

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



Procedimentos de Auditoria de Sistemas Fotovoltaicos

Ana Rita Pitrez Rodrigues

VERSÃO FINAL

Dissertação realizada no âmbito do
Mestrado integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores
Major Energia

Orientador: Professor Doutor Cláudio Monteiro

Junho, 2017

© Ana Rita Pitrez Rodrigues, 2017

Resumo

Face ao elevado custo do investimento das instalações, ao quase esgotamento de combustíveis fósseis, ao recurso a fontes renováveis com infraestruturas apropriadas para a sustentabilidade energética, e ao aumento do custo da energia elétrica, é determinante conhecer o papel e o futuro do setor empresarial fotovoltaico em Portugal, assim como os procedimentos para o aumento da sua eficiência a nível global.

Na União Europeia, Portugal é um dos países com maior potencial de aproveitamento de energia solar, a seguir à Grécia e à Espanha. Sendo assim, o desenvolvimento do setor fotovoltaico será fundamental, na medida em que contribuirá para o desenvolvimento da economia e redução da dependência energética nacional.

Para uma eficiência e um planeamento mais adequado dos sistemas fotovoltaicos existem as auditorias fotovoltaicas que têm como principal função a realização de um diagnóstico completo a este tipo de sistemas.

Pretende-se, como esta dissertação elaborar de uma forma metódica e organizada procedimentos de auditorias em sistemas fotovoltaicos, uma vez que em Portugal esta área ainda está pouco desenvolvida. Por conseguinte, dividiu-se os procedimentos de auditoria em três fases.

Na primeira fase são elaborados procedimentos ao nível do projeto fotovoltaico, com o intuito de averiguar se todos os elementos estão corretamente caracterizados sendo que a fase de projeto é das mais importantes neste tipo de auditorias, pois é a partir daqui que se podem evitar erros e muitos investimentos desnecessários.

Na segunda fase da dissertação, na entrega da obra, realizam-se procedimentos onde se certificam todos os elementos constituintes do sistema e o estado das instalações fotovoltaicas.

Na terceira e última fase, já com as instalações em funcionamento, os procedimentos terão como base uma análise de dados históricos das instalações e manutenção e verificação dos equipamentos constituintes dos sistemas fotovoltaicos.

Assim pretende-se criar procedimentos standardizados para estes sistemas, visto que ainda não existe nada nesta área que tem grande prospeção para o futuro.

Palavras Chave: Energia Solar, Sistemas Fotovoltaicos, Auditorias Fotovoltaicas, eficiência energética.

Abstract

Due to the high investment costs in installations, the near exhaustion of fossil fuels, the use of renewable energy sources with appropriate infrastructures for energy sustainability, and the increase in the cost of electricity, it is crucial to know the role and future of the photovoltaic business sector In Portugal, as well as the procedures for increasing its efficiency at a global level.

In the European Union, Portugal is one of the countries with the highest potential in respect to solar energy, following Greece and Spain. Therefore, the development of the photovoltaic sector will be fundamental, since it will contribute to the development of the economy and reduction of the national energy dependency.

For an accurate photovoltaic system, efficiency and planning are crucial, and it's necessary to perform photovoltaic audits whose main function is to perform a complete diagnosis of these type of systems.

It is intended with this dissertation, to elaborate in a methodical and organized way, protocol procedures of audits in photovoltaic systems, since this area is still underdeveloped in Portugal. Therefore, the audit procedures were divided into three phases.

In the first phase, procedures are elaborated at the level of the photovoltaic project, with the intention of ascertaining if all the elements are correctly characterized and in project it is the most important phase of this type of audits, since it is from here that one can avoid errors and many unnecessary Investments.

In the second phase of the dissertation, which is completed in the delivery of the work, procedures are carried out in which all the constituent elements of the system and the state of the photovoltaic installations are certified.

In the third and final phase, already with the installations in operation, the procedures will be based on analysis of historical data of the installations and maintenance and verification of the constituent equipment of the photovoltaic systems.

Key Words: Solar Energy, Photovoltaic Systems, Energetic Efficiency, Photovoltaic Audits.

Agradecimentos

Em primeiro lugar, gostaria de agradecer à minha família, em especial aos meus pais, pelo apoio, incentivo, e esforço que fizeram ao longo destes anos, porque sem eles tudo isto não seria possível.

Queria agradecer também ao meu orientador, Professor Cláudio Monteiro, pela orientação, apoio e inteira disponibilidade, que para além de orientador é um ser humano incrível.

Agradeço a todos os meus amigos da minha Vila do coração que mesmo estando longe me ajudaram em tudo. Colegas de curso Diana Pinto, Carlos Fernandes e Tiago Guimarães que durante todos estes anos me acompanharam nos bons e maus momentos, que para sempre ficarão guardados na memória.

À minha companheira de todas as horas, Débora Papa, agradeço toda a cumplicidade e momentos incríveis que me proporcionou ao longo desta jornada.

Por fim, agradeço ao Pedro Pinto todo o apoio, carinho e amizade ao longo deste percurso.

Índice

Resumo	iii
Abstract.....	v
Agradecimentos	vii
Índice.....	ix
Lista de figuras	xi
Lista de tabelas	xiv
Abreviaturas e Símbolos	xv
Capítulo 1	1
Introdução.....	1
1.1 - Contextualização e Motivação.....	1
1.2 - Objetivos	3
1.3 - Estrutura da Dissertação.....	3
Capítulo 2	6
Atualidade sobre Tecnologias para sistemas Fotovoltaicos	6
2.1 - Tipos de Sistemas Fotovoltaicos	6
2.2 - Componentes dos Sistemas Fotovoltaicos	10
2.3 - Manutenção	22
2.4 - Auditorias	24
Capítulo 3	28
Procedimentos de Auditoria em Sistemas Fotovoltaicos	28
3.1 - Auditorias em Sistemas Fotovoltaicos.....	28
3.2 - Auditorias em Sistemas Fotovoltaicos em fase de projeto	30
3.3 - Auditorias na entrega da obra	49
3.4 - Auditorias com a central em funcionamento	67
Capítulo 4	73
Conclusão	73
Referências	76

Lista de figuras

Figura 1.1 - Percentagens da evolução da capacidade Fotovoltaica entre 2000 e 2030 a nível global, referência [1].	2
Figura 1.2 - Potências dos sistemas fotovoltaicos mundiais até ao ano de 2010, referência [2].	2
Figura 2.1 Constituição de um sistema Fotovoltaico Autónomo, referência [3].	7
Figura 2.2 - Constituição de um sistema Fotovoltaico ligado à rede, referência [4].	8
Figura 2.3 - Minigeração na Contiforme, Cascais, referência [5].	9
Figura 2.4 - Central Fotovoltaica da Amareleja, Moura, referência [6].	10
Figura 2.5 - Representação de um circuito equivalente de uma célula fotovoltaica (esquerda), equações de uma célula fotovoltaica (direita), referência [7].	11
Figura 2.6 - Representação de aspetos de módulos monocristalinos, policristalinos e amorfo (da esquerda para a direita), referência [8].	12
Figura 2.7 - Característica I - V da célula fotovoltaica e curva da potência de saída, referência [9].	14
Figura 2.8 - Diferentes camadas de um modulo fotovoltaico, referência [10].	15
Figura 2.9 - Representação esquemática da associação em série de n módulos fotovoltaicos, referência [11].	15
Figura 2.10 - Representação esquemática da associação em paralelo de n módulos fotovoltaicos, referência [11].	16
Figura 2.11 - Representação do efeito causado pela irradiância solar sobre a curva característica I - V para um modulo fotovoltaico de 36 células de silício cristalino a 25°C, referência [9].	17
Figura 2.12 - Representação do efeito causado pela variação da temperatura das células sobre a curva característica I - V para um modulo fotovoltaico de 36 células de silício cristalino a 25° C, referência [9].	17
Figura 2.13 - Esquema Genérico de ligação de inversor num sistema ligado à rede, referência [13].	19
Figura 2.14 - Durabilidade da bateria para diferentes regimes de descarga, referência [12].	22
Figura 2.15 - Metodologia PDCA, referência [14].	25
Figura 3.1- Representação da coexistência entre animais que pastam e instalações FV, referência [15].	33
Figura 3.2 - Representação da orientação dos módulos fotovoltaicos para sul com as diferentes estações do ano, referência [23].	34

Figura 3.3 - Representação do angulo de inclinação dos módulos fotovoltaicos, referência [11].	34
Figura 3.4 - Representação de dois painéis ilustrativos para o sombreamento, referência [12].	36
Figura 3.5 - Representação de módulos Fotovoltaicos orientados segundo o sol, referência [15].	40
Figura 3.6 - Representação de dois inversores fixo numa parede, referência [15].	41
Figura 3.7 - Representação esquemática de um exemplo de uma instalação fotovoltaica, referência [11].	43
Figura 3.8 - Representa em forma de esquema as etapas a seguir para a escolha correta do cabo a utilizar no sistema.	44
Figura 3.9 - Representação de uma boa prática de estudos de adaptação das fundações ao solo, referência [15].	50
Figura 3.10 - Representação de uma boa vedação de uma instalação fotovoltaica, referência [15].	51
Figura 3.11 - Representação de vala de escoamento limpa e desobstruída, referência [15].	51
Figura 3.12- Representação de um edifício impermeável, onde as entradas de agua estão seladas, referência [15].	52
Figura 3.13 - Representação de uma selagem dos tubos para evitar a entrada de agua, referência [15].	52
Figura 3.14 - Representação de uma má prática, quando os cabos não estão protegidos em calhas, onde as entradas de agua estão seladas, referência [15].	53
Figura 3.15 - Representação de uma vala com profundidade de congelação de 60 cm, referência [15].	54
Figura 3.16 - Representação de uma correta instalação das caixas de visita, referência [15].	54
Figura 3.17 - Representação de telhado em boas condições para a instalação de módulos fotovoltaicos, referência [15].	55
Figura 3.18 - Representação da ligação das partes metálicas de um sistema fotovoltaico à terra, referência [15].	55
Figura 3.19 - Representação de uma má prática, onde foi cortado o fio errado por falta de identificação, referência [15].	56
Figura 3.20 - Representação de uma estrutura de suporte com um mau encaixe nos caixilhos de estrutura, referência [15].	56
Figura 3.21 - Representação de uma ligação executada de forma rígida nas estruturas de suporte, referência [15].	57
Figura 3.22 - Representação de uma expansão transversal, referência [15].	57
Figura 3.23 - Representação de bloqueio de instalações fotovoltaicas, referência [15].	58

Figura 3.24 - Representação de bloqueio de instalações fotovoltaicas, referência [15].	58
Figura 3.25 - Representação de um telhado, onde existe um escoamento rápido de água, referência [15].	59
Figura 3.26 - Representação de uma correta ligação dos cabos nas caixas de ligação.	60
Figura 3.27- Representação de cabos conectores devidamente cravados e parafusados, referência [15].	61
Figura 3.28 - Representação de uma caixa de junção contendo um porta-fusível para cada condutor individual, referência [16].	61
Figura 3.29 - Representação correta de orientação dos módulos fotovoltaicos segundo o sol , referência [15].	63
Figura 3.30 - Representação de dispositivos contra as aves nos topos dos módulos FV, referência [15].	64
Figura 3.31 - Representação da ligação de cada caixilho dos módulos à terra, referência [15].	64
Figura 3.32 - Representação de condutas de ventilação num edifício que abriga os inversores, referência [15].	65
Figura 3.33 - Representação inversores instalados no exterior, protegidos da exposição direta do sol, referência [15].	66

Lista de tabelas

Tabela 2.1 - Diferenças entre autoconsumo e pequena produção, referência [30].8

Tabela 3.1 - Ações a realizar numa manutenção a sistemas fotovoltaicas com as diferentes periodicidades, referencia [16]..... 70

Abreviaturas e Símbolos

Lista de abreviaturas

AC	<i>Alternating Current</i>
C.A	Corrente Alternada
C.C	Corrente Contínua
CIE	Consumidor Intensivo de Energia
CIS	Célula de disseleneto de cobre-índio
DC	<i>Direct Current</i>
DGEG	Direção Geral de Energia e Geologia
FV	fotovoltaico
IP	Grau de Proteção
I-V	Corrente - Tensão
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracker</i>
PD	Profundidade de Descarga
PDCA	<i>Plan-Do-Check-Act</i>
Pmax	Potência Máxima
PR	<i>Performance Ratio</i>
PRE	Plano de Racionalização de Consumo de Energia
PVC	Policloreto Vinilo
STC	<i>Standart Test Conditions</i>
T	Temperatura
THD	Distorção Harmónica Total
TIR	Taxa Interna de Rentabilidade
Un	Tensão Nominal
UPAC	Unidades de produção e autoconsumo
UPP	unidades de pequena produção
VAL	Valor atual líquido
VRLA	Baterias de chumbo-ácido

Lista de símbolos

ρ	densidade
Δ	Variação
β	Coeficiente de Tensão
σ	Condutividade
γ	Valor mínimo da altura solar tolerável

Capítulo 1

Introdução

Neste capítulo inicial pretendeu-se fazer uma breve introdução ao tema principal da tese que são os sistemas fotovoltaicos, começando por se fazer uma contextualização e motivação ao tema, aos objetivos principais e abordou-se também a estrutura da dissertação e a informação utilizada para a realização deste trabalho.

1.1 - Contextualização e Motivação

Hoje em dia, vivemos numa sociedade que em tudo depende de energia para o seu dia-a-dia, espera-se que a procura por energia elétrica aumente rapidamente devido ao crescimento populacional global e à industrialização. Existe assim, uma corrente preocupação das populações em optar por energias renováveis, em vez das energias convencionais, pois poluem menos o ambiente e a longo prazo trazem um grande benefício económico.

Apesar dos custos elevados da tecnologia fotovoltaica que se verificam atualmente, esta é uma tecnologia que é uma aposta para o futuro, possuindo um potencial muito elevado para alcançar os níveis de custo competitivos em relação às outras tecnologias de geração de energia que atualmente são muito utilizadas. A aposta na tecnologia fotovoltaica é muito importante, uma vez que vários sectores, tais como empresas de Sistemas Fotovoltaicos, pequenos e grandes produtores de energia, irão lucrar com tal investimento.

Assim, o custo inicial da tecnologia fotovoltaica demonstra uma forte tendência de decréscimo paralelamente à sua evolução e produção em larga escala.

A investigação e o Desenvolvimento nas tecnologias fotovoltaicas, atualmente são focados essencialmente nos custos envolvidos para que se possam tornar mais competitivos. Para que a competitividade se possa verificar, terá de se fazer um esforço para tornar os custos de produção dos painéis fotovoltaico mais acessíveis e também de se aumentar a eficiência de conversão.

É de esperar que o dinamismo crescente do mercado venha a acelerar o desenvolvimento das soluções já existentes, ou até mesmo no aparecimento de novas ideias.

Esta tecnologia é aquela que tem maior crescimento registado, nem mesmo a eólica tem vindo a acompanhar a evolução tão expressiva da energia fotovoltaica, mas em termos

2 Introdução

absolutos, a capacidade instalada da energia eólica prevista seja bem superior, superando em cerca de doze vezes a previsão para o fotovoltaico.

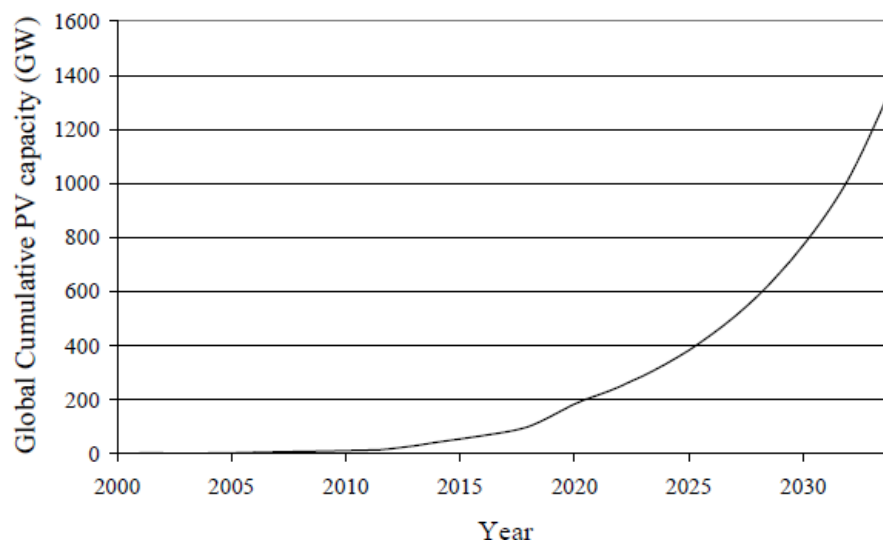


Figura 1.1 - Percentagens da evolução da capacidade Fotovoltaica entre 2000 e 2030 a nível global, referência [1].

Apesar do grande avanço a nível mundial no mercado fotovoltaico verificado nos últimos anos, este continua muito concentrado em países como Alemanha e Japão, países que apostam na energia fotovoltaica já há vários anos e nos quais se concentra cerca de dois terços da capacidade instalada mundial, bem como grande parte da produção de sistemas fotovoltaicos.

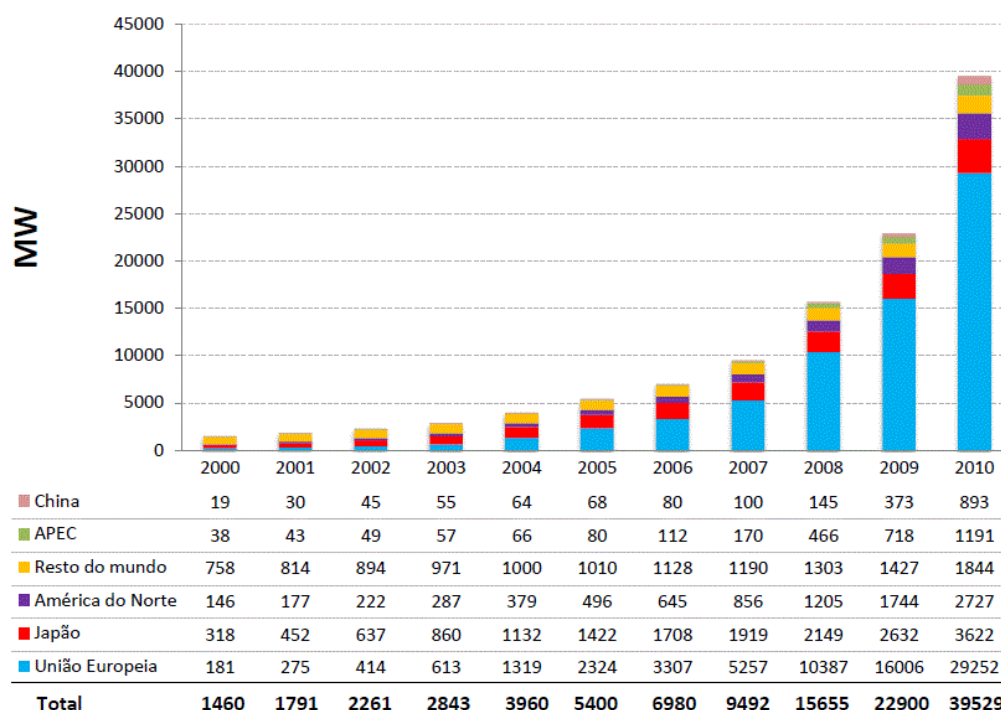


Figura 1.2 - Potências dos sistemas fotovoltaicos mundiais até ao ano de 2010, referência [2].

