



ISEL

INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DE LISBOA
Departamento de Engenharia Mecânica



Estudo de viabilidade de uma instalação fotovoltaica num edifício existente

JOÃO FILIPE FERREIRE BERLENGA
(Licenciado em Engenharia Mecânica)

Trabalho Final de Mestrado para obtenção do grau de Mestre
em Engenharia Mecânica, ramo Energia, Refrigeração e Climatização

(Documento definitivo)

Orientador (es):

Professor Nuno Paulo Ferreira Henriques

Júri:

Presidente: Professor Doutor João Carlos Quaresma Dias

Vogais:

Professora Doutora Maria do Rosário Alves Calado

Professor Nuno Paulo Ferreira Henriques

Dezembro de 2012

Agradecimentos

Após a realização deste trabalho de final de mestrado, quero em primeiro lugar, prestar o meu grande agradecimento aos meus pais, pelo esforço feito para me dar a oportunidade de tirar o curso assim como todo o apoio e suporte dado ao longo destes anos de curso.

Quero também agradecer à minha namorada, Joana Silva, por estar sempre ao meu lado em todos os momentos e em todas as situações, ouvindo-me e aconselhando-me sempre da melhor maneira.

Quero ainda demonstrar o meu agradecimento aos amigos mais chegados que pela sua presença e conselhos, me ajudaram a levar a bom porto este trabalho.

Por fim queria agradecer ao meu orientador toda o tempo dispendido no aconselhamento e no esclarecimento de dúvidas ao longo da elaboração deste trabalho, aos gestores Rita Silva e Gonçalo Santos pela ajuda prestada na elaboração do estudo de viabilidade económica.

A todos vós o meu muito Obrigado!

Resumo

Os objectivos traçados para a realização desta tese são o estudo de viabilidade económica de uma instalação fotovoltaica e apurar qual a melhor solução, para um sistema a instalar num condomínio. Para isso foi contabilizado o custo de investimento de uma solução standard existente no mercado e de uma solução específica para o edifício em estudo, a posteriori foram calculados os indicadores económicos que permitem fazer uma análise de viabilidade de investimento. Para o condomínio, foi determinado o lucro obtido e tempo de retorno de investimento no caso de uma instalação de venda à rede. Foi estabelecido um perfil de consumos e, posteriormente sobreposto ao perfil de radiação horária, no caso de uma instalação autónoma. Da análise dos resultados obtidos podemos concluir que para uma solução existente no mercado do tipo “chave-na-mão” instalada em Lisboa, o tempo de retorno de investimento é de aproximadamente de 7 anos. No caso do condomínio a solução mais viável é a instalação ligada à rede.

Palavras-chave

Energia fotovoltaica; Viabilidade económica; Instalação de venda à rede; Instalação autónoma;

Abstrat

The main objective of this paper is the economic viability study of the photovoltaic installation and determines what is the best solution, considering the type of installation at a residential building. To achieve the purpose of this study was determined the investment for a market standard solution and also for a specific solution for the studied building, after that was calculated the economic indices, that allow us to analyze the investment viability. Was determined the profit and payback time of the on grid solution. Then was established the consume schedule and, overlie with the schedule of solar radiation, to autonomous installation. From the analyze of the results it was possible to conclude that for a market standard solution, installed in Lisboa, the payback time was, approximately 7 years. For a specific installation the most viable solution is the grid solution.

Palavras-chave

Photovoltaic's energy; Economic viability; grid connected installation ; autonomous installation

Índice

1.	Introdução	7
1.1.	Objectivos e motivações	7
1.2.	Estrutura da tese	8
2.	Energia solar fotovoltaica	9
2.1.	Efeito fotovoltaico	9
2.2.	Estrutura célula solar	10
2.3.	Tipo de células solares fotovoltaicas	12
2.4.	Tipos de sistemas fotovoltaicos	16
2.5.	Vantagens e Desvantagens.....	18
3.	Energia fotovoltaica na Europa e em Portugal	20
3.1.	Legislação	27
3.2.	Produção descentralizada.....	30
4.	Componentes de uma instalação fotovoltaica	34
4.1.	Painel solar.....	34
4.2.	Inversor	39
4.2.1.	Inversor central.....	41
4.2.2.	Inversores de fileira.....	42
4.3.	Bateria	43
4.4.	Reguladores de carga	46
5.	Estudo de viabilidade económica	47
5.1.	Instalação	49

