, que assentam fundamentalmente em dois grandes eixos:

1. A promoção da valorização das energias endógenas (nomeadamente a energia solar);
2. A promoção da melhoria da eficiência energética;

Com base nestas directrizes, o Governo definiu um conjunto de metas indicativas relativas à produção de electricidade a partir de fontes renováveis de energia. Pese a escolha mais racional de conjugar a disponibilidade económica do recurso e a aplicação de tecnologias maduras e competitivas, um outro factor não menos importante consiste na complementaridade entre as várias fontes de energia, pois permite manter a oferta de energia eléctrica praticamente imune às flutuações que caracterizam a maioria das fontes de energia renovável.

Para além da tecnologia solar fotovoltaica, é promovido o aproveitamento da energia hídrica, eólica, biomassa e hidroeléctrica. A seguinte tabela expõe, no âmbito dos compromissos estabelecidos, as capacidades totais das novas centrais a serem instaladas em Portugal, até ao ano de **2012**.

Tabela 10.2 - Previsão da evolução da potência instalada em centrais produtoras de electricidade a partir de Fontes de energia renováveis (MW)

Fonte: Metas Indicativas – Electricidade produzida a partir de FER – DGE

Ano	Hídricas (SEP + SENV)	Hídricas (PRE)	Eólica	Biomassa + Biogás	RSU	Fotovoltaica	Ondas	Total
2002	4.209	235	200	20	66	1	2	4.733
2003	4.445	245	260	25	66	1	5	5.047
2004	4.624	255	340	30	66	12	10	5.337
2005	4.624	270	500	40	66	20	20	5.540
2006	4.624	300	900	80	66	30	20	6.020
2007	4.624	350	1.300	110	66	50	20	6.520
2008	4.857	410	1.800	140	66	50	20	7.343
2009	4.995	480	2.400	170	66	50	20	8.181
2010	4.995	500	2.930	200	66	50	20	8.761
2011	5.123	505	2.950	200	66	50	20	8.914
2012	5.123	510	2.970	200	66	50	20	8.939

São de toda a actualidade os objectivos que se colocam na área do ambiente, com as respectivas implicações sobre as preocupantes alterações climáticas, bem como na área da energia, com destaque para a desejada autonomia e as limitações que se colocam ao nível do esgotamento dos recursos fósseis. Neste contexto, sem dúvida alguma que Portugal, a par dos seus congéneres Europeus, deverá apressar a implementação de medidas que assegurem o uso das energias renováveis numa escala massiva, devendo a tecnologia fotovoltaica ser considerada com a devida atenção.

Na sua generalidade, em todo o território Português existe um elevado potencial que permite a exploração de recursos energéticos renováveis. No caso da tecnologia fotovoltaica, observa-se uma forte contradição entre o potencial deste País e a nula produção actual de electricidade a partir de sistemas ligados à rede pública.

Para além da utilização de espaços abertos para a edificação de grandes centrais de produção de energia fotovoltaica, com todas as eventuais limitações a si associadas em termos de ocupação de área

de terreno e respectivos impactes sobre o meio envolvente, sem dúvida alguma de que os sistemas fotovoltaicos devem ser promovidos na integração de edifícios, quer nas coberturas quer nas fachadas. As potencialidades de uso dos sistemas tolerantes à sombra, podem ainda abrir outras interessantes perspectivas à expansão dos sistemas fotovoltaicos.

Ainda que a tecnologia fotovoltaica represente uma percentagem irrisória no quadro actual e futuro da produção nacional, o seu potencial poderá ser elevado. A título de exemplo, se fosse instalado um sistema de **5 kWp** em cada uma das mais de três milhões de habitações domésticas que compõem o parque habitacional nacional, resultaria uma produção anual de **19 TWh**, ou seja, **47 %** do consumo total/bruto em Portugal que se verificou no ano de **2002**.

10.6 Avaliação ecológica

Os sistemas fotovoltaicos não necessitam de combustível quando estão em funcionamento e não têm emissões prejudiciais. No entanto, devem ser avaliadas questões que se prendem com o consumo de energia durante o processo de fabrico do equipamento, os fluxos de material e as possibilidades de reciclagem dos materiais.