Os sistemas fotovoltaicos por serem sistemas estáticos requerem medições e análise por parte de especialistas, daí a necessidade de serviços de auditoria aos sistemas fotovoltaicos, que nesta dissertação vão ser feitos em três níveis distintos:

- Auditorias ao nível do projeto, onde se pretende melhorar o sistema fotovoltaico pois é nesta fase onde será mais fácil a sua correção, evitando assim custos elevados na correção de algum problema que possa surgir;
- Auditorias na fase de entrega da obra, para se verificar a conformidade com o estabelecido no projeto;
- E por fim uma Auditoria na fase de funcionamento, onde se vai essencialmente corrigir erros e até fazer pequenas melhorias que possam surgir após o funcionamento da central.

A necessidade de procedimentos mais formais de auditoria para estes três níveis é elevada, visto que atualmente, nesta área, existe pouca informação, e este é um assunto de elevada importância em Portugal. Assim, estas auditorias vão ser essencialmente benéficas para empresas que produzem energia através dos sistemas solares fotovoltaicos, otimizando assim a produção de energia, diminuindo os custos globais.

1.2 - Objetivos

O objetivo geral apresentado nesta tese é desenvolver mecanismos de melhor exploração das instalações fotovoltaicas, bem como os seus componentes e os diferentes tipos de configurações existentes e realização de procedimentos de auditorias, obtendo-se assim procedimentos de uma forma mais organizada e eficiente.

Inicialmente foram caracterizados e recolhidos os procedimentos de auditoria, normas de auditoria relacionados com fotovoltaicos e equipamentos semelhantes. Depois desta fase foi feita a especificação de procedimentos de auditoria em projeto, na fase de entrega da obra e após a central entrar em funcionamento. Com isto, o objetivo final será desenvolver procedimentos eficazes para a melhor rentabilidade dos sistemas Fotovoltaicos.

1.3 - Estrutura da Dissertação

Numa fase inicial, optou-se por dividir o trabalho em três fases para tornar esta dissertação mais organizada e permitir uma leitura e interpretação mais acessível.

Assim, a dissertação está estruturada da seguinte forma:

- Capítulo 2: Discute-se a atualidade dos procedimentos de auditoria dos sistemas fotovoltaicos, analisando toda a informação que já existe, para depois se poder avançar e progredir neste trabalho de investigação.
- Capítulo 3: Neste capítulo é onde se concentra o tema central desta dissertação. Numa primeira fase vão abordar-se os procedimentos de auditoria na fase de projeto, sendo que em seguida serão abordados os procedimentos de auditoria na fase de entrega da obra, e por fim,

4 Introdução

após a central estar em funcionamento vão fazer-se os procedimentos de auditoria com a central em funcionamento.

- Capítulo 4: As conclusões gerais da dissertação são aplicadas neste capítulo.
- Referências: Referenciaram-se todos os documentos que serviram de base para a realização desta dissertação.

Capítulo 2

Atualidade sobre Tecnologias para sistemas Fotovoltaicos

Neste capítulo são apresentados os diferentes tipos de sistemas fotovoltaicos, a composição destes sistemas e por fim, as auditorias ao nível dos sistemas fotovoltaicos onde se falou na atualidade dos procedimentos de auditoria e gestão energética que leva a necessidade de utilização de procedimentos de auditorias mais eficientes.

2.1 - Tipos de Sistemas Fotovoltaicos

Os sistemas fotovoltaicos podem ser divididos em sistemas ligados à rede e em sistemas autónomos.

No caso dos sistemas autónomos, 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 de acumuladores) e meios de apoio complementares de produção de energia. O planeamento de sistemas autónomos torna-se mais complexo, quando a intenção é a de fornecer eletricidade ao longo de todo o ano, uma vez que a radiação solar vai variando ao longo do ano. O “desencontro” da produção/consumo de eletricidade devido à intermitência da radiação solar contrasta com o consumo energético que se verifica ao longo do ano. Um gerador fotovoltaico que seja apenas usado durante uma fração do seu tempo de vida útil, conduzirá a maiores períodos de retorno do investimento e, nestes casos, será mais sensata a utilização de um sistema híbrido, composto por um gerador fotovoltaico e um gerador auxiliar. Estes tipos de sistemas assumirão um papel de grande relevo nos países em vias de desenvolvimento.

A aplicação deste tipo de sistemas fotovoltaicos, verifica-se geralmente em utilização de Energia Fotovoltaica para a Eficiência Energética de moradias, locais onde o fornecimento de energia através da rede pública de distribuição de energia elétrica não existe por razões técnicas e/ou económicas. Este cenário vem então ao encontro do grande potencial para a implementação dos sistemas autónomos nos países em vias de desenvolvimento, onde se verificam grandes áreas que permanecem sem fornecimento de energia elétrica. As sucessivas

evoluções tecnológicas e a diminuição dos custos associados, também poderão contribuir para a expansão deste tipo de aplicações.

Os tradicionais sistemas fotovoltaicos autónomos são essencialmente constituídos pelos seguintes componentes:

- Gerador fotovoltaico (um ou vários módulos fotovoltaicos, geralmente dispostos em paralelo);
- Regulador de carga;
- Acumulador;
- Consumidor.

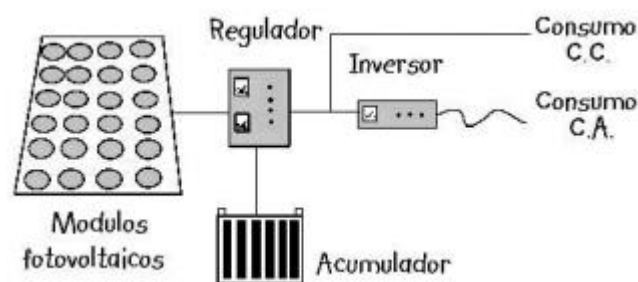


Figura 2.1 - Constituição de um sistema Fotovoltaico Autónomo, referência [3].

No caso dos sistemas ligados à rede, a rede pública de distribuição de eletricidade opera como sendo um acumulador de energia fotovoltaica. Estes tipos de sistemas fotovoltaicos serão cada vez mais uma aposta dos países desenvolvidos, uma vez que se adivinham como sendo parte significativa da energia elétrica fornecida por um país num plano futuro. Um dos aspetos de maior relevo relativamente a este tipo de sistemas fotovoltaicos trata-se precisamente da sua interligação com a rede. Um sistema fotovoltaico ligado à rede é, normalmente, constituído pelos seguintes componentes: [4]

- Gerador fotovoltaico (vários módulos dispostos em série e em paralelo, com estruturas de suporte e de montagem);
- Caixa de junção (equipada com dispositivos de proteção e interruptor de corte principal DC);
- Cabos AC-DC;
- Inversor;
- Mecanismos de proteção;
- Aparelho de medida (contador).

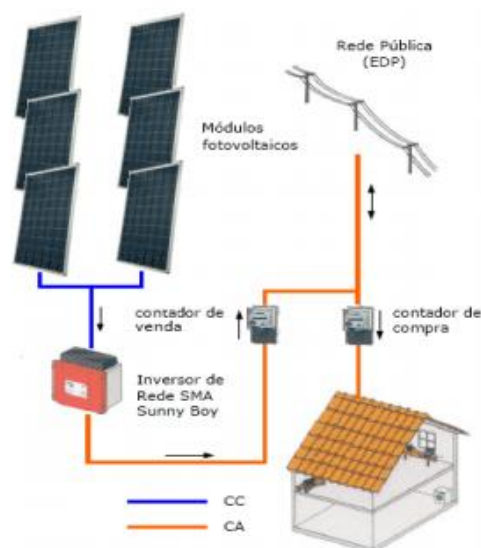


Figura 2.2 - Constituição de um sistema Fotovoltaico ligado à rede, referência [4].

2.1.1 -Sistemas Integrados em Edifícios

As microgerações e minigeração foram revogadas pela lei do autoconsumos "Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro". Ou seja, nesta secção vai-se abordar sistemas que já não se podem instalar, mas para auditorias a sistemas fotovoltaicos em funcionamento faz sentido falar das mini e microgeração.

Para simplificar o atual regime de Mini e Microprodução foi então criado um novo regime de produção distribuída, de forma a garantir que as novas instalações de produção sejam dimensionadas para fazer face às necessidades de consumo verificadas no local e assim evitar o sobredimensionamento das centrais. No novo regime de produção distribuída enquadram-se as Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC) e de Pequena Produção (UPP). Sendo que o Autoconsumo engloba as minigeração e microgeração.

O objetivo do Autoconsumo é a adequação da capacidade de produção ao regime de consumo existente no local, minimizando a injeção de energia na rede elétrica de Serviço público. A potência de ligação da UPAC seja menor ou igual a 100% da potência contratada na instalação de consumo.

Tabela 2.1 - Diferenças entre autoconsumo e pequena produção, referência [30].

	Autoconsumo	Pequena Produção
Fonte	Renovável e não renovável	Renovável
Limite de Potência	Potência de ligação <100% da potencia contratada na instalação de consumo.	Potência de ligação <100% da potência contratada na instalação de consumo. Potencia de ligação até 250 kW.

Produção	Produção anual deve ser inferior às necessidades de consumo. Venda de excedente instantâneo.	Produção anual $< 2 \times$ consumo da instalação. Venda da totalidade da energia
Remuneração	Valor do mercado para excedente instantâneo de produção, deduzido de custos. Numa base anual, o excedente produzido face às necessidades de consumo não é remunerado.	Tarifa obtida em leilão para a totalidade de produção. Numa base anual, o excedente produzido face ao requerido $2 \times$ consumo da instalação não é remunerado.

Microgeração fotovoltaica é uma atividade de pequena escala, onde a potência de ligação à rede é inferior a 5 kW e é aplicada a domésticos, integrados em edifícios.

Já em pequena-média escala existe a minigeração fotovoltaica que é uma atividade de produção de eletricidade baseada numa só tecnologia de produção, cuja potência de ligação à rede é igual ou inferior a 250kW. É caracterizada por ser uma produção descentralizada de energia.



Figura 2.3 - Minigeração na Contiforme, Cascais, referência [5].

Estas instalações são a solução de investimento ideal para empresas e outras instituições, visto que têm elevada rentabilidade e possuem aproveitamento de espaços que antes eram inúteis, como o exemplo de cobertura de edifícios.

2.1.2 - Sistemas de Grandes Centrais

Este sistema de obtenção de energia não é integrado em edifícios de consumo, são montadas no solo, são de grande dimensão e são construídos em lugares longe de edifícios com uma potência de ligação à rede superior a 100 kW.

Por serem estruturas montadas no solo, exigem aspetos de uma limpeza cuidada do solo, sendo que o espaço não é um problema, permitindo assim um espaçamento entre os painéis, facilitando a passagem entre eles para monitorização.



Figura 2.4 - Central Fotovoltaica da Amareleja, Moura, referência [6].

Para o licenciamento das instalações é necessário fazer-se um pedido de informação prévia junto da DGEG, que termine com a obtenção da licença de estabelecimento.

Sendo que, após a obtida a licença de estabelecimento da DGEG, o promotor deverá solicitar ao operador da rede, EDP distribuição de energia, as condições de ligação da instalação de produção à rede. O pedido de condições de ligação deve ser acompanhado da planta de localização da instalação de produção a escala conveniente, e do seu ponto de ligação, com indicação das respetivas coordenadas geográficas. Realizada a solicitação, a EDP indica uma solução técnica e respetivos preços para o estabelecimento da ligação e outras informações complementares e relevantes.

2.2 - Componentes dos Sistemas Fotovoltaicos

Tanto nas pequenas produções de energia como nas grandes centrais, os elementos constituintes que encontramos são de uma forma genérica os mesmos, variando apenas em quantidade e no armazenamento de energia. Esta realidade permite distinguir as pequenas produções das grandes produções pela sua dimensão, ou seja, pela área de terreno que ocupam, pelo que muitas vezes é habitual o projetista de uma central fotovoltaica considerar o sistema como um aglomerado de pequenas produções fotovoltaicas, caso opte pela aplicação de vários inversores.

2.2.1 -Célula Fotovoltaica

Célula fotovoltaica ou célula solar, são dispositivos com a particularidade de converterem a energia luminosa em energia eléctrica. São usadas como geradoras de electricidade ou também como sensores de intensidade luminosa. Em seguida apresenta-se o circuito equivalente de uma célula fotovoltaica bem como as equações equivalentes.

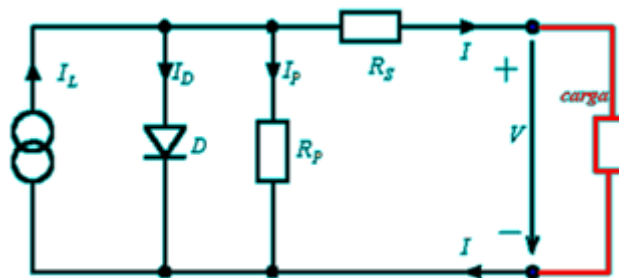


Figura 2.5 - Representação de um circuito equivalente de uma célula fotovoltaica (esquerda), equações de uma célula fotovoltaica (direita), referência [7].

De acordo com a figura de cima , vem as seguintes equivalencias:[7]

$$I = I_L - I_D - I_p. \quad (2.1)$$

$$I = I_L - I_0 \left(e^{\frac{V + R_s I}{V_t}} - 1 \right) - \frac{V + R_s I}{R_p}. \quad (2.2)$$

Efeito da Temperatura na célula fotovoltaica:

Com o aumento de temperatura há uma maior agitação e recombinação dos portadores, diminuindo a tensão da célula, com uma diminuição de tensão nos terminais dá lugar a uma difusão mais larga e menor corrente de diodo I_D , o que implica um ligeiro aumento da corrente da célula.

Como, com o aumento da temperatura, é mais significativa a diminuição da tensão que o aumento da corrente, resultando assim numa diminuição da potência.

Efeito da irradiância na célula fotovoltaica:[7]

A corrente elétrica gerada pelo módulo aumenta com o aumento da irradiância solar. A corrente de curto-circuito tem um aumento linear com a irradiância.

$$I_{Sch} = h \cdot \frac{I_{SC(STC)}}{1000}, \quad (2.3)$$

onde,

h - Irradiancia

STC - “Standart test conditions”

I_{sc} - Corrente de curto-circuito

A tecnologia fotovoltaica atualmente existente pode ser dividida em três subcategorias.

As células de 1ª geração, feitas a partir de silício cristalino, englobam as soluções monocristalinas, policristalinas e amorfa. As de 2ª geração apareceram há cerca de 30 anos, e correspondem às soluções de película fina, na qual a solução amorfa pode ser igualmente incluída segundo alguns manuais. Por fim, a categoria das células de terceira geração, que engloba vários novos conceitos de células solares, na sua maioria ainda apenas na fase de desenvolvimento embora algumas sejam utilizadas em utilizações aeroespaciais e em células multi-junção.

A tecnologia de 1ª geração é a tecnologia que domina o mercado. Hoje em dia, 90% dos geradores instalados no mundo são feitos à base de silício cristalino. Dentro deste, o silício monocristalino é o mais antigo e o que mantém o domínio do mercado (60%), sendo utilizado em todo o tipo de aplicações terrestres de média e elevada potência. O silício policristalino, constituído por um número muito elevado de cristais, é uma alternativa por um lado um pouco mais barata, mas por outro, menos eficiente. [8]

- Silício Monocristalino

É formada por silício monocristalino, onde o material é desoxidado, purificado, solidificado e posteriormente cortado em forma de pastilhas dando origem a células, esta solução apresenta um valor comercial elevado e o seu rendimento elétrico varia entre os 12% e os 16% em funcionamento.

- Silício Policristalino

É formada por silício policristalino, os átomos não se organizam num único cristal, o que implica que o rendimento seja mais baixo que a célula anterior com um rendimento de 11% aos 13%, isto porque esta célula tem um modo de fabrico menos complexo.

- Silício amorfo

Formada por silício amorfo apresentando um alto grau de desordem na estrutura dos átomos, normalmente associada a equipamentos eletrónicos como as máquinas calculadoras, uma vez que a sua eficiência é baixa, tomando valores entre os 8% a 10%.



Figura 2.6 - Representação de aspetos de módulos monocristalinos, policristalinos e amorfo (da esquerda para a direita), referência [8].

A segunda geração de células vem responder a uma necessidade de redução do consumo de silício, pela oferta ser inferior à procura. Por isso apareceram os chamados filmes finos, partículas 10 semicondutoras com uma espessura muito pequena. Tem também a vantagem de ser muito menos pesada, permitindo aplicações integradas em fachadas de edifícios. A primeira tecnologia pode ser considerada o já referido silício amorfo. No entanto foram as células de Disseleneto de Cobre e Índio (CIS) e Telureto de Cádmio (CdTe) que ao serem mais eficientes e igualmente baratas constituíram um verdadeiro avanço. Como se trata de uma tecnologia em filmes finos, tem forte expansão em aplicações arquitetónicas, visto apresentar uma estética mais atraente e poder substituir materiais utilizados na construção civil (telhados, fachadas), uma vez que a sua produção possibilita que os filmes sejam depositados sobre substratos de baixo custo, como por exemplo o vidro, aço inox e alguns plásticos, possibilitando assim obter no mercado módulos solares de uma maior versatilidade. [8]

- Célula de telureto de cádmio (CdTe)

Estas células apresentam uma eficiência de 8% e um potencial considerável para a redução de custos quando produzida em massa. No entanto o cádmio apresenta um risco de toxicidade que não permite a aplicação desta célula a grande escala.

- Célula de disseleneto de cobre-índio (CIS)

Formada por selénio, cobre e índio, estas células apresentam uma excelente eficiência por absorção, baixa deterioração e boa estabilidade quando sujeitas à incidência luminosa. Tem uma eficiência entre os 7.5% e os 9.5%, são produzidas em massa permitindo obter baixos custos de investimento, no entanto, sofrem de diversos problemas associados a ambientes quentes e húmidos.

- Célula de disseleneto de cobre-índio-Gálio (CIGS)

É formada por selénio, cobre e uma ligação índio-gálio, permitem obter um bom desempenho em comparação com as CIS, chegando aos 12% de eficiência. [8]

Para se obter um correto dimensionamento de uma produção fotovoltaica é indispensável o conhecimento da curva da característica da célula fotovoltaica, permitindo ao projetista obter melhores rendimentos na produção.