5.2.	Relatório energético	50
5.3.	Indicadores económicos.....	54
6.	Estudo de caso	57
6.1.	Descrição do imóvel	57
6.2.	Soluções preconizadas	58
6.3.	Instalação venda à rede	59
6.3.1.	Estudo de viabilidade económica.....	62
6.3.2.	Sistema de ligação e medição de energia à rede pública.....	65
6.4.	Sistema autónomo.....	67
6.4.1.	Análise de consumos	68
6.4.2.	Radiação solar	71
6.4.3.	Simultaneidade entre consumo e radiação solar	77
6.4.4.	Análise económica	82
7.	Conclusão	84
8.	Referencias Bibliográficas.....	87
Anexo I – Características técnicas dos painéis Fluitecnik 240W		
Anexo II – Características técnicas do inversor Sunny Boy 3800/V		
Anexo III – Relatório energético Solterm, sistema “chave-na-mão”		
Anexo IV - Portaria n.º 284/2011		
Anexo V – Taxa de actualização		
Anexo VI – Plantas do condomínio		
Anexo VII - Características técnicas dos painéis Bosch modelo c-Si M 60, 240W		
Anexo VIII – Relatório energético sistema venda à rede		

Anexo IX – Preçários das empresas consideradas

Anexo X – Tarifas EDP para ano 2012

Anexo XI – Características técnicas de elevador e portão

Anexo XII – Tabelas com níveis de radiação para Lisboa

Anexo XIII – Características técnicas das baterias Exide modelo Classic OPzS

Índice de tabelas

Tabela 1 - Comparação entre instalação autónoma e instalação ligada à rede [2]	17
Tabela 2 – Capacidade instalada acumulada nos principais países europeus e mercado anual comparado com os objectivos das NREAPs [6]	24
Tabela 3 - Tarifas venda à rede	50
Tabela 4 - Produção da instalação fotovoltaica e receita obtida.....	51
Tabela 5 - Rendimento anual obtido pela venda de energia eléctrica durante regime bonificado	52
Tabela 6 - Rendimento anual obtido pela venda de energia eléctrica após findado regime bonificado	53
Tabela 7 - Receita líquida e receita líquida acumulada.....	55
Tabela 8 - Indicadores económicos	55
Tabela 9 - Indicadores económicos para sistema com seguidor solar.....	55
Tabela 10 - Produção nas diferentes soluções	60
Tabela 11 - Indicadores económicos para diferentes soluções.....	62
Tabela 12 - Receita obtida pela venda à rede pública durante 25 anos.....	64
Tabela 13 - Premissas para determinar consumos.....	68
Tabela 14 - Perfil horário de consumo	70
Tabela 15- Altura solar para Junho e Novembro.....	75
Tabela 16 - Níveis de radiação horária para meses de Junho e Novembro.....	76
Tabela 17 - Análise comparativa entre produção e consumo	80
Tabela 18 - Preços baterias.....	83
Tabela 19 - Custo da instalação autónoma.	83

Índice de ilustrações

Ilustração 1 - Balanço energético de uma célula solar [1].....	12
Ilustração 2 - Exemplo de célula monocristalina [1].....	13
Ilustração 3 - Exemplo de célula policristalina [1].....	14
Ilustração 4 - Exemplo de célula de silício amorfo [1]	14
Ilustração 5 - Quadro comparativo dos diferentes tipos de células [1]	16
Ilustração 6 - Evolução anual do mercado fotovoltaico [6].....	20
Ilustração 7 - Divisão do mercado europeu [6]	21
Ilustração 8 - Mapa de potência da Europa [6].....	22
Ilustração 9 - Evolução da energia produzida a partir de fontes renováveis (TWh) [4].	24
Ilustração 10 - Evolução da energia eléctrica produzida através de renováveis (gWh) [4]	25
Ilustração 11 - Segmentação do mercado fotovoltaico em alguns países europeus [6] .	26
Ilustração 12 - Decretos-Lei	27
Ilustração 13 - Redes inteligentes [3]	31
Ilustração 14 - Mudança de paradigma na distribuição de energia eléctrica [3]	33
Ilustração 15 - Diagrama do circuito equivalente e curva característica da celular em escuridão [1]	35
Ilustração 16 - Diagrama do circuito equivalente e curva característica da célula irradiada [1]	35
Ilustração 17 - Diagrama completo do circuito equivalente [1]	36
Ilustração 18 - Curva característica da célula solar [1]	37
Ilustração 19 - Energia eléctrica fornecida à rede (kWh) e rendimento obtido (€).....	52
Ilustração 20 - Localização do imóvel.....	57
Ilustração 21 - Implantação de painéis solares	59
Ilustração 22 - Produção de energia para as diferentes hipóteses.....	61
Ilustração 23 – Exemplo de ligação de uma instalação fotovoltaica para cliente alimentado directamente pela rede pública BT com Potência contratada não superior a 41,40 kVA [18].....	66
Ilustração 24 - Consumo total diário de energia eléctrica	70
Ilustração 25 - Distribuição de consumo	71
Ilustração 26 - representação dos ângulos segundo as técnicas solares [1].....	72