Avaliação energética

Nos processos industriais a energia é utilizada sob diferentes formas. Para o fornecimento de energia ao sistema eléctrico público, a produção nacional de energia eléctrica consome, sob a forma de carvão, petróleo e de gás natural, cerca de 2,5 vezes a quantidade de energia entregue ao consumo final (rendimento global de aproximadamente 40 %).

Até à utilização final da energia existem vários passos de conversão energética.

Tabela 10.3 - Energia primária, energia final e energia útil

Termo	Definição	Exemplos
Energia Primária	Energia na sua forma original, antes de ser processada	Petróleo/crude, carvão, urânio, radiação solar, vento
Energia Final	Energia na forma em que é fornecida ao cliente final	Gas natural, diesel, combustíveis, electricidade, aquecimento sectorial
Energia útil	Energia na forma em que é utilizada pelo cliente final	Luz para iluminação, calor para aquecimento, força electromotriz para máquinas e veículos

Quando nos referimos à energia, é habitual que seja a energia primária. Para avaliar a procura de energia, e neste caso concreto para os sistemas fotovoltaicos, poderemos usar as seguintes definições:

Consumo Cumulativo de Energia (CCE)

Somatório dos gastos de energia de um produto (módulo fotovoltaico), desde o seu fabrico e uso, até à sua “eliminação”.

Tempo de Retorno da Energia (TRE)

Tempo de funcionamento necessário de um sistema energético (módulo fotovoltaico), para produzir tanta energia útil como a sua **CCE**.

Índice de Energia Libertada (IEL)

Índice entre o valor total líquido de libertação de energia de um sistema (módulo fotovoltaico) durante toda a sua vida útil e a **CCE**.

Nos países africanos a irradiação solar é significativamente maior do que na Europa. Consequentemente, esta situação reduz o tempo de retorno da energia. A procura de energia no fabrico dos sistemas fotovoltaicos tem sido examinada em vários estudos. A figura 10.14 mostra a procura de energia cumulativa primária para os sistemas fotovoltaicos de ligação à rede, para quatro tipos diferentes de células com condições iniciais diferentes.

Os dados de análise para sistemas com módulos de silício policristalino, resultam do relatório final “Avaliação do programa de energia solar 100.000 telhados” (Fevereiro 2003), levado a cabo pelo Instituto Ambiental de Leipzig e pelo Instituto da Energia e do Ambiente de Leipzig a pedido do Ministério Alemão Federal da Economia e da Tecnologia).

As condições iniciais foram as seguintes:

- . Sistema fotovoltaico de **3 kWp**, instalado no telhado e composto por módulos com armação;
- . Balanço energético na Alemanha (38,4% de eficiência), 30 anos de duração do sistema, energia libertada anual de **800 kWh/kWp** (na Alemanha);
- . Para o equilíbrio ecológico, apenas foi considerada a construção do sistema, uma vez que as contribuições desde a fase de funcionamento e de desmontagem dos sistemas, apresentam uma ordem de magnitude menor do que a **CCE**.

Os dados para os sistemas com células monocristalinas e amorfas foram extraídos de diferentes estudos (Alsema 2000, Instituto Ecológico 2001, Marheineck et al. 2000, Frischnecht et al. 1996).

O processo de fabrico que envolve a matéria-prima silício exige um consumo intensivo de energia. Por este motivo, é decisivo se o silício é considerado pela indústria fotovoltaica como uma perda ou se o seu processo de fabrico (com o correspondente contexto energético) é tomado em consideração. A relevância deste facto pode deduzir-se nos dois valores representados na figura 10.14 para os sistemas que usam módulos policristalinos: o valor de **18.240 Wh/kWp** e, considerando o silício como uma perda, o valor de **11.570 kWh/kWp**. De acordo com o E.A. Alsema (Universidade de Utrecht, 2000), estamos mais perto da verdade se nos cálculos considerarmos o silício como material de perda. Por este motivo, foram usados no diagrama os valores correspondentes que se encontram na literatura.

O valor para os módulos **CIS** está baseado na informação de Karl E. Knapp e Theresa L. Jester (Solar 200, Conferência de Madison, Winsconsin), e não tem em conta o sistema fotovoltaico no seu todo, mas apenas os módulos fotovoltaicos.