Assim esta curva é dada pela seguinte figura:

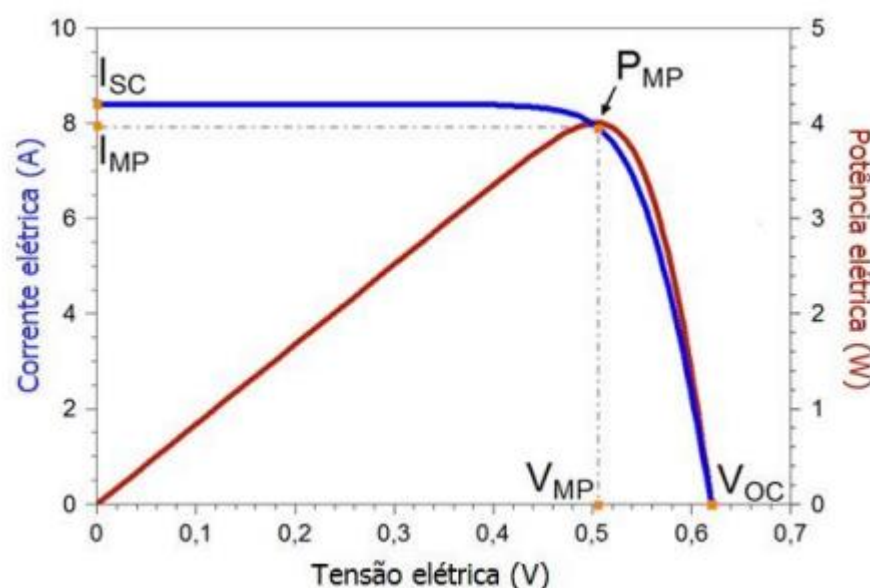


Figura 2.7 - Característica I-V da célula fotovoltaica e curva da potência de saída, referência [9].

Assim, após a obtenção desta curva, podem retirar-se os seguintes dados:

- V_{MP} : Tensão à máxima potência que corresponde ao valor de tensão nominal da célula;
- V_{OC} : Tensão em circuito aberto que corresponde ao valor máximo de tensão que uma célula pode entregar a uma carga sob condições de potência nula;
- I_{SC} : Corrente de curto-circuito que corresponde ao valor máximo de corrente que uma célula pode entregar a uma carga sob condições de potência nula;
- I_{MP} : Corrente à máxima potência que corresponde ao valor da corrente nominal da célula;
- P_{MP} : É o ponto da curva que corresponde à máxima produzida pela célula. Este ponto representa o produto entre a tensão máxima e corrente máxima.

2.2.2 -Painéis Fotovoltaicos

O painel FV é composto por um conjunto de 36, 48 ou 72 células solares ligadas em série e em paralelo. Estes são projetados para esforços mecânicos e para situações climáticas adversas, tais com o vento, humidade, granizo e neve. A base do painel FV tem como função oferecer estabilidade à estrutura, ou seja, assegura a rigidez e a estanquicidade do conjunto dos elementos necessários para a montagem do painel na estrutura de suporte.

Os painéis devem ser orientados a sul, sendo que para sistemas isolados, em que é necessário garantir produção no inverno, deve utilizar-se uma inclinação correspondente à latitude de mais de 20° . Para sistemas ligados à rede, em que se pretende maximizar o aproveitamento da radiação de verão, deve utilizar-se uma inclinação com uma latitude menor que 10° .

O tipo de material utilizado neste caso é normalmente o vidro, mas também pode ser usado acrílico ou o Makrolon.

Em seguida, apresenta-se um esquema em corte de um painel fotovoltaico:

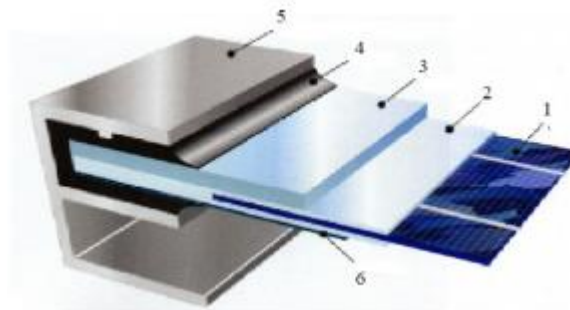


Figura 2.8 - Diferentes camadas de um modulo fotovoltaico, referência [10].

Em que:

- 1-Células;
- 2-Involucro de Espuma Vinílica Acetinada;
- 3-Vidro Temperado;
- 4-Selagem;
- 5-Base de alumínio;
- 6-Película Tedlar.

Os módulos fotovoltaicos devem ser interligados a fim de se conseguir aumentar a potência máxima, P_{max} de um painel fotovoltaico. Nesse sentido, existem duas possibilidades de se realizar a associação de módulos fotovoltaicos: a interligação de módulos em série ou em paralelo.

Os módulos fotovoltaicos ligados em série são designados por fileiras. É importante realçar que na associação de módulos fotovoltaicos devem ser utilizados módulos do mesmo tipo, de forma a minimizar as perdas de potência no sistema.

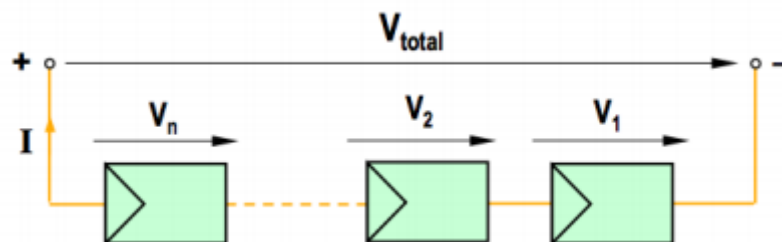


Figura 2.9 - Representação esquemática da associação em série de n módulos fotovoltaicos, referência [11].

Na associação em série pode observar-se as seguintes relações: [11]

$$V_1 = V_2 = \dots V_n = V \Rightarrow V_{\text{total}} = V_1 + V_2 + \dots + V_n = n \cdot V \quad (2.4)$$

$$I_1 = I_2 = \dots = I_n = I \quad (2.5)$$

Com efeito, a associação em série de módulos fotovoltaicos permite obter tensões mais elevadas, mantendo a corrente estipulada do módulo.

A ligação em paralelo entre módulo individual que é normalmente utilizada em sistemas autónomos, é efetuada quando se pretende obter correntes mais elevadas e manter o nível de tensão estipulada do módulo. [11]

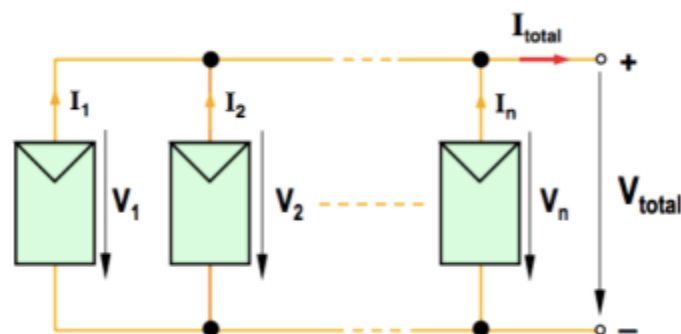


Figura 2.10 - Representação esquemática da associação em paralelo de n módulos fotovoltaicos, referência [11].

Aqui, obtêm-se intensidades de correntes mais elevadas, mantendo-se a tensão estipulada do módulo. Neste caso, é possível escreverem-se as seguintes relações: [11]

$$I = I_1 = I_2 = \dots = I_n \Rightarrow I_{\text{total}} = I_1 + I_2 + \dots + I_n = n \cdot I \quad (2.6)$$

$$V_{\text{total}} = V = V_1 = V_2 = \dots = V_n \quad (2.7)$$

Para a realização destas associações, existem umas caixas acopladas aos painéis FV que servem para realizar as diferentes ligações.

De maneira semelhante ao que ocorre com as células fotovoltaicas, o desempenho dos módulos fotovoltaicos é fundamentalmente influenciado pela irradiância solar e pela temperatura das células.

Efeito da irradiância solar:

A corrente elétrica gerada pelo módulo aumenta com o aumento da irradiância solar. A corrente de curto-circuito tem um aumento linear com a irradiância, como mostra na figura abaixo indicada. [9]

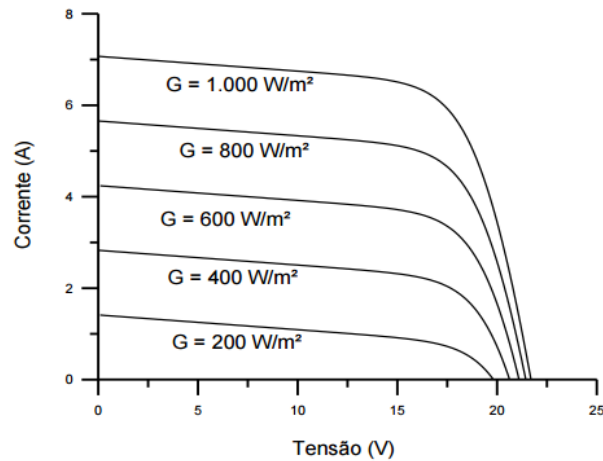


Figura 2.11 - Representação do efeito causado pela irradiância solar sobre a curva característica I - V para um módulo fotovoltaico de 36 células de silício cristalino a 25°C, referência [9].

Efeito da temperatura:

A incidência de radiação solar e a variação da temperatura ambiente implica uma variação de temperatura nas células que compõem os módulos. A figura abaixo indicada mostra curvas I - V para diversas temperaturas da célula, deixando evidente que há uma queda de tensão importante com o aumento da temperatura da célula. A corrente sofre uma elevação muito pequena que não compensa a perda causada pela diminuição da tensão. Para representar o efeito da temperatura nas características dos módulos utilizam-se os coeficientes de temperatura. [9]

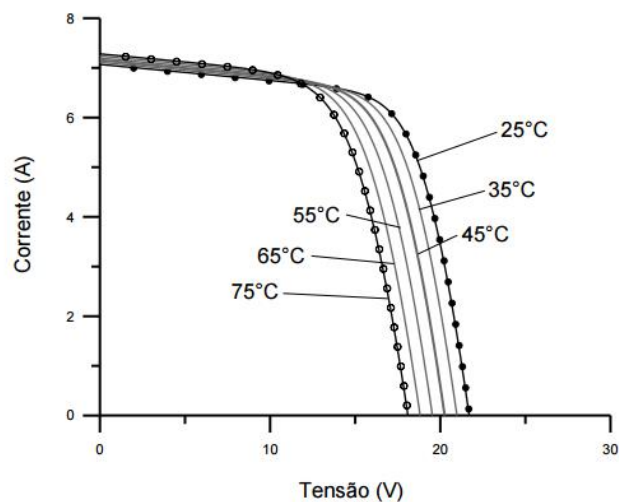


Figura 2.12 - Representação do efeito causado pela variação da temperatura das células sobre a curva característica I - V para um módulo fotovoltaico de 36 células de silício cristalino a 25°C, referência [9].

Coeficiente (β) de variação de tensão de circuito aberto (V_{oc}) com a temperatura:

$$\beta = (\Delta V_{oc} / \Delta T). \quad (2.9)$$

Onde ΔV_{oc} é a variação da tensão de circuito aberto para a variação de temperatura da célula. O cálculo de V_{oc} em determinada temperatura, com o uso do coeficiente β é feito por meio da equação indicada a seguir :

$$V_{oc}(T) = V_{oc_{STC}} \cdot (1 + \beta \cdot (T - 25)). \quad (2.10)$$

2.2.3 - Inversores

Os regimes de produção fotovoltaica necessitam na sua constituição de inversores DC/AC, visto que a tensão gerada pelos módulos seja uma tensão contínua. A principal funcionalidade do inversor é a transformação desta tensão de modo a obter uma tensão alternada, compatível com a forma de onda da rede de distribuição.

Sendo que as características gerais para a escolha correta de um inversor recaem no seu modo de funcionamento, na sua constituição interna e eficiência. Hoje em dia existem no mercado milhares de inversores que têm como objetivo satisfazer as necessidades dos produtores em diferentes aplicações possíveis, desde soluções de baixa e alta potência de ligação à rede, soluções isoladas, com ou sem transformador de frequência na sua composição, comutados e não comutados.

O inversor é constituído por diferentes partes, sendo elas:

- Entrada;
- Unidades de MPP;
- conversores DC/DC;
- “Switching bridge”;
- Reactância de saída;
- Detecção de correntes de saída DC;
- Proteção de tensão nula de saída.

Existem assim, diversos tipos de inversores, dependendo do tipo de necessidade:

Inversores comutados pela rede:

Processo de inversão controlada pela fase e pela frequência da tensão da rede, que se caso a rede falhe por motivos técnicos, estes não deixaram de funcionar. Indicados apenas para sistemas ligados à rede que possuem baixo nível de harmónicos, e forma de amplitude da tensão compatível com a rede. Estes inversores apresentam alta eficiência associada a um baixo custo e simplicidade de projeto.

Inversores autocomutados:

Processo de inversão realizado pelo próprio inversor através de um oscilador que controla a fase e a frequência de tensão de saída. Ideal para soluções isoladas, o que por norma não é permitido para ligação à rede.

Inversores com transformador:

Apresentam a presença de transformador de baixa ou alta frequência na sua constituição. Este permitirá o isolamento galvânico entre os painéis e a rede, e assim, será permitido a

redução da tensão e das interferências eletromagnéticas, no entanto, esta solução vai implicar um aumento de volume e da ligação ou não à terra e apresenta perdas no transformador.

Inversores sem transformador:

Na ausência de transformador permite uma redução das perdas, de tamanho e de custo. Nesta solução a tensão de entrada do inversor tem de ser significativamente maior do que o valor de pico da tensão da rede, o que será utilizado para gamas de baixa potencia. A ausência de isolamento galvânico requer rigorosas medidas de segurança, existe maiores interferências eletromagnéticas e existe flutuação do MPP. [9]

Assim, para a escolha correta de um inversor tem de se ter em conta algumas das seguintes considerações:

- O intervalo de potencia deve estar entre: $0.7P_{FV} < P_{INV\ DC} < 1.2P_{FV}$
- A eficiência do inversor é maior a regimes de carga mais elevadas;
- Raramente opera à potência máxima;
- Aguenta sobrecargas iguais ou superiores a 20%;
- Eficiência do inversor;
- O número de inversores depende da dimensão do sistema, da sua extensão e da opção económica. [12]

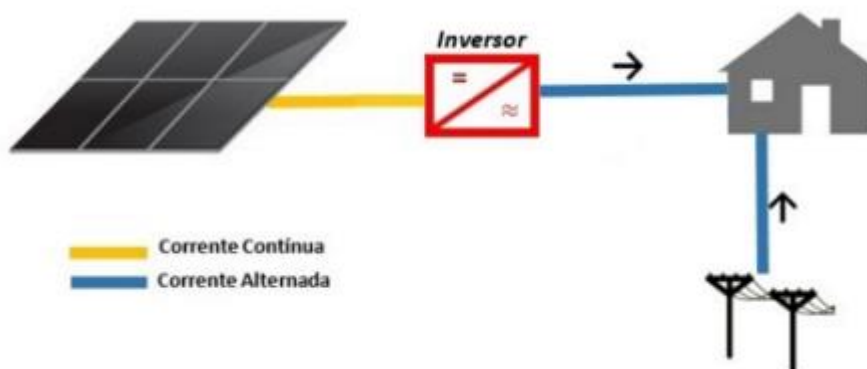


Figura 2.13 - Esquema Genérico de ligação de inversor num sistema ligado à rede, referência [13]

2.2.4 -Cablagem DC e AC

Numa instalação fotovoltaica encontram-se pelo menos 3 tipos de cabos com diferentes funções, os de fileira, o cabo principal DC e o cabo AC, sendo que estes devem assegurar o comprimento dos limites fixados pela tensão nominal, pela intensidade de corrente máxima admissível e a minimização das perdas na cablagem.

A cablagem DC deve ser projetada com o máximo cuidado e rigor, pois a fraca qualidade dos contactos eléctricos poderá levar ao aparecimento de arcos e, consequentemente ao risco de provocar incêndio.

Características das cablagens DC:

- Tensão nominal, U_N :
 - ✓ Normalmente entre os 300 a 1000V;
- Condições Ambientais:
 - ✓ Resistência aos raios ultravioletas;
 - ✓ Suportar condições superiores a 70°C;
- Quedas de tensão:
 - ✓ Sistemas Isolados: Queda de tensão máxima de 1%, exceto quando as distâncias são muito grandes e se verifica tensões baixas, assume então, uma queda de tensão próxima dos 3%;
 - ✓ Sistemas ligados à rede: para sistemas ligados à rede a queda de tensão deve ter-se em conta na otimização do controlo do MPP. [12]

Os cabos de fileira são os responsáveis por fazer a ligação elétrica entre os painéis fotovoltaicos e a caixa de junção, e devem ser dimensionados de forma a transportar uma corrente 25% superior à corrente de curto-circuito do gerador. O cabo principal DC tem a função de estabelecer o contacto elétrico entre a caixa de junção e o inversor.

O cabo AC é responsável por estabelecer a ligação entre a saída do inversor e a rede elétrica através do equipamento de proteção.

2.2.5 - Proteções DC e AC

O dimensionamento das proteções é um fator de extrema importância para garantir o correto funcionamento da instalação. Estas instalações de sistemas fotovoltaicos deverão integrar dispositivos que asseguram a proteção das instalações e pessoas. O projetista deverá ter em considerações os potenciais riscos e tomar medidas de proteção para os evitar ou simplesmente os minimizar, com equipamentos como fusíveis, disjuntores, diferenciais e descarregadores de sobretensão.

Entre o regulador e as cargas deve ter proteção DC contra sobrecargas e curto-circuitos, as baterias devem ser protegidas contra os curto-circuitos. Na saída do inversor deve ter proteção AC contra sobrecargas e curto-circuitos.

Para a origem de sobretensões existem causas internas que estão relacionadas com defeitos de componentes, erros de operação e transitórios de comutação. Existem também causas externas que estão ligadas às descargas atmosféricas, flutuação de tensão da rede ou das cargas.

Para reduzir estas sobretensões utiliza-se o equipotencial das massas, ligação à terra das massas e do sistema, pára-raios e blindagem eletromagnética. [12]

2.2.6 -MPPT

A potência de saída de um módulo pode ser estimada analisando-se uma família de curvas $I-V$. Um dos pontos de maior interesse nesta curva é o ponto de máxima potência (também conhecido como “Joelho” da curva). Uma vez conhecida a curva $I-V$, a potência fornecida pela célula fotovoltaica pode ser calculada pelo produto da corrente pela tensão. Ao longo do dia, o arranjo fotovoltaico está submetido a diferentes níveis de radiação e de temperatura e observa-se que o ponto de máxima potência “oscila” dentro de uma faixa. Para otimização do

ponto de operação, que são capazes de aumentar o rendimento da geração, utiliza-se sistema de controlo eletrónico, comumente chamados de MPPT - Maximum Power Point Tracker, que opera de modo a regular a tensão e corrente de operação do arranjo fotovoltaico, a fim de obter o máximo do produto $I \cdot V$. Esse sistema atualmente faz parte da maioria dos sistemas operacionais dos Inversores Grid-Connected aumentando a eficiência dos sistemas fotovoltaicos. [22]

2.2.7 -Reguladores de Carga

Os reguladores podem ser de tipo série, paralelo ou shunt e MPPT. A diferença entre eles reside na forma com interrompem a circulação da corrente.

O regulador de serie corta a corrente deixando os módulos FV em circuito aberto, enquanto que o regulador paralelo dissipa a corrente excedente por meio de uma resistência de dissipação. A utilização deste regulador deve ser feita para valores de potência na ordem dos 40 a 50W.