Ilustração 27 - Irradiação solar global para diferentes orientações da superfície receptora [1]	73
Ilustração 28 - Carta Solar para Portugal Continental, Latitude entre 38° e 39° [23].....	74
Ilustração 29 - Radiação horária por m ²	76
Ilustração 30 - comparação níveis produção nos meses de Junho e Novembro com consumos	80

1. Introdução

1.1. Objectivos e motivações

A actualidade é marcada por uma crise económica a qual obriga a um estudo aprofundado de todas as variáveis associadas a um investimento. O mercado está cada vez mais exigente no que concerne à viabilidade técnica e económica de soluções propostas.

O custo associado ao consumo de energia, nomeadamente a energia eléctrica, possui um peso cada vez maior na gestão de empresas e orçamentos familiares. Uma solução passível de reduzir esse custo é a instalação de sistemas fotovoltaicos. Contudo a avaliação do seu potencial é um exercício cada vez mais rigorosos, não só devido às variáveis técnicas associadas a esta tecnologia, bem como à exigência de possíveis investidores, que reivindicam uma elevada rentabilidade nos seus investimentos.

Tendo em consciência estas duas problemáticas, as elevadas exigências de possíveis investidores e o peso da energia eléctrica, a energia fotovoltaica apresenta-se como uma solução bastante credível.

A redução da dependência face ao estrangeiro em relação aos combustíveis fósseis, assim como a redução nos gases de efeito de estufa, são duas consequências do recurso à tecnologia fotovoltaica para geração de energia eléctrica, o que induz um cunho de alternativa credível, fiável e com futuro a este tipo de tecnologia.

Atendendo que a energia fotovoltaica já possui um mercado bastante sólido a nível técnico, o objectivo principal desta tese é avaliar, essencialmente a nível económico, um sistema instalado num condomínio, confrontando as duas hipóteses de funcionamento, sistema autónomo e de venda à rede, de modo a perceber qual a melhor solução.

1.2. Estrutura da tese

Esta tese está dividida em duas partes, umas primeira de cariz mais teórico e a segunda de predominância prática. Ambas as partes são constituídas por diversos capítulos, sete no total, diferenciando-se cada capítulo pela temática abordada em cada um.

O primeiro capítulo destina-se à introdução, onde são apresentados os motivos e objectivos deste trabalho.

O segundo capítulo desta tese, Energia solar fotovoltaica, serão abordados os temas teóricos como conceitos físicos associados ao fenómeno fotovoltaico, tipo de células e sua estrutura, vantagem e desvantagem desta tecnologia, entre outros.

O estado do mercado do fotovoltaico na Europa e em Portugal, será abordado no terceiro capítulo, com o intuito de perceber a sua tendência. No último capítulo da primeira parte, capítulo quarto, serão abordados todos os componentes de uma instalação fotovoltaica quer seja de venda à rede ou instalação autónoma. Explicar-se-á o seu princípio de funcionamento e método de selecção.

No capítulo quinto desta tese, primeiro capítulo da parte dois, será realizado um estudo de viabilidade económica de uma instalação de venda à rede, considerando-se uma solução do tipo chave na mão existente no mercado. Serão calculados indicadores económicos, como VAL, TIR, ROI e PAYBACK, de modo a averiguar a viabilidade económica da solução.

No capítulo seguinte, o sexto, será realizada uma análise comparativa entre uma instalação de venda à rede e uma instalação autónoma, instalada num condomínio em Lisboa. Será determinada a quantidade de energia produzida por ambas soluções ao longo do tempo de vida útil das mesmas, e serão cálculos os diversos benefícios de cada tipo de instalação. Será feita uma comparação entre os resultados obtidos com a intenção de se descortinar qual a melhor solução a aplicar.

Nas instalações de venda à rede será utilizado o programa Solterm para determinar a quantidade de energia produzida pelo sistema. No caso da instalação autónoma será estabelecido um perfil de consumos e determinado a produção horária do campo gerador, sendo feita posteriormente uma sobreposição dos dois perfis, de modo a averiguar simultaneidades.