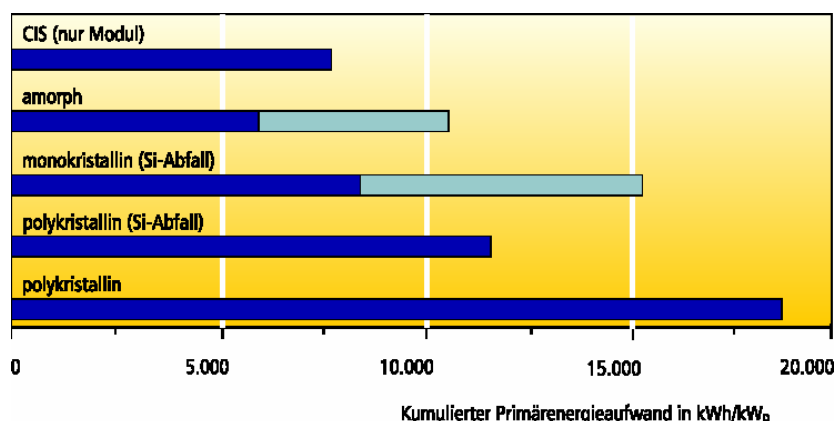


Figura 10.10 - Consumo cumulativo de energia primária pelos fabricantes de sistemas fotovoltaicos

Fonte: Alsema, Marheinecke, Frischnecht, Gen02, Knapp, Jester

Como pode ser observado na figura 10.14, a largura das faixas para o consumo cumulativo de energia primária varia consideravelmente em função dos diferentes pressupostos. Para calcular o tempo de retorno da energia para os sistemas monocristalinos e amorfos, foi usada uma média aritmética, tendo-se então chegado aos seguintes valores:

Tabela 10.4 - Tempo de retorno da energia para um sistema fotovoltaico incluindo todos os seus componentes (Alemanha)

Sistema fotovoltaico	Tempo de retorno da energia (anos)
Silício Monocristalino	5,55
Silício Policristalino	5,55
Silício Amorfo	3,88
CIS ¹⁾	3,84

¹⁾ módulos apenas

Particularmente no caso das células de película fina, são esperados tempos de retorno da energia consideravelmente menores. A produção intensiva por si só implica tempos de retorno da energia inferiores a um ano. Estes valores podem ser ainda mais baixos nas localizações onde existem condições climáticas mais favoráveis.

No E. A. Alsema (Universidade de Utrecht, 2000), foi examinada a redução do tempo de retorno da energia que resulta dos avanços técnicos na produção de módulos policristalinos. Este estudo permitiu chegar à conclusão de que, em 2010, o tempo de retorno da energia será apenas metade daquele que se verificou em 1999, isto é, inferior a três anos.

Reciclagem

Os anteriores comentários sugerem que os módulos fotovoltaicos descartados e com falhas deveriam ser reciclados e re-introduzidos no ciclo do material. Isto é de particular importância para os componentes de vidro e de silício.

A tabela 10.5 lista as proporções aproximadas de materiais que compõe os diversos módulos fotovoltaicos. Mostra também as possibilidades de reciclagem.

Tabela 10.5 - Materiais típicos que compõe os módulos fotovoltaicos e as suas possibilidades de uso