A escolha da tecnologia do regulador shunt ou paralelo, série e ainda MPPT, é feita em função da potência do sistema e do tipo de bateria a carregar. O regulador shunt que dissipa a energia dos painéis em caso de sobrecarga da bateria está melhor adaptado aos sistemas de menor potência, enquanto o regulador série se aplica mais a sistemas de maior potencia. [16]

2.2.8 -Sistemas de Armazenamento

O armazenamento de energia nos sistemas fotovoltaicos autónomos é assegurado por baterias. O seu dimensionamento é essencial para o bom funcionamento do sistema. O armazenamento de energia representa 13 a 15% do investimento inicial, considerando uma duração de vida de cerca de 20 anos.

Existem diferentes tipos de baterias, sendo elas:

- Baterias de chumbo-ácido, sendo estas as mais usadas por serem mais económicas, usadas em 90% dos sistemas;
- Baterias de chumbo-ácido abertas que representam a forma mais comum das baterias de chumbo ácido. Existe a desvantagem da necessidade de reposição de água a intervalos regulares;
- Baterias de Chumbo-ácido estanques (VRLA) permitem a recombinação dos gases produzidos durante o seu funcionamento, reduzindo as perdas de água. Estas baterias duram muito tempo;
- Baterias de Níquel-Cádmio funcionam com temperaturas muito baixas e recarregam-se sobre correntes muito fortes, o que reduz o tempo de recarga. São robustas e apropriadas para ambientes hostis, sendo que necessitam de pouca manutenção e têm uma tensão estável;
- Baterias de lítio são leves, fornecem muita energia e duram muito tempo, normalmente mais de 10 anos. Podem funcionar numa grande gama de temperaturas, normalmente entre -40°C e $+80^{\circ}\text{C}$;

- Baterias de gel (baterias VRLA) constituem uma versão melhorada da bateria de ácido de chumbo. O ácido sulfúrico é imobilizado pelo recurso a aditivos, passando a ter a consistência de um gel. Traz assim algumas vantagens tais como: possui um maior ciclo de vida útil; não liberta gases, permitindo o seu uso mesmo para fraca condições de ventilação e o invólucro é completamente selado, isento de derrames, o que permite a instalação da bateria em qualquer posição e localização. [12]

Parâmetros da bateria:

- Capacidade da bateria que nas aplicações fotovoltaica também se refere a corrente I_{100} , que é a corrente de descarga para 100 horas;
- Tensão nominal que depende do número de células, sendo que é necessário 14V para carregar uma bateria de 12V;
- Profundidade de descarga (PD) é a percentagem de energia retirada;
- Profundidade de descarga máxima é o valor de PD limite a partir da qual se danifica a bateria por sulfatação e estratificação do eletrólito. [12]

Ciclos de carga e descarga:

Nos sistemas fotovoltaicos os ciclos de carga/descarga são diários, sendo que cada ciclo diário deve ter uma profundidade de descarga entre 5% e 10%, se a profundidade de descarga for mais severa a bateria tem uma durabilidade menor. [12]

Com o tempo a bateria vai perdendo capacidade de carga, como se pode observar na figura em baixo representada.

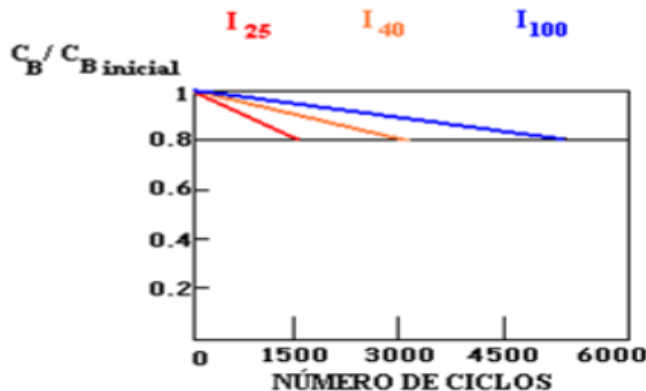


Figura 2.14 - Durabilidade da bateria para diferentes regimes de descarga, referência [12].

2.3 - Manutenção

No âmbito da manutenção destes sistemas existe, normalmente, um serviço de manutenção anual, que contempla as seguintes atividades:

- Verificação das proteções elétricas;
- Verificação do estado do inversor, onde se verifica a existência de sujidades, como poeiras, flores ou outros detritos, que possam levar a uma perda de potência e a refrigeração insuficiente;
- Limpeza do ventilador, procede-se à verificação do seu funcionamento verificação do seu funcionamento, limpeza e efetua-se a montagem inversa após se ter efetuado a limpeza.

- Limpeza das Alhetas de Ventilação do Inversor. Na manutenção do inversor será verificada as alhetas de ventilação. O inversor possui em ambos os lados alhetas de ventilação. O inversor aspira o ar pelo ventilador na parte inferior e deixa escapá-lo pelo lado esquerdo. Por este motivo, é necessário efetuar a limpeza da alheta esquerda para que haja a dissipação de calor ótima do aparelho.
- Verificação do Estado dos Módulos e das Respetivas Ligações, é conveniente efetuar a limpeza da parte frontal dos módulos para garantir que a produção de energia não seja afetada. A remoção na sujidade poderá ser efetuada com a passagem de um pano de microfibras e etanol sobre o vidro dos painéis fotovoltaicos. Procede-se, assim à verificação das ligações elétricas para ter a certeza que estão bem ajustadas e que não apresentam sinais de oxidação.
- Verificação do estado dos cabos, uniões e terminais, quando existe uma ligação que não está bem-feita, pode produzir um arco elétrico, que pode fazer com haja um aumento de temperatura e causar um colapso no dispositivo. De forma a evitar um problema sério no dispositivo no futuro, é essencial fazer-se um teste para verificar se existem tensões mecânicas.
- Verificação de Baterias, tem de se observar periodicamente o nível de água em cada um dos compartimentos. Caso o nível da água esteja baixo, deve-se colocar água desmineralizada de forma a estabilizar o nível da água. Deve-se proceder à inspeção dos terminais a fim de verificar se os mesmos aprestam sinais de corrosão e estão bem ajustados. Por fim, deve-se verificar se existe sulfatação, pois isto significa a presença de gás na bateria e, portanto, uma falha no sistema de regulação. [20]

A manutenção realizada pelos técnicos consiste na verificação dos painéis fotovoltaicos, inversores, baterias e cabos, para que se possa garantir aos proprietários destes sistemas o máximo de eficiência possível para que no futuro se possam evitar graves avarias que podem provocar baixas na produção de energia elétrica e perdas de eficiência.

2.4 - Auditorias

2.4.1 -Conceito PDCA

O ciclo de PDCA trata-se de uma ferramenta de gestão muito conhecida na administração geral. Visa controlar e melhorar os processos e produtos de uma forma contínua, visto que atua como um processo que não possui intervalos, nem interrupções. Uma das finalidades deste ciclo é a celeridade e o aperfeiçoamento dos processos de uma empresa, identificando as causas dos problemas e implementação de soluções para a mesma.

- Planeamento (“Plan”) - Esta é a primeira etapa do ciclo. Deve-se estabelecer um plano com base nas diretrizes da empresa, estabelecendo também os objetivos, caminhos e os métodos a serem seguidos. Depois é feita a identificação e correção dos problemas encontrados através de uma ação corretiva eficiente. Nesta parte, constam os itens descritos do problema, as questões que se pretendem resolver, e um desenvolvimento de um plano de ação.
- Executar(“Do”) - Nesta etapa coloca-se o planeamento em prática, isto é , executa-se o plano de ação previamente elaborado na etapa de planeamento do ciclo de PDCA, de modo rigoroso de acordo ao que está pré-estabelecido. No caso de haver mudanças no processo e nas observações, devem ser coletados também os dados para a verificação do processo na próxima etapa do ciclo;
- Verificação (“Check”) - Nesta etapa deve-se avaliar o que foi feito na etapa de execução, fazendo comparações e identificando as diferenças entre o planeado e o que foi realizado. Deve-se verificar o que foi apreendido durante a execução do plano, comparando os resultados com as previsões que foram feitas na etapa de planeamento. Assim, consegue-se observar se foram alcançados os objetivos.
- Ação(“Act”) - É a realização das ações corretivas, que visam a correção de falhas encontradas durante o processo. Após a correção ser realizada deve-se repetir o ciclo. É nesta etapa que o ciclo reinicia dando continuidade ao processo de melhoria continua. É através da análise crítica do ciclo PDCA que se estabelece um plano de ação definitivo para a implementação das atividades a serem executadas após os estudos do ciclo. [14]

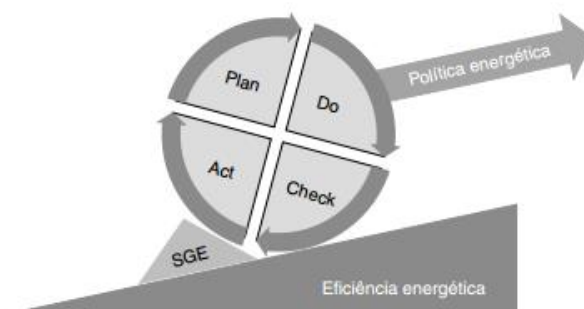


Figura 2.15 - Metodologia PDCA, referência [14].

As mudanças implementadas pelo ciclo PDCA possuem dois tipos a serem considerados, que são: as mudanças reversíveis e as mudanças irreversíveis. As alterações reversíveis são mudanças que podemos retornar ao estado inicial, ou seja, ao estado de origem, mesmo tendo ocorrido, podem ser revertidas sem deixar nenhum vestígio no sistema ou processo. Já as mudanças irreversíveis, são alterações que uma vez implementadas nunca mais poderão ser desfeitas.

2.4.2 -Auditorias Energéticas

A realização de auditorias energéticas procura caracterizar condições de utilização de energia, com o objetivo de determinar possíveis oportunidades de racionalização de consumos e, tendo por trás preocupações de carácter económico. Para cumprir tal objetivo, as auditorias energéticas devem permitir a identificação e quantificação dos usos da fonte de energia. É a caracterização detalhada dos consumos que torna possível a identificação de eventuais ações ou medidas a implementar para uma utilização mais eficiente e racional da energia, tendo em vista a redução dos encargos. Esta identificação e quantificação aplica-se tanto à energia que entra/sai como à gerada/distribuída/consumida no interior da instalação e ainda possíveis reutilizações de energia que existam na instalação.

Uma auditoria deve ainda disponibilizar dados necessários para se avaliar medidas técnico-económicas de optimização dos consumos, sendo, portanto, uma ferramenta essencial à identificação de oportunidade de racionalização de consumos na instalação. Deve também disponibilizar toda a informação necessária para a formulação de eventuais planos de racionalização e para o estabelecimento de prioridades na sua execução através de uma avaliação técnico-económica. Esta análise económica dos efeitos esperados da adoção de cada uma das medidas de racionalização é por sua vez indispensável para determinar os cenários de aplicação mais atrativos e, portanto, decidir quais as medidas a implementar e quando.

Assim, de uma forma sistemática pode-se então definir os objetivos principais das auditorias:

- Caracterizar a estrutura do consumo de energia;
- Quantificar os consumos energéticos;
- Propor um plano de racionalização para as ações e investimentos a empreender;
- Avaliar o desempenho dos sistemas de geração, transformação e utilização de energia;

- Propor a substituição de equipamentos do processo por outros mais eficientes. [21]

Mais detalhadamente, o processo de auditoria tem mais hipóteses de sucesso, quando existe:

1) Recolha de dados documentais e análise dos elementos obtidos (Planear):

Esta fase permite, essencialmente, com base nas faturas, fazer uma caracterização global do desempenho energético ao longo do tempo. Assim é possível determinar as variações periódicas de utilização, encargos anuais e valores extremos das taxas de consumo e respetiva localização no tempo. A caracterização dos consumos poderá ser efetuada recorrendo a:

- Análise de historial de consumo;
- Identificação, quantificação e análise de consumos, rendimentos e condições de funcionamento dos equipamentos maiores consumidores, através do estudo de balanços energéticos; diagramas de cargas; rendimentos; ciclos de funcionamento e diagramas de sankey.

2) Visita às instalações:

Esta fase consiste num exame detalhado das condições de utilização e funcionamento dos equipamentos dos sistemas fotovoltaicos. Podem ser recolhidos os seguintes dados para cada equipamento:

- Descrição do equipamento;
- Potência nominal;
- Regime de carga médio;
- Número médio de horas de utilização.

Com estes dados é possível obter os regimes de funcionamento e os consumos de cargas analisadas. Durante a visita às instalações devem também surgir preocupações quanto à identificação de consumos desnecessários, perdas por usos negligentes, más utilizações de equipamentos e manutenção deficiente.

3) Análise dos dados recolhidos:

Tratamento de todos os dados obtidos, resultando numa caracterização detalhada do comportamento da instalação.

4) Elaboração do relatório de Auditoria:

A auditoria energética às condições de utilização da energia numa instalação consumidora ficará concluída, com a elaboração do respetivo relatório.

Este documento deverá apresentar, ao gestor da empresa, e ao gestor de energia, toda a informação recolhida e tratada de uma forma organizada e coerente.

Na elaboração deste relatório deve-se ter em conta que a auditoria energética constitui um instrumento fundamental para a melhoria da gestão energia do sistema a ser auditado. [21]

Capítulo 3

Procedimentos de Auditoria em Sistemas Fotovoltaicos

Neste capítulo irá ser abordado procedimentos de auditoria a três níveis diferentes, sendo elas auditoria fase de projeto, auditoria em fase de entrega da obra e auditoria com a central em funcionamento.

Na auditoria ao nível do projeto, vai ser feito um levantamento de informação sobre o que contém um projeto de sistemas fotovoltaicos, sendo que em seguida se vai fazer uma verificação para melhorar a rentabilidade do projeto.

Na auditoria em fase de entrega da obra irá ser feita uma verificação geral essencialmente dos componentes do sistema, esta é assim uma fase de inspeção da obra. Nesta fase, a tarefa mais importante é a identificação de problemas injustificados que resultem em desperdícios ou mudanças excessivas no projeto, o que pode levar a um aumento de custos ou dificuldade no seu controle.

A auditoria com a central em funcionamento para além de tudo o que já foi feito nas auditorias anteriores é feita uma análise de histórico de dados e verificação e manutenção de toda a instalação.

3.1 - Auditorias em Sistemas Fotovoltaicos

Uma auditoria energética não é uma ciência que possa ser extrapolada a todas as instalações CIE (consumidor intensivo de energia), como tal cada caso é tratado como único, e o(s) auditor(es) envolvido(s) têm sempre em linha de conta a melhoria da racionalização dos consumos energéticos. Assim, o ponto de partida para a realização de uma auditoria não deixa de ser mais do que um diagnóstico geral, das despesas energéticas de uma dada instalação. Posto isto deve(m) ser o(s) auditor(es) a adotar uma postura crítica sobre as despesas energéticas durante a sua elaboração. Apontando falhas gerais do processo fabril, ou na eficiência específica de equipamentos, cujo comportamento seja inaceitável para a sua produção ou data da auditoria.

Posto isto, é feito o tratamento de dados, podem ser retiradas conclusões sobre o desempenho energético, tal como o seu consumo e a sua intensidade. Todos estes parâmetros são discriminados pelo(s) auditor(es), para poder fundamentar um relatório de medidas no PRE

(Plano de Racionalização de Consumo de Energia), no sentido de propor metas que vão ao encontro dos interesses do operador da instalação, reduzindo assim as suas despesas energéticas, utilizando como arma o aumento da eficiência energética global e específica.

O objetivo da auditoria a sistemas fotovoltaicos passa por:

- Avaliar as condições de funcionamento das instalações;
- Avaliar a eficiência elétrica da central;
- Avaliar a eficiência global da central;
- Avaliar aspetos práticos do cumprimento da legislação designadamente os procedimento de contabilização energética da central.

Para a realização de uma auditoria, nomeadamente em sistemas fotovoltaicos é necessário:

- Descrição do local e edifícios onde instalar;
- Descrição sumária da composição do Sistema fotovoltaico;
- Documentos e informação disponibilizada;
- Documentação a incluir nas propostas;
- Exclusões e pressupostos;
- Prazo de execução dos trabalhos;
- Coordenação dos trabalhos e descrição das equipas e empresas intervenientes;
- Execução de alterações e trabalhos suplementares;
- Controlo e fiscalização dos trabalhos;
- Responsabilidades e garantias sobre equipamentos e instalações fotovoltaicas;
- Garantias de desempenho da instalação fotovoltaica;
- Procedimento de verificações técnicas dos equipamentos e instalação fotovoltaica;
- Procedimento de receção provisória e definitiva da instalação fotovoltaica;
- Condições jurídicas e administrativas gerais.

A nível técnico, é fundamental:

- Descrição das instalações Elétricas novas e intervenções na existente;
- Painéis fotovoltaicos;
- Cabos;
- Caixas combinadoras e ligações;
- Inversores;
- Sistema de fixação e montagem dos painéis na cobertura;
- Sistema de contagem de Energia Elétrica;
- Rede de caminho de cabos e cabos;
- Ligação ao Posto de Transformação;
- Critérios de Análise;
- Preço Base;
- Reserva à não adjudicação;

- Índice de peças desenhadas, diversas a especificar;
- Estimativas de produção e estimativa de poupança;
- Sistema de monitorização;
- Descrição de modelos alternativos de financiamento;
- Análise de viabilidade económica.

3.2 - Auditorias em Sistemas Fotovoltaicos em fase de projeto

A função de uma auditoria do projeto é determinar o *status* atual de um projeto. As auditorias ocorrem normalmente durante o ciclo de vida de um projeto, e seu resultado pode ser usado para influenciar a tomada de decisão do projeto. O objetivo da auditoria do projeto é garantir que o projeto proporcione os resultados desejados, produzindo os produtos corretos com as restrições de qualidade, custo e tempo combinados. A auditoria deverá abranger a totalidade do projeto, incluindo as coisas que deveriam ter sido feitas, mas ainda não estão concluídas. A auditoria deve comparar o estado atual com o estado planejado no ponto de medição. Quaisquer desvios potenciais devem ser revistos e medidas adequadas, planeadas.

Para se auditar sistemas fotovoltaicos é necessário perceber quais os parâmetros a auditar que estão presentes num projeto, sendo eles:

- Avaliação do recurso;
- Caracterização do local;
- Opções de Dimensionamento;
- Elementos do projeto;
- Componentes Elétricos;
- Análise económica do sistema.

A fim de garantir um projeto económico e funcional deve-se ter em conta a avaliação do processo de escolha das várias combinações possíveis para atender da melhor forma as solicitações de carga, caso este sistema seja autónomo. Conhecimento dos detalhes de funcionamento dos componentes é extremamente importante para que o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos seja feito de forma correta e cuidadosa, proporcionando um sistema eficiente, durável, sem causar qualquer tipo de risco aos seus utilizadores. Para um bom dimensionamento é importante conhecer o valor da radiação solar existente na localidade de implantação do projeto, assim como a temperatura ambiente, pois a energia gerada é dependente das mesmas.