O último capítulo fica destinado às conclusões do estudo efectuado.

2. Energia solar fotovoltaica

2.1. Efeito fotovoltaico

O efeito de fotovoltaico consiste na transformação directa de radiação (especificar) em energia eléctrica, utilizando-se células fotovoltaicas. A fonte de radiação mais utilizada é a radiação solar.

A radiação solar é uma corrente de fotões com comprimentos de onda diferentes. Cada um desses fotões, ao incidir sobre as células, tem a capacidade de ceder a sua energia a um electrão que a utiliza para atingir um estado energético mais elevado. De todos os fotões que incidem nas células apenas uma pequena percentagem, possui energia suficiente para excitar os electrões, originando corrente eléctrica. Este facto é um dos factores responsáveis para uma conversão energética relativamente baixa, ou seja muitos fotões são desperdiçados por terem energia insuficiente. Por cada fotão absorvido, por mais energia que contenha, a célula só fornece energia a diferenças de potencial, entre os seus eléctrodos, menores que $D/e = 1,1V$, (sendo D a diferença de energia entre a banda de valência e a de condução do material, e a carga do electrão) [5]. Isto implica que, no caso da radiação monocromática a eficiência de transformação seja elevada, mas no caso da radiação solar seja reduzida, pois a radiação solar possui um espectro largo.

As células fotovoltaicas são constituídas por matérias semi-condutores como o silício, o arsenieto de gálio, o telurieto de cádmio, disselenieto de cobre e índio. Porém o material mais utilizado é o silício devido á sua disponibilidade quase ilimitada, apesar de apenas existir associado à área de sílica.

Cada átomo de silício possui 4 electrões de valência. Com o propósito de se obter uma molécula estável o átomo de silício associa-se a 4 átomos vizinhos através de ligações covalentes de modo a completar a última camada, camada de valência, com 8 electrões o que corresponde a uma rede cristalina estável. Como consequência destas ligações o silício torna-se mau condutor eléctrico.

Quando a radiação solar incide na célula fotovoltaica faz aumentar o nível de energia do átomo, deteriorando as ligações atómicas. O electrão pode então torna-se livre, deixando uma lacuna na rede cristalina. Este processo é designado por auto-condução. Conquanto o fenómeno de auto condução não é suficiente para gerar energia

eléctrica. Para que seja possível a geração de corrente eléctrica é necessário contaminar a rede cristalina com átomos impuros, ou seja ligar aos átomos de silício outros tipos de átomos. Este processo é designado por dopagem. Os dopantes mais utilizados são o boro e o fósforo.

O átomo de boro possui um electrão a menos na camada de valência que o silício, pelo que cada átomo de boro ao unir-se com um de silício originará uma lacuna na rede cristalina. Desta forma cria-se um semiconductor carregado positivamente, (tipo p).

Ao dopar-se o átomo de silício com um átomo de fósforo cria-se um semiconductor carregado negativamente, (tipo n) porque o átomo de fósforo possui um electrão de valência a mais que o átomo de silício. Apesar de tudo, a carga eléctrica da célula continua a ser nula, uma vez que cada átomo tem o mesmo numero de protões e electrões pelo que as suas cargas equilibrar-se-ão. Se, se juntar as camadas de semicondutores n e p produzir-se-á uma região de transição pn. Isto leva à difusão dos electrões livres do semiconductor n para as lacunas do semiconductor p, originando uma barreira de potencial que não deixa o processo de difusão seguir indefinidamente, pois é criado um campo eléctrico que se mantém contrário ao movimentos dos portadores de carga.

Se a junção semicondutora pn for exposta à radiação a energia dos fotões será absorvida pelos electrões, quebrando-se as ligações entre os electrões. Os electrões livres são direccionados para o semiconductor n, através do campo eléctrico. As lacunas realizam o percurso inverso, são direccionadas para o semiconductor p, originando uma corrente eléctrica. Se o circuito não estiver ligado a nenhuma carga é obtida a tensão de circuito aberto da célula solar. Se o circuito eléctrico estiver fechado, a electricidade pode fluir e alimentar um receptor.