Fonte: Wam02

Componentes do módulo	Materiais	Proporção relativa	Reciclagem
Protecção superior	Vidro	30 - 65 %	Vidro plano, vidro fundido, vidro oco, fibras
Encapsulantes	EVA, acrílicos, etc.	5 - 10 %	Térmica
Protecção posterior	Poliéster, Alumínio, vidro, fluo polímeros, aço	0 - 10 % sem vidro	Térmica, reciclagem do metal, reciclagem do vidro
Armações	Alumínio, aço, polimetano, PC etc.		Reciclagem do metal, reciclagem do plástico, térmica
Caixas de junção	Tecnopolímeros ABS, PC, PPO, PET, etc.	0 - 5 %	Reciclagem do plástico, térmica
Cabos	Cobre, poliolefina, borracha sintética, TPE, PTFE	1 %	Reciclagem de material electrónico, reciclagem do metal
Selantes	Silícios, acrílicos, polimetanos, polisulfitos, espumas PE, borrachas, poli- isobutilenos	0 - 10 %	Térmica
Materiais de recheio	Al ₂ O ₃ , TiO, C, CaCO ₃ , SiO ₂ , etc	1 %	Mineral, aditivos
Células de silício cristalino	Si, Ti, Ag, Sn, Pb, Cu, Ni, Pd, etc	5 - 10 %	fabrico de cerâmica, ligas metálicas
Células de película fina	Si Amorfo, Al, Sn, Cu, Pb, CdTe, S, CuInSe ₂ , Mo, etc	<1%	Química, reciclagem do metal
Ligadores eléctricos	Cu, Sn, Pb, Al, Ag	1 %	Reciclagem do metal

Foram conduzidos vários estudos sobre a reciclagem dos módulos fotovoltaicos (BP, Soltech, Flabeg, RWE Schott Solar –formalmente ASE-), tendo sido desenvolvidos processos que permitem uma reciclagem extensiva dos sub-componentes utilizados. Os processos permitem a reciclagem das matérias-primas, das pastilhas de silício ou das células solares por inteiro. Apenas com a reciclagem das células solares se consegue um efeito considerável no tempo de retorno da energia. Os valores correspondentes encontram-se indicados na tabela 10.7. Pode observar-se que a reciclagem simples pode realmente reduzir o valor original do tempo de retorno da energia em **20** ou **25 %**.

Tabela 10.6 - Consumo de energia no fabrico de um módulo convencional fotovoltaico e com componentes reciclados

Fonte: Photovoltaik, ein Leitfaden für Anwender, TÜV-Verlag Colonha 2000

	Módulo fotovoltaico novo	Módulo fotovoltaico reciclado
Pastilha de silício	7,55 kWh _{el} /Pastilha	-
Reciclagem	-	0,1 kWh _{el} /Pastilha
Células solares	0,65 kWh _{el} /Pastilha	0,65 kWh _{el} /Pastilha
Fabrico do módulo	1,12 kWh _{el} /Pastilha	1,12 kWh _{el} /Pastilha
Energia total	9,32 kWh _{el} /Pastilha	1,87 kWh _{el} /Pastilha
Consumo específico de energia	4,26 kWh _{el} /Pastilha	0,85 kWh _{el} /kWp

A reciclagem na fábrica, por exemplo a reutilização da matéria-prima descartada, foi já adoptada pela maioria dos fabricantes. Nos testes, um fabricante separou as pastilhas de silício inteiras do material de união (usando ácido) e **75 %** das pastilhas permaneceram intactas. Este procedimento é possível para as novas células solares com uma eficiência reduzida. Para os módulos de película fina com recurso às novas tecnologias, como é o Cádmio Telúrico ou o **CIS**, têm sido conduzidos estudos detalhados das estratégias de reciclagem. Foi demonstrado que, teoricamente, a reciclagem dos módulos também é possível.

O Governo federal alemão iniciou um projecto-piloto no qual a Deutsche Solar e a Universidade de Freiburg levarão a cabo a reciclagem de módulos fotovoltaicos em grande escala.