Para que o dimensionamento de um sistema fotovoltaico seja mais preciso é necessário não só avaliar o índice de radiação solar, mas também levar em consideração a temperatura do local, o que ainda não tem sido analisado na maioria dos projetos. Deve-se ser criterioso na especificação dos equipamentos para garantir um projeto económico e funcional. O desenvolvimento matemático e critérios de avaliação desenvolvidos irão auxiliar na verificação da viabilidade de se implantar num determinado local um sistema fotovoltaico, baseando no índice de radiação e da temperatura local, cujos dados podem ser recolhidos por aparelhos de medição ou obtidos em mapas de insolação, obtendo-se assim características do desempenho

das placas, assim como efetuar cálculos para dimensionar os equipamentos a serem utilizados, baseados no tipo de configuração e da carga solicitada pelo consumidor.

3.2.1 -Avaliação do recurso

3.2.1.1 - Produção de energia

A ferramenta computacional PVsyst é a mais usada para dimensionamento e estimativa de produção de energia para sistema fotovoltaicos, principalmente ligados à rede.

Este *software* é considerado um dos melhores *softwares* do Mundo para o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos.

Para se verificar que a produção estimada é feita corretamente deve verificar-se os seguintes passos a realizar no software PVsyst:

- O primeiro passo é introduzir as características do local e do projeto;
- O segundo é verificar se foi feita a seleção do módulo Fotovoltaico;
- O terceiro é averiguar a Seleção do Inversor;
- Por fim, resulta a configuração do sistema.

Após a inserção e combinação dos diversos componentes que constituem um sistema fotovoltaico ligado à rede, será então possível efetuar a simulação do projeto no PVSYST.

Após isto, ainda pode ser simulado, de forma alternativa, sistema de um eixo onde o controlo do ângulo de inclinação permitirá adaptar o sistema fotovoltaico às diferentes épocas do ano, resultando assim num melhor desempenho energético por parte do sistema.

Ainda existe outra alternativa onde o sistema tem um suporte de fixação de dois eixos, que permite não só variar o ângulo de inclinação dos painéis, mas também seguir a trajetória do Sol durante o dia (azimute solar).

Os três tipos de projetos possuem tempos de retorno de montante investido (*payback*) diferentes. O sistema de dois eixos, apesar de possuir um orçamento superior, é o que mais rapidamente efetua o retorno do investimento inicial, uma vez que segue o movimento solar e possui uma produção anual superior aos sistemas fixos ou sistemas de um eixo.

3.2.1.2 - Temperatura

A potência de saída e a vida do módulo são também degradadas pelo aumento da temperatura. [29]. Quando o módulo está instalado num telhado, vai aquecer fortemente, atingindo temperaturas entre 50 e 70 °C, tornando-se necessário, para reduzir este problema, permitir que o ar circule por cima, e se possível também por baixo dos módulos PV [28]. A variação da temperatura faz com que os pontos de operação correspondentes à extração de potência máxima variem.

3.2.2 -Caracterização do local

3.2.2.1 - Espaço Físico

Para se poder planear um sistema fotovoltaico, é fundamental conhecer bem o local da instalação. A visita ao local da instalação permitirá efetuar 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.

Sendo que em cada projeto é necessário indicar:

- Localização GPS;
- Orientação;
- Área a utilizar;
- Tipologia a ser usada.

Deve verificar-se os seguintes requisitos:

- Disponibilidade da área do telhado;
- Fachadas e/ou superfícies disponíveis na envolvente;
- Orientação e inclinação das estruturas disponíveis à colocação do sistema;
- 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 elétrica;
- Acessos, particularmente se for necessário equipamento específico para a instalação do gerador;
- Tipo de módulo, conceção do sistema, método de instalação;
- Produção energética desejada versus potência fotovoltaica a instalar;
- Enquadramento financeiro, tendo em conta as respetivas condições para a atribuição de subsídios.

3.2.2.2 - Sombreamento

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, a análise de sombreamentos pode ser levada a cabo para vários pontos diferentes.

O contorno da sombra para o meio circundante deve ser conter:

- Analisador de sombras (fotográfico ou utilizando uma câmara digital e software);
- Mapa da trajetória solar numa transparência;
- Plano do local e mapa de trajetória solar

Para os registos onde é utilizado um plano do local e um mapa de trajetória solar, é calculada a distância e as dimensões da projeção da sombra pelos objetos. A partir desta informação é calculada o ângulo de azimute e o ângulo de elevação.

Para os sombreamentos causados pelas árvores, é deve ser dado um facto de transmissão:

- Para coníferas $t = 0,30$
- Para árvores de folhas caducas no Inverno: $t = 0,64$ no verão $t = 0,23$

3.2.2.3 - Projeto FV

Os projetos fotovoltaicos são um dos passos fundamentais para o sucesso de uma instalação fotovoltaica, sendo que é ao nível do projeto que se deve avaliar para evitar custos avultados a longo prazo.

Assim ao analisar um projeto FV deve-se ter em conta:

- Devem ser projetadas de modo a minimizar o impacto ambiental, sendo que uma boa integração da planta FV no ambiente envolvente é cada vez mais exigida e valorizada.
- Deve-se fazer um esforço adicional para integrar o sistema FV no ambiente e no ecossistema circundante.



Figura 3.1 - Representação da coexistência entre animais que pastam e instalações FV, referência [15].

3.2.3 - Opções de Dimensionamento

3.2.3.1 - Módulos

Para maximizar a captação de energia ao longo do ano, devem verificar-se duas condições fundamentais: a orientação e a inclinação.

Orientação:

Para uma operação adequada e eficiente, os módulos devem estar orientados em direção à linha do equador. Nas instalações localizadas no hemisfério Sul, a face dos módulos fotovoltaicos deve estar orientada em direção ao Norte. Caso o local da instalação esteja no hemisfério Norte, os módulos fotovoltaicos devem estar orientados com a face voltada para o Sul.

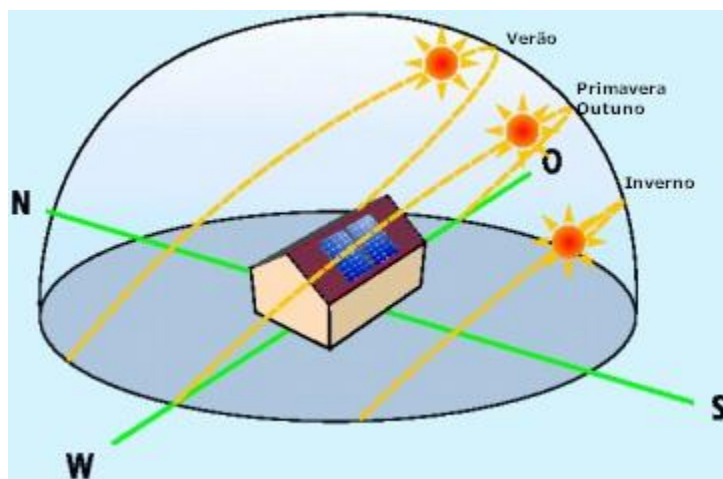


Figura 3.2 - Representação da orientação dos módulos fotovoltaicos para sul com as diferentes estações do ano, referência [23].

Inclinação:

Para a geração máxima de energia ao longo do ano, o ângulo de inclinação deve ser igual à latitude do local onde o sistema irá ser instalado. No entanto, pequenas variações na inclinação não resultam em grandes mudanças na energia gerada anualmente e a inclinação do gerador fotovoltaico pode estar dentro de 10° em torno da latitude do local.

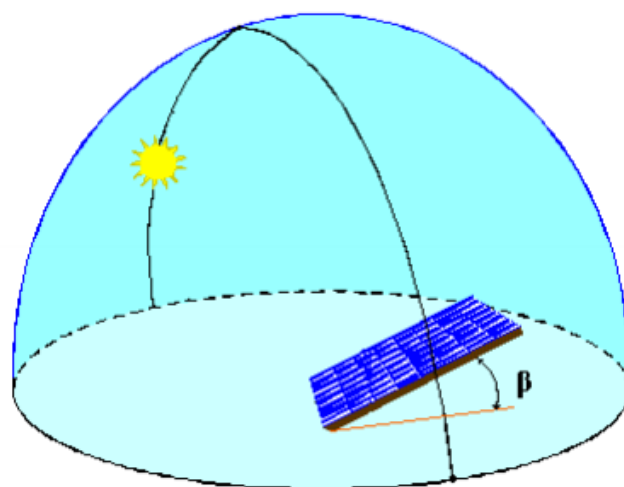


Figura 3.3 - Representação do ângulo de inclinação dos módulos fotovoltaicos, referência [11].

É fundamental saber qual o número de módulos por fileira, assim como o número mínimo de módulos por fileira e o número de fileiras em paralelo, para podermos certificar que existiu um correto dimensionamento do sistema.

Número máximo de módulos por fileira:

O valor da tensão de trabalho do inversor resulta do somatório das tensões individuais dos módulos que estão ligados em série numa fileira. Atendendo a que a tensão do módulo e por conseguinte, a tensão total do gerador fotovoltaico depende da temperatura, as situações operacionais extremas de Inverno, são determinantes para o dimensionamento.

O número máximo de módulos que é possível ligar em série, N_s é obtido através da seguinte equação: [11]

$$N_s < \frac{V_{max}^{INV}}{V_{ca} \text{ (Módulo a } -10^\circ\text{C)}} \quad (3.1)$$

Onde V_{max}^{INV} representa a tensão máxima DC no inversor e V_{ca} representa a tensão em circuito aberto do módulo à temperatura de -10°C . Por vezes o último valor não vem diretamente especificado nas tabelas técnicas dos fabricantes dos módulos, sendo antes fornecido o coeficiente $(V \text{ dT} / dV_{ca}) = \Delta V$, expresso em $(\% / ^\circ\text{C})$ ou então em $(\text{mV} / ^\circ\text{C})$. [18]

Número mínimo de módulos por fileira:

O número mínimo de módulos ligados em série é determinado para a situação correspondente a um valor de temperatura máxima de 70°C . Apesar de os módulos poderem atingir temperaturas superiores a esta no Verão, este valor é estimado no pressuposto de que o sistema fotovoltaico se encontre equipado com um sistema de ventilação. O aumento de temperatura provoca uma descida de tensão. Nestas condições, pretende-se garantir que a tensão instalada nos módulos não seja inferior à tensão mínima do inversor, V_{min}^{INV} .

Desta forma, o número mínimo módulos ligados em série, N_s é calculado de acordo com a seguinte expressão: [11]

$$N_s > \frac{V_{min}^{INV}}{V_{max} \text{ (Módulo a } 70^\circ\text{C)}} , \quad (3.2)$$

onde V_{max} representa a tensão máxima do módulo em condições de temperatura standard ($T = 25^\circ\text{C}$) e $V_{max} \text{ (Módulo } -10^\circ\text{C)}$ representa a tensão máxima do módulo à temperatura de 70°C . [11]

3.2.3.2 - Sombreamento entre painéis Fotovoltaicos

Existe também uma distancia entre painéis para evitar o sombreamento, sendo que para esse calculo deve-se considerar a seguinte formula: [12]

$$d = \frac{b \cdot \sin(180^\circ - \beta - \gamma)}{\sin(\gamma)}, \quad (3.3)$$

onde:

d - Distancia entre fileiras;

b - Largura do painel;

β - inclinação do painel;

γ - valor mínimo da altura solar tolerável para o sombreamento.

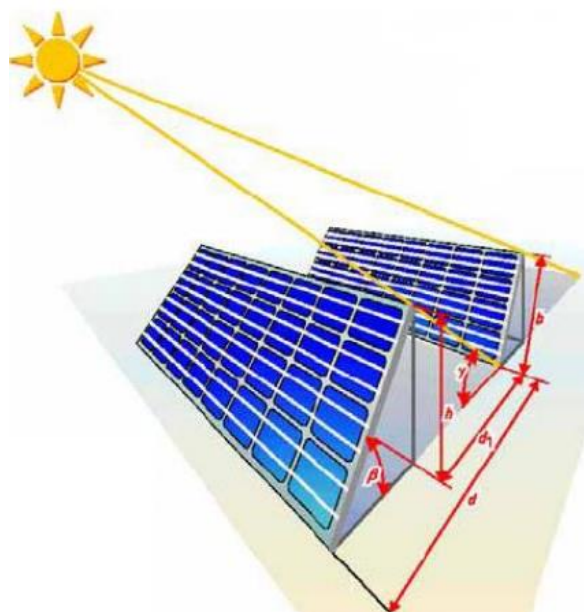


Figura 3.4 - Representação de dois painéis ilustrativos para o sombreamento, referência [12].

3.2.3.3 - Inversores

Normalmente é utilizado a tensão de 230 V (ou 230/400 V), que corresponde à tensão nominal das redes elétricas de distribuição do espaço Europeu. É importante realçar que apesar de existirem no mercado equipamentos domésticos que são fabricados de modo a funcionarem à tensão de 12 V ou 24, a sua utilização pelos consumidores é muito reduzida já que, o seu preço é na maioria dos casos relativamente elevado.

Contudo, deve-se verificar o rendimento do inversor, através da seguinte formula:

$$\text{Rendimento} = \frac{\text{potencia de saída AC}}{\text{potencia de entrada DC}}, \quad (3.4)$$

3.2.3.4 - Cablagem

A cablagem é formada por elementos condutores que transmitem eletrões através dela. Através do dito movimento, irão ocorrer perdas que geram calor nos cabos e que traduzem em quedas de tensão dos mesmos. A queda de tensão dependerá da resistência do condutor e da intensidade que o percorre. A fórmula de cálculo para essa queda de tensão tem de ser calculada pela seguinte fórmula: [16]

$$\Delta V = R_c \cdot I, \quad (3.5)$$

em que:

ΔV - queda de tensão num condutor;

R_c - resistência do condutor do cabo;

I - Intensidade da corrente que percorre o cabo.

A resistência do condutor deverá ser calculada conhecendo a resistividade do material, a seção e o comprimento do mesmo, através da formula:

$$R_c = \rho \cdot \frac{L}{S} \quad (3.6)$$

No dimensionamento dos cabos devem ser observados três critérios essenciais: o comprimento dos limites fixados pela tensão nominal e pela intensidade da corrente máxima admissível do cabo, e a minimização das perdas da linha.

Em corrente contínua, as cablagens devem ser dimensionadas devido aos seguintes fatores:

- Esforços eletrodinâmicos (correntes paralelas de sentido inverso);
- Aquecimento por efeito de joule.

A cablagem DC deve ser levada a cabo com extremo cuidado. A fraca qualidade dos contactos eléctricos pode levar ao aparecimento de arcos e, consequentemente, ao aumento de risco de incêndio.

Calculo da seção de cablagem das fileiras pelo método da queda de tensão:

A fórmula que se deve usar para o dimensionamento da cablagem dos módulos até ao inversor, é a seguinte: [16]

$$S_{\text{fileira}}(\text{mm}^2) = \frac{2 \cdot L_{\text{fileira}} \cdot I_{\text{fileira}}}{1\% V_{\text{MPP}} \cdot \sigma}, \quad (3.7)$$

em que:

S_{fileira} - seção do cabo de fileira DC em mm^2 ;

L_{fileira} - Comprimento da cablagem de fileira, em metros;

I_{fileira} - corrente nominal proveniente da fileira, em ampere;

σ - Condutividade do condutor;

V_{MPP} - Valor da tensão proveniente da fileira.

O valor calculado para a seção transversal, dos cabos de fileira em DC, é arredondado para o maior valor aproximado das seções transversais *standard* disponíveis no mercado.

Os cabos de fileira deveram ter de suportar 1.25 vezes a corrente de curto-circuito do gerador FV, e incluir as devidas proteções contra falhas de terra e curto-circuitos. Tal é indicado na norma IEC 60364-7-712.

É recomendável comparar a tensão nominal do cabo com a tensão de circuito aberto a - 10°C quando perante um sistema fotovoltaico com fileiras longas. [16]

Na parte superior dos painéis, os cabos utilizados deverão ser flexíveis, bem como ter resistência á radiação UV e a temperaturas elevadas.

No entanto, e mesmo recorrendo a condutores de 6 mm^2 de secção nominal, nos sistemas de tensão DC inferior a 120V a queda máxima nos condutores poderá mostrar-se superior a 1%, sendo este fenómeno agravado na presença de uma grande distância entre o inversor e o gerador FV. Assim, nestes sistemas admite-se uma queda de tensão de 1% na fileira e uma queda adicional de 1% no cabo principal. [16]

Depois de escolhida a secção, as perdas totais nos cabos dos sistemas fotovoltaicos podem ser obtidas através da seguinte fórmula, onde N representa o número de fileiras do gerador: [16]

$$Perdas(W) = \frac{2.N.L_{fileira}.I_{fileira}}{S_{fileira}.\sigma} \quad (3.8)$$

Cálculo da secção de cablagem do cabo principal em DC:

Na norma europeia IEC 60364-7-712 é indicado que o cabo principal DC devera suportar até 1.25 vezes a corrente de curto-circuito. A secção do cabo é determinada em função da sua corrente máxima admissível, obedecendo a regra:

$$I_{max} \leq I_z \quad (3.9)$$

Para o dimensionamento do cabo principal, assumindo um fator de perdas na linha de 1%, utiliza-se a fórmula seguinte, que nos dá o valor da secção transversal do cabo. [16]

$$SDC(mm^2) = \frac{2.L_{DC}.I_n^2}{(FP \cdot P_{gerador} - Perdas).\sigma} \quad (3.10)$$

em que:

S_{DC} - secção do cabo principal do gerador FV, em mm^2 ;

L_{DC} - Comprimento do cabo principal, em metros;

I_n^2 - Corrente nominal admissível no cabo principal DC, em ampere;

σ - Condutividade do condutor;

Perdas - valor das perdas do cabo principal;

$P_{gerador}$ - valor da potencia do gerador FV;

FP - fator de perdas na linha.

O valor calculado para a secção transversal do cabo principal é arredondado para o maior valor aproximado das secções transversais *standart* existentes no mercado. [16]

As perdas no cabo serão determinadas pela formula:

$$Perdas(W) = \frac{2.L_{DC}.I_n^2}{S_{DC}.\sigma} \quad (3.11)$$

É recomendável que se utilizem cabos isoladores monopolares para os condutores positivos e negativos, de forma a obter uma proteção de terra e de curto-circuito eficaz.

Cálculo da secção de cablagem do cabo de ligação em AC:

O cabo que liga o inversor à rede recetora deve ser dimensionado assumindo uma queda de tensão máxima admissível na linha de 3% relativamente à tensão da rede.

Utiliza-se a seguinte fórmula para determinar a secção transversal do cabo AC de ligação do inversor à rede elétrica: [1]

$$SAC(mm^2) = \frac{2.L_{nAC}.\cos \vartheta}{3\%.U_N.\sigma} \quad (3.12)$$

em que:

S_{AC} - Seção do cabo de ligação do ramal, em mm²;

L_{AC} - Comprimento do cabo do ramal, em metros;

I_{nAC} - Corrente nominal AC do inversor, em ampere;

σ - condutividade do condutor;

U_N - valor da tensão nominal da rede, em volts;

$\cos \varnothing$ - fator de potencia, normalmente entre 0.8 e 1.

As perdas devem-se determinar da seguinte fórmula: [16]

$$Perdas AC(W) = \frac{2.N.L_{AC}.I_{nAC}^2.\cos \varnothing}{S_{AC}.\sigma}. \quad (3.13)$$

3.2.4 -Componentes Elétricos

3.2.4.1- Módulos

Para a escolha de módulos deve-se sempre ter em conta a relação entre eficiência e preço. Existem dezenas de modelos de painéis fotovoltaicos no mercado e distintas soluções que se adequam à necessidade de cada instalação.

Sendo que é sempre muito importante analisar todas as características de um painel, para melhor escolha.

Características a analisar de cada painel:

- Nome do fabricante;
- Número de série;
- Modelo do painel;
- Tipo;
- Potencia Máxima (P_{max});
- Eficiência;
- Tensão de máxima potência (V_{mpp});
- Corrente de máxima potência (I_{mpp});
- Tensão de circuito aberto (VOC);
- Corrente de curto-circuito (I_{sc});
- Comprimento;
- Largura;
- Área do módulo;
- Área da célula;
- Peso;
- Número de células;
- Número de células por *string*.

Para se comprovar a durabilidade dos módulos fotovoltaicos, existem assim, normas específicas para determinadas falhas, sendo elas:

- IEC 61730 - *Photovoltaic (PV) module safety qualification* - Avaliação de segurança dos módulos fotovoltaicos para o risco de choque elétrico, perigo de incêndio, mecânica e segurança estrutural.
- IEC 61701 - *Salt mist corrosion testing of photovoltaic (PV) modules* - Exposição a neblina salina. É um método de ensaio normalizado utilizado para verificar a resistência à corrosão.
- IEC 61345 - *UV test for photovoltaic (PV) modules* - Teste com radiação UV, utilizado para testar a resistência do revestimento. Determina a capacidade que um módulo fotovoltaico tem de suportar exposição a ultra- violeta (UV) de 280 nm a 400 nm.

Uma vez que o fabricante apresenta além da certificação mínima, as certificações adicionais, o módulo apresenta a confiabilidade necessária para o projeto.



Figura 3.5 - Representação de módulos Fotovoltaicos orientados segundo o sol, referência [15].

3.2.4.2 - Inversor

O inversor deve ser projetado para dissipar o mínimo de potência, evitando perdas e deve produzir uma tensão com baixo teor de harmônicos e em sincronismo com a rede elétrica a ser conectado e na mesma frequência.

Os Inversores *Grid-Connected* fabricados atualmente podem possuir as seguintes funções:

- Conversão CC - CA;
- Ajuste do ponto operacional do Inversor ao MPPT do Gerador Fotovoltaico;
- Registro de Dados Operacionais;
- Desconexão automática ou Manual da Rede;
- Dispositivos de Proteção CA e CC;
- Proteção contra Sobrecargas;
- Proteção contra Sobreensões;
- Proteção contra Troca de Polaridade;
- Anti - Ilhamento;
- Proteção contra excessiva Elevação de Temperatura.

Características a analisar dos inversores:

- Tipo de inversor;
- Fabricante;
- Dimensão;
- Peso;
- Tensão nominal;
- Potência nominal;
- Capacidade de sobrecarga;
- Forma de onda;
- Eficiência.

É necessário existir as seguintes verificações: [12]

- Potencia do inversor deve estar compreendida entre $0.7 \cdot P_{FV} < P_{INV} < 1.2 \cdot P_{FV}$, é de notar que quando a potencia do inversor é superior à dos painéis é dado como um desperdício, e quando a potencia é inferior cerca de 30% tem de ser justificável;
- Tensão de entrada do inversor deve ser superior à tensão de circuito aberto do arranjo fotovoltaico;
- Deve-se adotar como faixa mínima de potência 90% do valor de potência de pico;
- Temperatura de Operação.

Este equipamento não exige assim grande manutenção, no entanto é aconselhável que haja uma manutenção anual, onde se verifique a existência de sujidades que possam levar a uma perda de potência e a uma refrigeração insuficiente.



Figura 3.6 - Representação de dois inversores fixo numa parede, referência [15].

3.2.4.3 - Cablagem

Numa instalação elétrica de um sistema fotovoltaico, devem-se apenas usar cabos que cumpram os requisitos para este tipo de aplicação, uma vez que em corrente contínua, as cablagens estão sujeitas à ação de forças de natureza eletromagnética (correntes paralelas de sentido inverso) e também ao aquecimento por efeito de Joule.

Existem 3 cabos distintos num sistema fotovoltaico, sendo eles: cabos de fileira; cabo principal DC e cabo do ramal AC.

- **Cabos de fileira** - estabelecem a ligação elétrica entre os módulos individuais do gerador FV e a caixa de junção do gerador. Estes cabos são normalmente aplicados no exterior. A fim de garantir proteção contra a eventual ocorrência de falhas de terra, bem como a curto-circuitos, os condutores de polaridade positiva e negativa devem ser independentes e não devem ser agrupados lado a lado num só cabo. [11]

- **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 ultravioletas. De igual modo, por razões associadas à proteção contra falhas de terra e de curto-circuitos, recomenda-se também que os condutores de polaridade positiva e negativa devem ser independentes e não devem ser agrupados lado a lado no mesmo cabo. Por razões que decorrem da prevenção da eventual ocorrência de falhas, ou para a execução de trabalhos de manutenção e de reparação, será necessário isolar o inversor do gerador fotovoltaico. Para tal, utiliza-se um interruptor principal DC, já que de acordo com a norma **IEC 60364-7-712**, é estipulada a necessidade de se instalar de um aparelho de corte da ligação acessível entre o gerador fotovoltaico e o inversor. [11]

- **Cabo do ramal AC** - é o cabo de ligação de corrente alternada que liga o inversor à rede recetora, através de um equipamento de proteção. [11]

No processo de dimensionamento da secção dos cabos DC, deve também ter-se em consideração a necessidade de se reduzir quanto possível as perdas resistivas. A norma Alemã **VDE 0100 Parte 712 (1998)**, sugere que a queda da tensão máxima admissível, e no circuito condutor não deve ser superior a 3% da tensão de trabalho V_{INV} do sistema. Este critério limita a 3% as perdas de potência através dos cabos DC do sistema fotovoltaico. Para o cálculo do cabo de alimentação AC, assume-se uma queda de tensão de 1.5%. [11]

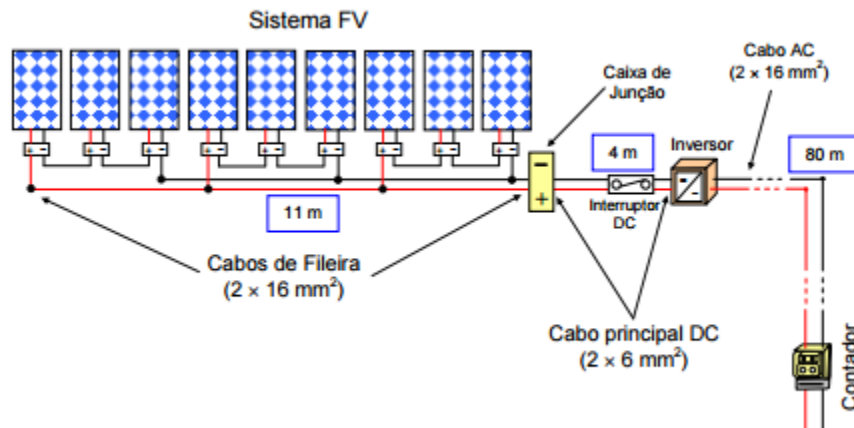


Figura 3.7 - Representação esquemática de um exemplo de uma instalação fotovoltaica, referência [11].

A tipo de cabo depende do tipo de sistema, que por sua vez depende das exigências do consumidor final. A escolha do cabo envolve basicamente três fases:

- Definir, entre as alternativas possíveis, aquelas que a princípio se apresentam como as mais indicadas.
- Dimensionamento do cabo referente a cada alternativa escolhida.
- Análise dos resultados, para a definição final da melhor alternativa entre as consideradas.

De seguida é apresentado uma figura que ilustra todos os passos a ser dados para a escolha correta de cabos para determinado sistema.

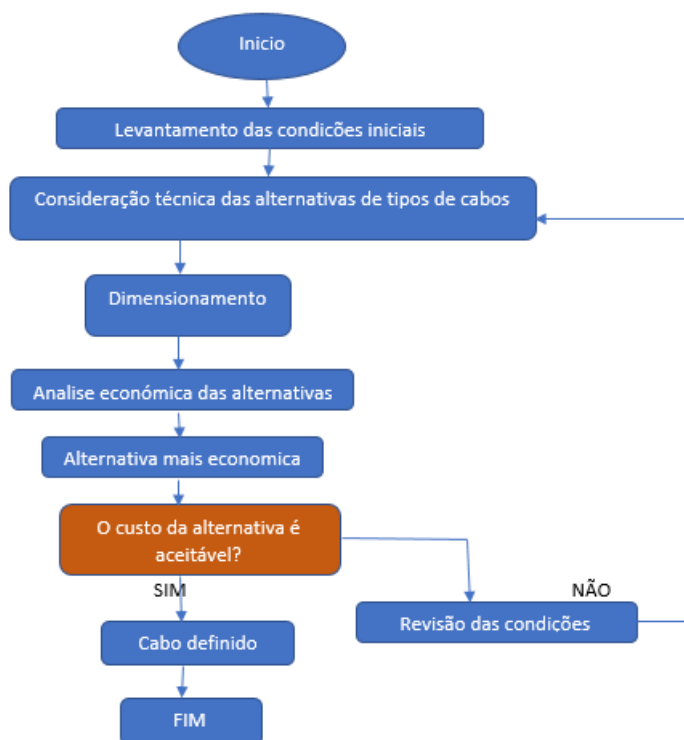


Figura 3.8 - Representa em forma de esquema as etapas a seguir para a escolha correta do cabo a utilizar no sistema.

Parâmetros elétricos que se devem ter em consideração para o dimensionamento da cablagem:

- Comprimento do cabo (Condutor positivo mais negativo);
- Secção transversal do cabo;
- Condutividade elétrica;
- Tensão de trabalho DC;
- Corrente de trabalho DC;
- Queda de tensão;
- Potência.

Nestes projetos de instalações FV, a cablagem DC é utilizada na ligação dos módulos FV ao inversor.

Sempre que houver possibilidade de opção, os cabos de policloreto de vinilo (PVC) não deverão ser utilizados no exterior. O material halogeneizado PVC é frequentemente utilizado nas instalações elétricas. Tendo em consideração os impactos no ambiente, deverão ser escolhidos produtos isentos de halogéneo.

Por razões associadas à proteção contra falhas de terra e curto-circuitos, recomenda-se o uso de cabos monocondutores isolados para as linhas positivas e negativas. Se forem usados cabos multicondutores, o condutor de proteção não deverá estar sujeito a qualquer tensão.

Características das cablagens DC: [17]

- Tensão nominal, U_n ;
 - Normalmente entre 300 a 1000V;
 - Previstas para a temperatura de -10°C ;
- Corrente admissível, I_z ;
 - De acordo com a IEC 60364-7-712, deverá ser: $I_z \geq 1.25 \cdot I_{cc}$ e protegida contra falhas à terra e curto-circuitos;
- Condições ambientais;
 - Suportar temperaturas superiores a 70°C ;
 - Resistir aos raios ultra-violeta se instalados no exterior;
- Quedas de tensão;
 - Queda de tensão máxima de 1% para os sistemas ligados a rede;
 - Quando as distancias são muito grandes e quando as tensões são baixas, assume-se uma queda de tensão próxima dos 3%. [16]

As quedas de tensão em DC ($\Delta U\%$), permitidas para as instalações FV, são as seguintes:

- Quedas de tensão entre o gerador FV e o regulador/inversor -3 ou 1% para sistemas ligados à rede;
- Quedas de tensão entre o regulador e inversor -1%. [16]

3.2.5 -Análise Económica do sistema

3.2.6.1 - Rendimento Energético da instalação

O rendimento energético da instalação é a eficiência da instalação em condições normais de trabalho, onde é levado em consideração aspetos como:

- Variação da eficiência com a temperatura;
- Perdas na cablagem;
- Perdas por poeiras e sujidade nos módulos;
- Perdas por erros no seguimento do ponto de potência máxima;
- Eficiência energética do inversor.

Perdas por efeito do pó e sujidade nos módulos:

Este é um valor muito variável, pois depende da localização da instalação, ou seja, uma instalação próxima de uma via asfaltada encontrar-se-á mais afetada pela poeira do que outra instalação situada numa zona urbanizada, o mesmo espera-se da poluição nas cidades. Este

coeficiente varia entre 1% para instalações pouco afetadas por poeiras e sujidades, até 8% para as situações de maior influencia.

Para efeito de cálculo, normalmente, será considerado o valor de 4 % que facilmente se apropria para uma situação moderada de poeiras e sujidades.

Perdas por reflectância angular e espectral:

O acabamento superficial da célula FV tem influência sobre este coeficiente, apresentam menores perdas as células com capas anti reflexivas em relação as células texturizadas, a latitude também influi sobre este fator. Assume valores entre 2% a 6%.

Fator de sombras:

O fator de sombras varia entre 1% (valor mínimo por defeito) a 10 % que é o valor máximo a partir da qual as sombras têm uma repercussão negativa no correto funcionamento da instalação. Como as coberturas não apresentam objetos obstrutivos, nem edifícios na proximidade que pudessem causar algum sombreamento, o fator de sombra será unicamente dependente das condições climáticas (neblina) será considerado um fator de 1%.

Perdas totais no gerador:

O somatório de perdas no gerador FV é a soma dos coeficientes de perdas por efeito de poeira e sujidade, perdas por reflectância angular e espectral e por sombreamentos.

Perdas de disponibilidade:

As perdas por disponibilidade da instalação, é a ausência parcial ou total da rede, é devida a falhas na mesma, que podem ser causadas por avarias, manutenções, etc. Um valor adequado para as perdas por disponibilidade é o valor de 5 %.

Perdas por rendimento no inversor:

Deve ser considerado o rendimento segundo a norma europeia dada pelo fabricante (98,4%) e não a potência máxima também dada pelo fabricante (98,6%).

3.2.6.2- Orçamentos dos Sistemas

Para o orçamento são levados em consideração os equipamentos com maior relevância orçamental neste tipo de projeto.

3.2.6.3- Estudo de viabilidade

O capital investido deve ser entendido como o montante monetário que é necessário aplicar para implementar o investimento e garantir as adequadas condições de funcionamento das atividades operacionais que lhe estão associadas.

Será feita uma análise financeira onde será avaliada a viabilidade económica do projeto com base no VAL, TIR e *PAYBACK PERIOD*, fazendo-se antes, uma descrição das mesmas.

Custos de operação e manutenção

Os custos de operação e manutenção, são os gastos necessários, para o normal funcionamento da Instalação fotovoltaica. Nestes devem estar incluídos: despesas com pessoal técnico/administrativo, reparações e manutenções previstas para este tipo de instalação.

VAL

O Valor Atual Líquido de um determinado investimento corresponde à diferença dos valores atualizados, para um momento comum (normalmente para o momento zero), de todos os custos e proveitos inerentes a um determinado projeto de investimento, ao longo do prazo de vida útil do projeto. O prazo de vida útil, deverá ser entendido e assumido, como o prazo em que o investimento assegura um desempenho económica e qualitativamente competitivo. Em rigor, o tempo de vida útil deverá ser contado a partir do início da exploração, isto é, deverá excluir o tempo de construção e montagem.

Quando o VAL > 0, significa que a taxa de rentabilidade do investimento é superior à taxa de referência aplicada, ou seja, que o investimento gera um excedente para o investidor. Inversamente, se o VAL < 0, a taxa de rentabilidade do investimento é inferior à taxa de referência, ou seja, o investimento não gera os proveitos mínimos para remunerar os capitais investidos.

O cálculo do VAL tem em conta a receita líquida R_L que se obtém para o ano j : [18]

$$VAL = \sum_{j=1}^n \frac{R_{Lj}}{(1+a)^j} - \sum_{j=0}^{n-1} \frac{I_j}{(1+a)^j}, \quad (3.14)$$

Sendo,

$$R_{Lj} = R_j - (c_{omj} \cdot I_j). \quad (3.15)$$

TIR

A taxa interna de rentabilidade representa a taxa de rendimento do projeto de investimento. Não é, pois, uma taxa previamente definida, mas sim aquela que torna os fluxos de custos e proveitos descontados iguais.

A obtenção de uma TIR superior à taxa de atualização considerada no cálculo do VAL significa que o projeto consegue gerar uma taxa de rentabilidade superior ao custo de oportunidade do capital, pelo que, em princípio, se trata de um projeto economicamente viável. Já o contrário significa que a rentabilidade mínima exigida não é alcançada. O valor da TIR pode ser obtido por aproximação evitando a resolução de equações não lineares, procedendo-se à linearização do troço da curva em torno do ponto de anulamento. Para isso,

calculam-se dois valores do VAL, um positivo (VAL1) e outro negativo (VAL2), a que correspondem as taxas de atualização a1 e a2, respetivamente. [18]

$$TIR \approx a1 - (a2 - a1) \frac{VAL_1}{VAL_2 - VAL_1}. \quad (3.16)$$

PAYBACK PERIOD

Entende-se por PAYBACK PERIOD ou prazo de recuperação, o espaço de tempo necessário para que o investidor efetue o reembolso do capital investido.

O tempo de retorno bruto (T_{rb}) é dado pela seguinte expressão: [18]

$$T_{rb} = \frac{I_t}{R1 - d1}, \quad (3.17)$$

em que,

I_t - Investimento no ano t [€]

$R1$ - Receita bruta anual, supostamente constante [€]

$d1$ - Despesas anuais de exploração da instalação [€].

O tempo de recuperação (Tr) é o número de anos necessários à recuperação do investimento, considerando uma receita líquida atualizada média anual constante ao longo da vida útil da instalação. [18]

Pelo modelo simplificado,

$$Tr \approx \frac{I_t}{\frac{R_L \cdot K_a}{n}} = \frac{n \cdot I_t}{R_L \cdot K_a}, \quad (3.18)$$

3.3 -Auditorias na entrega da obra

Esta é uma fase onde se pretende essencialmente fazer uma inspeção geral de todo o sistema fotovoltaico, sendo que é importante considerar:

- Trabalhos Cívicos
 - Planeamento inicial
 - Organização geral
 - Escoamento e impermeabilização
 - Cabos
 - Caixas de visita e câmaras de acesso
 - Telhados de suporte
- Estruturas de suporte
 - Ligação de estruturas à terra
 - Montagem dos módulos Fotovoltaicos
 - Rigidez dos elementos de estrutura
 - Montagem dos elementos de estrutura
 - Compatibilidade entre materiais
 - Resistência às condições climatéricas
 - Proteção contra a vegetação
- Caixas de ligação
 - Rotulagem dos componentes elétricos
 - Impermeabilização das caixas de ligação
 - Qualidade das ligações
 - Fusíveis e porta-fusíveis;
 - Cabos e componentes
- Módulos Fotovoltaicos
 - Qualidade e integridade dos módulos
 - Seguidores solares e orientação
 - Posicionamento dos módulos e sombreamento
 - Sujidades
 - Cabos de ligação
 - Proteção contra efeitos indiretos de relâmpagos nos cabos DC
- Inversores
 - Suporte e fixação
 - Arrefecimentos
 - Sujidades

3.3.1 -Trabalhos Civiis

Estudos de viabilidade e planeamento inicial:

- Devem ser feitos testes de modo a adaptar as fundações às propriedades do solo. É fundamental que seja feito um estudo de viabilidade do terreno onde a central Fotovoltaica será instalada. Sendo que com este estudo é possível determinar as propriedades do local antes de escolher as fundações a ser usadas, pois esta depende das restrições mecânicas e da qualidade do solo. [15]



Figura 3.9 - Representação de uma boa prática de estudos de adaptação das fundações ao solo, referência [15].