11 EMPRESAS DO RAMO SOLAR FOTOVOLTAICO

Empresa	Fabricantes	Representantes autorizados	Distribuidores	Instaladores	Projectistas	Morada	Telefone	Fax	email	Página Internet
AEROSOLAR		X	X		Rua dos Moninhos, 2 Castelo Píado	2665-310 Milharado	219855081	219855081		
ALTEC		X	X		Endereço Rua da Vila Nova nº 189	9500-249 ponte Delgada	966562328	296394112	altec@mail.telepac.pt	
AMEN - Ambiente e Energia/ Estudos e Projectos, Lda				X	Rua Ador António Silva 6º - 4º Esqº	Apartado 6635 - Venda Nova	214766714	214766688	amen@mail.telepac.pt	
AMERSOL, Lda		X	X		Barro da Casinha LT5	Estrada das Aldegoas	266708224	266708224		
AO SOL - Energias Renováveis, Lda		X		X	Edifício da Petrógal, Lugar da Semaaria Limpa	Apartado 173 - Porto Alto	263651305	263651295	aosol@aosol.pt	www.aosol.pt
AUTOSIL, Acumuladores	X				Estrada de Paço de Arcos, 48	2780-666 Paço de Arcos	214409346/74	214409384/81	balind.autosil@mail.aunet.pt	
COEPTUM - Proj. de Engenharia e Equipamentos, unip, Lda		X	X	X	R. Filipa Borges, 235, 1º DºE	4750-292 Barcelos	253814964	253814964	coeptum.geral@dx.pt	www.coeptum.planetadix.pt
ELECTROSOLAR			X	X	Travessa Matadouro, Nº 4, Loja 2	6000-306 Castelo Branco	272321395	272321395	electrosolar@dx.pt	
EDP Produção Engenharia e Manutenção S.A.				X	Av. José Malhoa Lote A13	1070 - 157 Lisboa	210012500	210012320	Gen@em.edpproducao.edp.pt	
Gabinete de Utilização Racional de Energia		X	X	X	Sítio do Palheiro, Igreja Nova	8670-130 Aljezur	282998745	282998746	ffsolar.wmtd@mail.telepac.pt	www.ftsolar.com
J. A. Reviez & Filhos, Lda		X	X	X	Av. Comendador Ferreira de Matos, 518-2,5	4450-120 Matosinhos	917323874	223888890	marins.vasco@hotmail.com	
José Diogo d'Orey				X	Rua Jorge Afonso 31 CV- Esq	1600-126 Lisboa	284328279	284328279	info@reviez-solar.com	www.reviez-solar.com
LOBO SOLAR, Lda		X	X	X	Zona Industrial Almeirim, Rua B, nº1	Apartado 332	919848840		zdorey@hotmail.com	
Moreme - Montagens, Reparações e Manutenção Electromecânicas, Lda		X	X		Travessa de S. Paulo, LT. 117	Serra do Casal de Cambra	266771427	286708794	tecnic@lobosolar.com	www.lobosolar.com
MOVITROM, Manutenção e Sistemas de Energia, Lda		X	X		Av.º São Miguel, 249 - Aleir 26	2775-751 Carcaveiros	219816380	219806567	renovaveis@moreme.pt	www.moreme.pt
MVY Energy Portugal		X			Av. Da Liberdade, 129, 2º F	1250-140 Lisboa	214539350	214539350	jose.lopez@movitrom.com	www.movitrom.com
PETROTANK, representações e montagens, Lda			X	X	Apartado 1	3740-909 Sever do Vouga	213241040	213241041	geral@mvv.pt	www.mvv.de
RX SOLAR - Engenharia e Projectos, Lda			X	X	Rua do Emigrante, 6	8200 - 440 Guia - Albufeira	234550010	234550019	petrotank@mail.telepac.pt	
TAQUEITEC, Comércio de Equipamentos Industriais, Lda			X	X	R. Dr. José Domingues dos Santos 247	4455-008 Laya Matosinhos	289561656	289561303	geral@rxsolar.pt	www.rxsolar.pt
TECNER SOL - Técnicas de Energia Solar, Lda			X	X	Av. António Augusto de Aguiar, 118 -5º	1050-019 Lisboa	964166350	229563122	taquete@taelou.pt	
TELEXTÓNICA, Lda		X	X	X	Av. Colégio Militar, 153-B	1500-182 Lisboa	213523681	213522629	tecnersol@netcabo.pt	
TETRAPROLECTO				X	Rua Capões de Abril, 13-A Almonelos	2700-148 Amadora	217152123	217155684	telextronica@mail.telepac.pt	
T&T Multielctrica, Lda			X	X	Castro da Campia	3670 Campia	214768130	214754715	tetraproject@netcabo.pt	
TUDOR - Soc. Portuguesa do Acumulador		X			R. Ador Tasso, 1	1050-002 Lisboa	232750100	232750107	tlida@mail.telepac.pt	
VENSOL - Energias Renováveis, Lda.		X	X	X	Escritório e exposição	EN 378 (Km9) Fátima Ferro	213562112	213561456	energia@vensol.pt	www.vensol.pt