- Obstáculos devem ser identificados durante o planeamento inicial, este estudo inicial das localizações relativas dos seguidores, edifícios, cercas, paredes, também deve ser feito de modo a evitar posteriores modificações a estes elementos que aumente o custo final dos trabalhos civis.



Figura 14 - Representação de má prática, consequente de um mau planeamento inicial, referência [15].

- As centrais Fotovoltaicas precisam de ser fechadas com cercas ou paredes. Este elemento de instalação tem dois objetivos fundamentais: proteger contra roubos e, mais importante ser uma barreira que protege contra choques elétricos, pois assegura

que existe uma distância de segurança entre o pessoal fora da instalação e do equipamento elétrico no interior. [15]



Figura 3.10 - Representação de uma boa vedação de uma instalação fotovoltaica, referência [15].

Escoamento e impermeabilização:

- Fundações e sistemas de escoamento devem ser desenhados de modo a resistir a cheias - a água pode causar erosão e desabamentos de terra que podem deixar as sapatas de cimentos sem suporte da terra, ou causar fraturas.
- Os sistemas de escoamento devem resistir a eventos extremos e devem receber a devida manutenção, sendo que a ausência de um sistema de escoamento correto pode transformar fundações, caminhos e edifícios em barragens. [15]



Figura 3.11 - Representação de vala de escoamento limpa e desobstruída, referência [15].

- Os edifícios de serviço devem ser à prova de água. Os edifícios de serviço que acomodam os inversores, transformadores, sistemas de monitorização e outros equipamentos devem ser impermeáveis para evitar falhas elétricas e assim danificar os equipamentos. [15]



Figura 3.12- Representação de um edifício impermeável, onde as entradas de água estão seladas, referência [15].

- Os pontos de entradas de cabos nos edifícios devem ser à prova de água, caso contrário a água pode entrar no edifício. Locais de entrada de canos ou tubos devem ser selados.



Figura 3.13 - Representação de uma selagem dos tubos para evitar a entrada de água, referência [15].

Cabos:

- Os cabos devem ser colocados em calhas, isto para ser mais prático e seguro, visto que podem tropeçar nos cabos.



Figura 3.14 - Representação de uma má prática, quando os cabos não estão protegidos em calhas, onde as entradas de água estão seladas, referência [15].

- As calhas dos cabos devem estar protegidas durante a fase de construção.



Figura 14 - Representação da proteção dos cabos em calhas, referência [15].

- Os cabos enterrados devem ser protegidos utilizando tubos rígidos ou condutas, estes cabos enterrados beneficiam de uma proteção adicional contra danos mecânicos, no entanto, os cabos não devem ser postos diretamente em valas pois podem danificar-se durante o enterro.
- Cabos enterrados devem ser enterrados abaixo da profundidade de congelamento, as valas que acomodam os cabos devem estar abaixo da profundidade de congelamento. Grandes variações de temperatura causam variações no comprimento dos cabos, que podem originar danos nos cabos, caso o alongamento seja excessivo. [15]



Figura 3.15 - Representação de uma vala com profundidade de congelamento de 60 cm, referência [15]

Caixas de visita e camaras de acesso:

- As caixas de visita e camaras de acesso devem ser devidamente instaladas.



Figura 3.16 - Representação de uma correta instalação das caixas de visita, referência [15].

Telhados de suporte:

- Os telhados de suporte devem estar em boas condições. É necessário assegurar que o telhado não irá precisar de reparações ou troca durante o período em que estarão instalados os painéis (em média 25 anos).
- O peso total da instalação fotovoltaica deve estar abaixo da carga máxima suportada pelo telhado, este peso tem de incluir uma margem de segurança pois a carga mecânica criada pela nova instalação vai ser aumentada por cargas intermitentes causadas por neve ou vento. [15]



Figura 3.17 - Representação de telhado em boas condições para a instalação de módulos fotovoltaicos, referência [15].

3.3.2 -Estruturas de suporte

Ligação das estruturas à terra:

- Todas as partes metálicas da estrutura de suporte devem ser ligadas à terra, uma boa ligação à terra protege as pessoas e os aparelhos eletrônicos contra fugas de corrente. Todas as partes metálicas da estrutura de suporte, incluindo as que não tem contacto direto devido a estarem separadas por materiais não condutores, devem ser interconectadas ou limitadas e ligadas à terra. Este procedimento é necessário de modo a proteger as pessoas contra choques elétricos no caso de ocorrer uma falha ou relâmpago. [15]



Figura 3.18 - Representação da ligação das partes metálicas de um sistema fotovoltaico à terra, referência [15].

- Os fios devem estar claramente identificados.



Figura 3.19 - Representação de uma má prática, onde foi cortado o fio errado por falta de identificação, referência [15].

- As estruturas de suporte devem encaixar nos caixilhos da estrutura, se isto não acontecer o módulo fotovoltaico pode soltar-se durante uma rajada de vento ou até mesmo danificar-se permanentemente. [15]



Figura 3.20 - Representação de uma estrutura de suporte com um mau encaixe nos caixilhos de estrutura, referência [15].

- As estruturas de suporte e as junções devem ser rígidos.



Figura 3.21 - Representação de uma ligação executada de forma rígida nas estruturas de suporte, referência [15].

- Todos os materiais utilizados na estrutura devem ser compatíveis. Alguns materiais não são compatíveis e não deveriam de ser utilizados juntos sem uma devida separação, caso contrário, pode ocorrer uma corrosão galvânica se os materiais incompatíveis estiverem em contacto.
- As estruturas têm de ser construídas em aço inoxidável ou ser protegidas contra a degradação com um tratamento tal como a galvanização ou uma pintura especial. A robustez das estruturas pode reduzir-se com o tempo se esta proteção não for adequada.
- As estruturas devem resistir às condições climatéricas, como a chuva, sal, temperaturas baixas, sol).
- Os sistemas de montagem devem permitir a expansão térmica de todos os componentes. No caso de expansão térmica longitudinal, utilizam-se juntas de expansão com uma distância máxima de 6 a 10 metros entre juntas consecutivas. No caso da expansão transversal, a solução mais comum envolve deixar espaçamentos a cada 10 ou 15 metros. [15]



Figura 3.22 - Representação de uma expansão transversal, referência [15].

- As instalações Fotovoltaicas nos telhados devem estar juntas ou bloqueadas, caso contrário, estas podem mover-se na direção da inclinação do telhado devido a sucessivas expansões térmicas. [15]

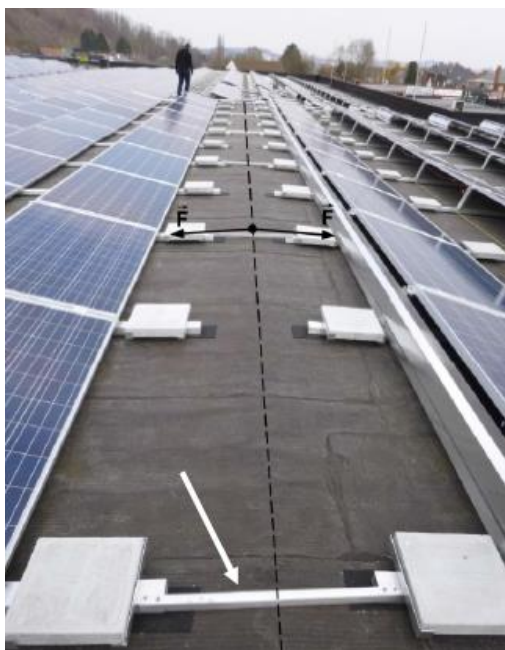


Figura 3.23 - Representação de bloqueio de instalações fotovoltaicas, referência [15].

- As filas de FV nos telhados devem permitir a expansão térmica da estrutura de suporte.

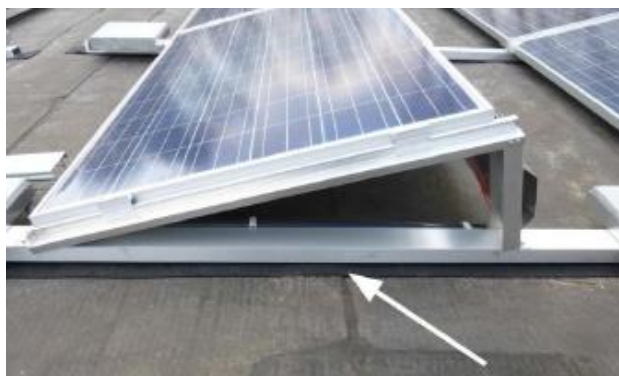


Figura 3.24 - Representação de bloqueio de instalações fotovoltaicas, referência [15].

- As instalações FV nos telhados devem permitir o escoamento rápido da água. Em caso de chuvas intensas a água pode representar um peso extra que pode não ter sido previsto e pode assim danificar a estrutura. [15]



Figura 3.25 - Representação de um telhado, onde existe um escoamento rápido de água, referência [15].

- Os módulos fotovoltaicos devem estar protegidos contra a vegetação. A vegetação projeta sombras sobre os módulos que diminuem assim a produção da instalação e pode acelerar a degradação dos módulos FV causando “*hot spot*”. [15]



Figura 14 - Representação de uma instalação fotovoltaica limpa de vegetação, referência [15].

- Todos os elementos de estrutura devem estar claramente identificados. [15]

3.3.3 -Caixas de ligação

- Todos os componentes elétricos ativos devem estar identificados com rótulos adaptados.



Figura 14 - Representação de uma caixa de ligação devidamente rotulada, referência [15].

- As caixas de ligação devem ter e respeitar as devidas classificações de grau de IP e deve ser escolhido consoante o ambiente. [15]
- Os cabos que entram nas caixas de ligação devem estar corretamente instalados e selados, para prevenir a entrada de humidade ou água na caixa. [15]

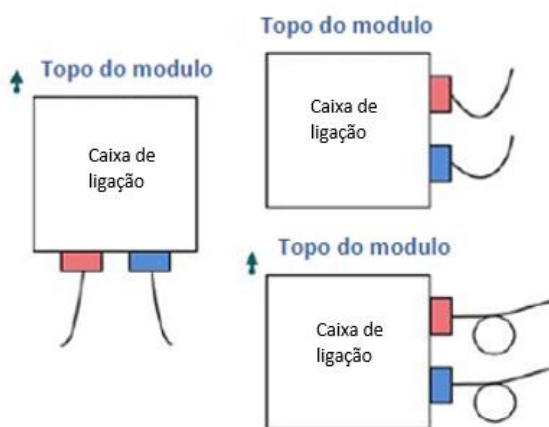


Figura 3.26 - Representação de uma correta ligação dos cabos nas caixas de ligação.

- As portas e tampas devem resistir a químicos e devem estar bloqueadas quando abertas para evitar danos devido a rajadas de vento, estas portas e tampas têm como principal função prevenir a entrada de água ou solo e proteger cabos e aparelhos eletrónicos.
- Todos os cabos conectores devem estar devidamente cravados e aparafusados para evitar sobreaquecimentos. [15]



Figura 3.27- Representação de cabos conectores devidamente cravados e parafusados, referência [15].

- Os fusíveis devem ser devidamente sobredimensionados para evitar sobreaquecimentos ou degradações prematuras.
- Cada fila de módulos FV deve estar protegida por, pelo menos, um fusível.

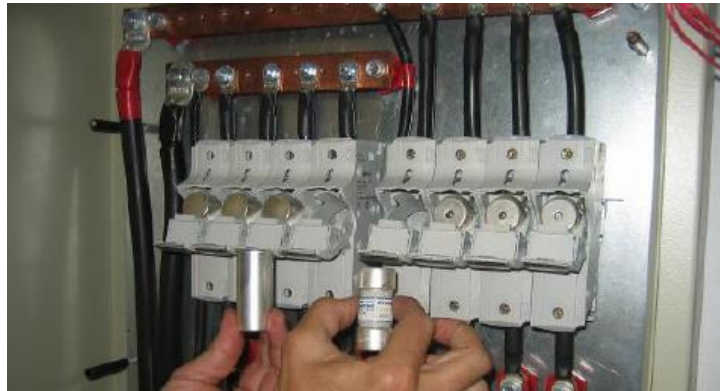


Figura 3.28 - Representação de uma caixa de junção contendo um porta-fusível para cada condutor individual, referência [16].

- Os componentes DC tais como os porta-fusíveis não devem ser abertos quando os circuitos DC estão ligados, visto que pode ocorrer um arco elétrico e a destruição do equipamento.
- Os cabos nas caixas de junção devem estar devidamente arranjados e não devem ser demasiadamente compridos, sendo que os operadores devem ser capazes de identificar rapidamente cada cabo no caso de ocorrer alguma falha.
- Os cabos e os barramentos de diferentes polaridades devem estar devidamente afastados uns dos outros - ao longo do tempo, devido a vibrações e ciclos térmicos, o contacto permanente entre os cabos condutores e os barramentos de cobre podem danificar o isolamento/cobertura dos cabos e causar curto-circuitos. [15]

3.3.4 -Módulos Fotovoltaicos

Os módulos de Silício na forma Cristalina (Mono e Poli) são tipicamente qualificados e certificados de acordo com a norma IEC 61215 for Crystalline Silicon Modules. A IEC 61215 elenca 18 importantes ensaios que garantem a qualidade de um módulo fotovoltaico.

Os módulos de Silício na forma Cristalina (Mono e Poli) são tipicamente qualificados e certificados de acordo com a norma IEC 61215 for Crystalline Silicon Modules. Esta norma certifica que se verificam os seguintes parâmetros de qualidade dos módulos fotovoltaicos:

- **Inspecção visual** - O objetivo é detetar qualquer um dos "defeitos visuais", analisando o módulo na área de forte iluminação (1000 lux).
- **Determinação da potência máxima (Pmax)** - Este ensaio deve ser realizado várias vezes, antes e depois dos outros vários testes solicitados pela IEC 61215.
- **Resistência de isolamento** - É um teste de segurança elétrica. O objetivo é determinar se o módulo fotovoltaico tem um isolamento elétrico suficiente entre a sua parte interna e o quadro de alumínio.
- **Teste molhado de fuga de corrente** - O objetivo é avaliar o isolamento da placa fotovoltaica numa condição de alta humidade e a possibilidade de choque elétrico derivado (chuva, neblina, orvalho, neve derretida).
- **Medição dos coeficientes de temperatura** - Coeficientes de temperatura são parâmetros de desempenho frequentemente utilizados para simular os rendimentos de energia dos módulos fotovoltaicos em climas quentes.
- **Medição da Temperatura Nominal de Funcionamento da Célula (NOCT)** - Esse parâmetro deve ser utilizado pelo projetista do sistema fotovoltaico, para comparar o desempenho de diferentes modelos de módulos fotovoltaicos.
- **Desempenho do painel solar na STC e NOCT** - Determina como o painel solar se comporta nas STC (Condições padrões de teste) e NOCT (Temperatura nominal de operação da célula fotovoltaica), quando conectado a uma carga.
- **Desempenho do painel solar em baixa irradiância** - Testa o comportamento do módulo fotovoltaico em condições de escassez de luz.
- **Teste de exposição ao ar livre** - O objetivo é uma avaliação preliminar da capacidade do módulo para suportar a exposição ao ar livre.
- **Teste de resistência de Hot-Spot** - O objetivo é determinar a capacidade do módulo fotovoltaico para suportar o aquecimento localizado causado por fraturas nas células, falhas de interconexão, sombreamento parcial ou sujidade.
- **Teste de resistência UV (Ultra-Violeta)** - O objetivo é identificar materiais que sejam suscetíveis a degradação por raios ultra-violeta (UV).
- **Ensaio de ciclagem térmica (200 ciclos)** - O teste tem a finalidade de simular as tensões térmicas no interior dos materiais como resultado de mudanças abruptas de temperaturas extremas. Na maioria das vezes, as ligações entre as células que são soldadas são as que mais "sofrem" com este teste.
- **Teste de humidade e Congelamento** - Testa o módulo em um ciclo de aquecimento e congelamento de 85°C a -40°C com 85% de humidade relativa.
- **Teste Damp-heat (1000 horas)** - A finalidade é determinar a vida útil do módulo fotovoltaico. No *Damp-heat test*, o módulo deve suportar a exposição a longo prazo a uma humidade de 85%, numa temperatura de 85°C, durante 1000 horas. O DH1000 é o mais criterioso dos testes pois ele reprova de 40 a 50% dos módulos submetidos a este teste. É uma das principais formas de validar a garantia de 25 anos dos fabricantes.

- **Robustez de teste terminações** - O módulo passa por um teste de stress mecânico que simula a montagem normal e a manipulação do mesmo através de vários ciclos e níveis de resistência, flexão e torque.
- **Teste de carga mecânica** - Tal teste de carga consiste na determinação da capacidade do módulo fotovoltaico em suportar o vento, a neve, as cargas estáticas e o gelo.
- **Teste de resistência contra granizo** - É realizado para verificar a resistência do módulo ao granizo. O equipamento de teste é um lançador capaz de impulsionar várias bolas de gelo de diferentes pesos e velocidades de modo a atingir o mesmo em 11 locais específicos de impacto.
- **Ensaio térmico díodo bypass** - O teste do díodo bypass é um aspecto muito importante do projeto do módulo fotovoltaico. É crítico determinar o comportamento térmico do equipamento sob condições de *Hot-Spot*, pois isso impacta diretamente no desempenho do mesmo quando instalado em casa ou empresa.

Para além desta norma é necessário ter em conta outros aspetos importantes, tais como:

- Os módulos fotovoltaicos devem ser transportados e instalados em boas condições para evitar fraturas e danos nos módulos.
- Os seguidores solares devem estar bem orientados.



Figura 3.29 - Representação correta de orientação dos módulos fotovoltaicos segundo o sol , referência [15].

- A distância entre módulos FV deve ser grande o suficiente para evitar sombreamentos entre filas.
- Os módulos FV devem estar livres de vegetação, porque esta para além de diminuir o rendimento também pode acelerar a degradação dos módulos que sombreia.
- A limpeza dos módulos FV deve ser agendada de modo a otimizar a produção.
- Os módulos devem chegar da fabrica completamente limpos, livres de partículas ou resíduos nas superfícies dos vidros.
- As instalações FV com uma pequena inclinação devem ser limpos mais frequentemente de modo a evitar a acumulação de pó proveniente da evaporação de água, sendo que o pó se deposita em pequenas áreas na superfície dos módulos o que acaba por bloquear parcialmente algumas células. [15]

- Nos topos dos módulos fotovoltaicos superiores devem instalar-se dispositivos contra aves, para evitar que os pássaros sujem os módulos com os seus dejetos. [15]



Figura 3.30 - Representação de dispositivos contra as aves nos topos dos módulos FV, referência [15].

- Cada caixilho dos módulos tem de estar ligado independentemente à terra.

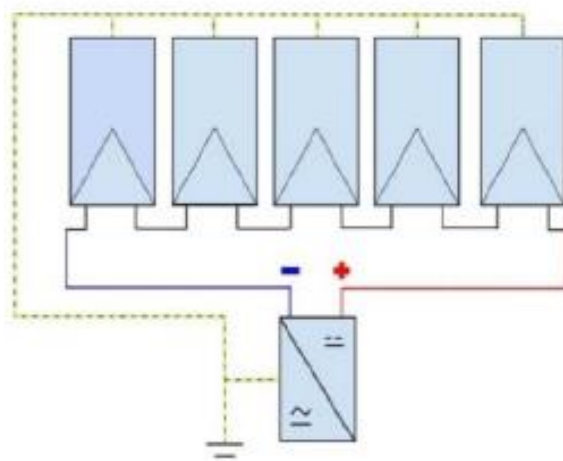


Figura 3.31 - Representação da ligação de cada caixilho dos módulos à terra, referência [15].

- Os conectores que interligam os módulos FV devem ser todos do mesmo modelo para garantir que exista um bom contacto, apesar de alguns modelos parecerem idênticos, podem não encaixar bem uns nos outros, sendo que a ligação entre eles pode não ser boa, o que pode causar arcos elétricos e queimar os conectores.
- Os conectores e encaixes devem estar devidamente cravados, isto para evitar a entrada de água ou pó e o posterior contacto com os fios condutores, o que pode levar a perdas de potência, fugas de corrente e choques elétricos.
- A secção dos cabos deve ser adaptada aos valores máximos de corrente jusantes aos conectores “Y”, o uso destes conectores pode ajudar a reduzir o número de caixas de ligação DC e os custos associados, no entanto, se se utilizarem muitos conectores o risco de má ligação aumenta. [15]

3.3.5 -Inversores

- Os suportes dos inversores devem ser construídos por materiais resistentes e não-inflamáveis, sendo que estes devem ser fixos em paredes capazes de aguentar o peso dos inversores durante o tempo de vida da instalação.
- Os inversores que são arrefecidos por convenção natural devem ser instalados na vertical, em áreas bem ventiladas e devem cumprir as distancias mínimas entre paredes e obstáculos, isto serve para garantir uma circulação do ar adequada para arrefecer os equipamentos e assim garantir o seu devido equipamento.
- Os inversores não devem ser modificados sem a autorização dos fabricantes.
- Os inversores localizados em edifícios construídos para os abrigar devem ser devidamente arrefecidos. Caso seja necessário, devem instalar-se ventoinhas e condutas de ar. [15]



Figura 3.32 - Representação de condutas de ventilação num edifício que abriga os inversores, referência [15].

- Devem permanecer protegidos da exposição direta ao sol de modo a evitar o sobreaquecimento. Se não puderem ser abrigados em edifícios arrefecidos e tiverem de estar no exterior, deve-se adicionar telhados sobre estes, de modo a evitar sobreaquecerem devido à exposição direta ao sol, assegurando que a produção de eletricidade não decresça. [15]



Figura 3.33 - Representação inversores instalados no exterior, protegidos da exposição direta do sol, referência [15].

- As ventoinhas dos inversores devem permanecer limpas e livres de pó.
- Os bornes nas caixas de ligação devem estar devidamente fixados para evitar acessórios mal apertados. A secção do cabo terra deve ser no mínimo de 6 mm².
- Os cabos e os bornes devem ter um diâmetro compatível e devem ser devidamente apertados, caso contrário a ligação pode ser insatisfatório, resultando da degradação, sobreaquecimento, descargas elétricas e ate mesmo provocar um incendio no interior do inversor. [15]

3.4 -Auditorias com a central em funcionamento

Nesta última fase de auditoria é feito uma verificação geral, manutenção de todo o sistema fotovoltaico e como isso uma análise aos dados históricos do sistema.

3.4.1 -Análise de dados do desempenho de um sistema fotovoltaico

A avaliação do desempenho de um sistema fotovoltaico pode ser feita adotando-se procedimentos para a aquisição e registo de dados operacionais do sistema. O ideal é que o procedimento de monitorização seja automático, associado à utilização de um sistema de aquisição, armazenamento e transmissão de dados.

Os parâmetros na maior parte das aplicações estão relacionados, tanto no lado C.C como no lado C.A , com:

- Tensão;
- Corrente;
- Potência ativa;
- Potência reativa.

Com a avaliação dos dados coletados pode-se verificar o funcionamento adequado do sistema fotovoltaico ou ainda detetar alguma anomalia no funcionamento do sistema, podendo-se obter um indicativo que pode estar a haver falha no inversor, falha na ligação entre cabeamento e conectores, falha de isolamento, defeito em fusíveis, chaves e disjuntores e falhas nos geradores.

Uma das unidades de medida mais importantes para a avaliação de um sistema fotovoltaico é a “Performance Ratio”, é assim, uma medida, independente da localização, sendo muitas vezes designada como um fator de qualidade.

Para calcular a *Performance Ratio* é através da seguinte formula, abaixo indicada: [19]

$$PR = \frac{\text{Produção real do sistema indicado em kWh num ano}}{\text{Produção nominal do sistema calculado em kWh num ano}} \quad (3.21)$$

A *Performance Ratio* é uma unidade de definição clara, que pode pressupor, através da influência de determinados fatores, valores até mesmo superiores a 100 %. A razão para isso é a utilização de características de potência durante o cálculo da Performance Ratio para o módulo fotovoltaico, que foram testadas sob condições de teste padrão (1000 W/m² Radiação e 25 °C temperatura de módulo). Condições divergentes na operação real influenciam por isso a Performance Ratio. Existem assim diversos fatores a ter em conta, que influenciam o valor do PR, sendo eles:

- Fatores ambientais
 - Temperatura dos módulos fotovoltaicos;
 - Radiação solar e perdas;
 - Existência de sombra ou sujidade do aparelho de medição;
 - Existência de sombra ou sujidade do módulo fotovoltaico;
- Outros fatores
 - Intervalo de tempo determinado;
 - Grau de rendimento do inversor;
 - Diversas tecnologias de células solares do aparelho de medição do módulo fotovoltaico;
 - Alinhamento do aparelho de medição. [19]

3.4.2 -Procedimentos de manutenção

Recomenda-se fazer inspeções periódicas nos sistemas fotovoltaicos, já que desta forma se pode evitar pequenos problemas, podendo assim identificá-los e corrigi-los, de modo a não afetar a operação do sistema. Estes tipos de inspeções periódicas devem ser iniciados logo após a instalação do sistema.

Módulos Fotovoltaicos:

Os módulos fotovoltaicos não são a principal causa de problemas nos sistemas fotovoltaicos, visto que têm geralmente garantia contra defeitos de fabrico de 3 a 5 anos, garantia de rendimento mínimo durante 25 anos. Assim, em caso de se constatar defeitos cobertos pelo termo de garantia, a garantia deve ser requerida, e os módulos fotovoltaicos afetados devem ser substituídos pelo fabricante.

Na inspeção visual devem ser verificadas as condições físicas de cada módulo fotovoltaico, certificando-se de que:

- superfície frontal está íntegra e limpa;
- as células não apresentam sinais de descoloração e fratura;
- estrutura de fixação do painel está fixa sem pontos de corrosão e devidamente aterrada;
- Não existe sombreamento causado pelo crescimento de vegetação próxima ao painel.

Quanto ao ângulo de inclinação dos módulos, deve estar com tolerância de 5° daquele especificado no dimensionamento do sistema, sendo que pode ser verificado com o uso de um inclinómetro ou até mesmo um transferidor.

Inversores:

O inversor deve estar:

- Limpo;
- Seco;
- Ventilado;
- Num ambiente seguro.

Os sons emitidos por alguns inversores quando em funcionamento não indicam, necessariamente, sinais de falha, mas deve-se observar o inversor passar a emitir ruído anormal.

Deve-se assegurar que o inversor esteja realmente alimentando cargas C.A. de forma adequada, para tal deve-se medir a tensão e frequência de saída, tanto em vazio (sem carga) quanto com a carga máxima acionada. É também recomendado medir a THD (distorção harmónica total) da tensão de saída nas duas condições.

Deve-se, também, medir a corrente no lado de C.C. do inversor, quando esta a operar em vazio e quando esta com a carga máxima.

Componentes de condicionamento de potência:

É recomendado que sejam seguidos procedimentos dos fabricantes para verificar se todos os equipamentos de condicionamento de potência se encontram a funcionar adequadamente.

Em caso de haver uma falha, geralmente é necessário a substituição, pois tais equipamentos não admitem manutenção em campo e devem ser removidos para uma oficina/laboratório.

A inspeção permite identificar equipamentos visivelmente queimados ou destruídos. Deve-se verificar a existência de oxidação nos pontos de conexão e a presença de insetos nas caixas de abrigo dos equipamentos.

Cablagem e dispositivos de segurança:

Os procedimentos indicados a seguir em relação à cablagem, dispositivos e demais acessórios do sistema fotovoltaico, devem:

- Verificar se todas as conexões e condutas (como por exemplo, elétrodos, calhas...) existentes nos sistemas fotovoltaico estão firmes e sem danos. Deve-se examinar a ocorrência de más ligações, ligações quebradas e oxidadas. Quando necessário, deve-se limpá-las e apertá-las. Não se deve esquecer que uma má conexão pode produzir um arco elétrico, que por sua vez pode aumentar a temperatura e causar a avaria de equipamentos.
- Verificar, também, a existência de dispositivos de segurança, tais como fusíveis e disjuntores, que estejam danificados.
- Verificar a ocorrência de eventuais curto-circuitos entre cabos condutores de diferentes polaridades.
- Verificar se todo o cabeamento está adequadamente afixado. Inspeccionar o isolamento quanto ao desgaste, especialmente nas dobras e nos pontos de fixação.
- Verificar a integridade das caixas de junção e controle. Caso estas estejam expostas durante muito tempo, é importante verificar o seu estado após a ocorrência de eventos climáticos agressivos. Sendo que se alguma caixa estiver avariada, ou em mau estado, ele deve ser substituído o quanto antes.

Em suma, apresenta-se a seguinte tabela que representa as ações de uma manutenção preventiva e a periodicidade recomendada:

Tabela 3.1 - Ações a realizar numa manutenção a sistemas fotovoltaicas com as diferentes periodicidades, referencia [16].

Elemento	Ações a realizar	< 5 kW	> 5kW
Cablagem	• Revisão do estado da cablagem; • Inspeção das ligações e terminais; • Teste de quedas de tensão no lado DC; • Analise da cablagem de proteção à terra.	12 meses	6 meses
Estado dos módulos e estrutura	• Situação face ao projeto inicial; • Limpeza e verificar a presença de danos que afetem a segurança e proteções; • Revisão de danos na estrutura de suporte; • Verificar o estado de deterioração devido a agentes ambientais;	12 meses	6 meses
Equipamentos de proteção e segurança	• Analisar o estado de funcionamento; • Estado dos indicadores luminosos/visor e alarmes; • Calibração e limpeza dos aparelhos de medição;	12 meses	6 meses
Equipamentos de monitorização	• Analisar o funcionamento e calibração do sistema de aquisição de dados; • Verificação do sistema de armazenamento de dados.	12 meses	12 meses

Estas pequenas verificações aos sistemas fotovoltaicos devem ser feitas sempre com maior rigor, pois são um grande contributo para ajudar a prevenir avarias mais graves que possam surgir no futuro e que podem ser irreversíveis.

Capítulo 4

Conclusão

O cenário energético em Portugal tem sofrido grandes alterações nos últimos anos. Esta dinâmica foi impulsionada pela ênfase dada aos problemas energéticos e às energias renováveis no mundo, assim como pelo grande potencial que o país apresenta na exploração de novas fontes de origem endógena. De modo a impulsionar a utilização de fontes de energia renovável para a produção de energia elétrica, o país estabeleceu inúmeras estratégias necessárias para o seu crescimento. Entre elas, destaca-se a criação do DL nº34/2011, que define as normas necessárias à instalação de sistemas de minigeração fotovoltaica.

No presente estudo realizou-se uma metodologia diferente do que existe atualmente, pretendeu-se assim formular procedimentos de uma forma organizada e metódica para sistemas fotovoltaicos, sendo que só existem procedimentos de auditorias ao nível de normas ISO. Tornou-se assim necessário criar um método para auditar este tipo de sistemas de acordo com o conceito de PDCA, fazendo um planeamento das auditorias, procedimentos para executar o que foi planeado, verificação do desempenho dos sistemas e correção dos sistemas que estejam afetados por falhas.

Numa primeira fase foi realizado procedimentos de auditoria em fase do projeto, e daí conclui-se que esta é das fases mais importantes neste tipo de auditorias a sistemas fotovoltaicos, porque é a partir do projeto que toda a instalação nasce e é nesta etapa que se deve verificar todos os pormenores da instalação, visto que este tipo de sistemas são muito dispendiosos e têm de ser bem planeados, podendo-se assim evitar custos de investimento futuros desnecessários.

Na fase de entrega da obra, também tem importância na medida em que se faz uma retificação geral ao que está aplicado no projeto e pode detetar anomalias que antes não tinham sido postas em causa.

Na última etapa destes procedimentos de auditoria permitiu melhorar e retificar todos os mecanismos menos eficientes e melhorar o estado atual da central em funcionamento.

Conclui-se que ambas as fases destes procedimentos são cruciais para a realização de auditorias eficientes, pois consegue-se organizar e planejar melhor estas auditorias, tornando o produto final mais rentável para o utilizador final.

Posto isto, todo este trabalho permitiu a consolidação de conhecimentos e a aquisição de competências que irá servir de base e de auxílio aos auditores que pretenderem planejar e executar sistemas ao nível do Fotovoltaico.

Referências

- [1] Capacidade fotovoltaica. Disponível em https://commons.wikimedia.org/wiki/File:PV_capacity_growth_EPIA_forecast_2014-2018.jpg. Acesso em 15/fevereiro/2017.
- [2] Capacidade fotovoltaica. Disponível em <http://ofrioquevemdosol.blogspot.pt/2012/03/eua-capacidade-fotovoltaica-instalada.html>. Acesso em 25/fevereiro/2017.
- [3] Sistemas Autónomos. Disponível em <http://www.ebah.pt/content/ABAAAglcwAJ/trabalho-centrais-fotovoltaicas>. Acesso em 3/março/2017.
- [4] Sistemas ligados à rede. Filipe Fernandes dos Santos. Disponível em <http://slideplayer.com.br/slide/7299372/>. Acesso em 3/março/2017.
- [5] Central fotovoltaica. SOTECNISOL energia. Minigeração. Disponível em <http://www.sotecnisol.pt/energia/noticias/contiforme-minigeracao-fotovoltaica--escalao-iii/>. Acesso em 4/março/2017.
- [6] Centrais Fotovoltaicas. Portal Energia Energias Renováveis. Disponível em <https://www.portal-energia.com/a-maior-central-solar-do-mundo-no-alentejo/>. Acesso em 10/março/2017
- [7] Cláudio Monteiro.” Energia Solar Fotovoltaica, A célula Fotovoltaica”.
- [8] Fábio Jorge dos santos Calaia.” Estudo comparativos das três tecnologias Fotovoltaicas”. Instituto Superior Técnico Universidade Técnica de Lisboa. Dissertação de Engenharia Mecânica. Junho 2011.
- [9] João Tavares Pinho, Marco António Galdino. “Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicas”. CEPEL- CRESESB. Março 2014.
- [10] Projeto GREENPRO. “Energia Fotovoltaica manual sobre tecnologias, projeto e instalação”. Janeiro 2004.
- [11] Joaquim Carneiro. “Eletromagnetismo B Módulos Fotovoltaicos Características e associações”. Universidade do Minho. 2010.
- [12] Cláudio Monteiro. ” Energia Solar Fotovoltaica Características e componentes dos FV”.
- [13] Livre Power.Lda Energias Renováveis. Disponível em <http://livre.pt/pt/551-esquemas-de-ligacao-esquemas-de-ligacao.html>. Acesso em 2/abril/2017
- [14] Filipe Bezerra. Portal Administração. Disponível em <http://www.portal-administracao.com/2014/08/ciclo-pdca-conceito-e-aplicacao.html>. Acesso em 30/março/2017

- [15] PVCROPS. “Boas e Más práticas Manual para melhorar a qualidade e reduzir o custo dos sistemas fotovoltaicos”. Novembro 2013.
- [16] F. Pereira and M. Oliveira, Curso Técnico Instalador de Energia Solar Fotovoltaica, 2a. 2015.
- [17] Walid Omran. “Performance Analysis of Grid-Connected Photovoltaic Systms”. University of Waterloo in fulfillment of thesis requirement for the degree of Doctor of Philosophy in Electrical and Computer Engineering. Canadá 2010.
- [18] Márcia Joana Carvalho Correia. “Sistemas de Bombagem de Água utilizando Energia Solar Fotovoltaica”. Instituto Superior de Engenharia de Lisboa. Dissertação em Engenharia Mecânica. Dezembro de 2015.
- [19] SMA Solar Technology AG. “Performance Ratio Fator de Qualidade para o sistema Fotovoltaico”. Manual de informação técnica.
- [20] Manutenção dos sistemas fotovoltaicos. SolarWaters energia solar. Disponível em <http://www.solarwaters.pt/manutencao-dos-sistemas-solares-fotovoltaico>. Acesso em 20/maio/2017
- [21] Fases de auditorias energéticas. Portal Energia Energias Renováveis. “A importância e as fases de uma auditoria Energética”. Disponível em <https://www.portal-energia.com/a-importancia-e-fases-de-uma-auditoria-energetica/>. Acesso em 21/maio/2017
- [22] Felipe Souza Santana. “Projeto de um sistema de Geração Fotovoltaica para a UFRJ”. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Julho de 2014.
- [23] Orientação e inclinação de painéis fotovoltaicos. Eletrónica.” Instalação Sistemas Solares Fotovoltaicos”. Disponível em <https://www.electronica-pt.com/instalacao-sistema-fotovoltaico>. Acesso em 15/junho/2017
- [24] Vasco Brogueira Andrade. “Fault Detection and Performance Monitoring in PV Systems”. Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto. Dissertação em Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores. Janeiro 2017.
- [25] Sofia Tavares. “A gestão Eficiente de energia no setor público”. EDP Comercial. 16 de novembro.
- [26] João Paulo Batalha Arsénio. “Aplicações de energia para o desenvolvimento de comunidades rurais”. Universidade de Lisboa Faculdade de Ciências Departamento de Engenharia Geográfica, Geofísica e Energia. Dissertação em Mestrado Integrado em Engenharia da Energia e do Ambiente. 2013.
- [27] João Gomes Duarte. “Viabilidade do investimento em miniprodução fotovoltaica nas obras de requalificação dos edifícios escolares públicos - contributo para NZEB (Nearly Zero Energy Building)”. Trabalho de projeto para obtenção de grau Mestre em Administração pública - Especialização em Administração da Educação. 2012.
- [28] California Energy Commission. “A guide to photovoltaic (PV) system design and installation”. Califórnia, Estados Unidos da América. 2001.
- [29] PV Education, “Module mismatch”, Disponível em <http://pvcdrom.pveducation.org/MODULE/Mismatch.htm> .2010.

[30] Filipe Pinto. “Regime jurídico das Unidades de Produção (UP) Distribuída” . Direção Geral de Energia e Geologia”.