2.2. Estrutura célula solar

O primeiro passo para constituir uma célula solar de silício (SI) é a preparação deste material de base, fotoabsorvente. O silício necessário pode ser obtido a partir do quartzito, processo que contribui para tornar o seu preço bastante elevado. Obtida dessa base é necessário em seguida fazer a deposição de impurezas para criar as duas zonas, p e n. [28]

Os contactos eléctricos são a fase seguinte do processo. A construção dos contactos é um processo difícil – enquanto o contacto posterior é contínuo e pode acompanhar a área da célula, para o contacto frontal o processo é mais complexo. Em primeiro lugar todas as células, de tamanhos minúsculos, têm de ser ligadas umas às outras. Depois, a superfície ocupada pelo contacto frontal não deve ser grande sobre pena de tapar demasiado a radiação que chega à célula, e além disso tem de ter a capacidade de conduzir corrente sem introduzir uma grande resistência óhmica. Este contacto, que constitui uma grelha condutora, pode ser produzido através de processo de máscaras – vapor metálico é depositado em cima destas máscaras deixando assim a grelha sobre as células. Há ainda que evitar a difusão do material de constituição desta grelha pelo silício, por efeito da temperatura (seja no processo de fabrico, seja durante o seu funcionamento, durante o qual uma célula fotovoltaica está exposta a variações significativas de temperatura – o risco advém da camada de silício dopado exposta à radiação (tipo n) ser a mais fina de modo que a junção p-n pode ser afetada quando sujeita a temperaturas elevadas). [28]

Seguidamente a célula é tratada com um revestimento antireflector, para minimizar as perdas por radiação. Este terá de ser muito fino, da ordem de $\frac{1}{4}$ de comprimento de onda, ou seja, $0,1 \mu\text{m}$. A teoria do campo eletromagnético mostra-nos que se este revestimento possuir uma constante dielétrica igual à média geométrica das constantes dielétricas da célula e do ar e a sua espessura for de $\frac{1}{4}$ de comprimento de onda, a reflexão será minimizada. Este revestimento terá também de ser transparente à luz incidente, ou seja, possuir características de um material isolador com um hiato energético que exceda a energia associada ao mais pequeno comprimento de onda da radiação que a célula terá de absorver. Em alternativa, deverá possuir propriedades que minimizem o seu coeficiente de absorção, ou seja, ser do tipo hiato indirecto. [28]

O rendimento de uma célula fotovoltaica é baixo, se compara-mos com os métodos tradicionais de produção de energia de eléctrica. Isto deve-se à grande quantidade de energia perdida. As perdas, na celular solar, ocorrem devido ao fenómeno de recombinação, à reflexão e ao sombreamento entre os contactos frontais. A somar a estas perda, uma grande proporção da energia de radiação de onda longa e curta não pode ser aproveitada, sendo uma outra parte da energia de radiação absorvida e

transformada em calor. O gráfico seguinte mostra o balanço energético de uma célula de silício cristalino.

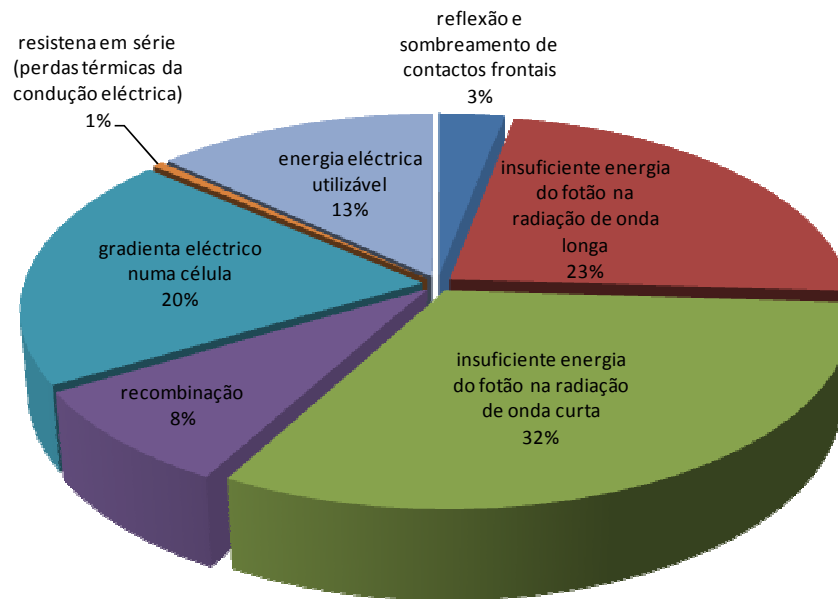


Ilustração 1 - Balanço energético de uma célula solar [1]

2.3. Tipo de células solares fotovoltaicas

➤ Células de silício monocristalino

O processo utilizado para produzir células monocristalinas é o processo de Czochralski. Durante este processo, o núcleo do cristal é imerso num banho de silício fundido, ligeiramente dopado com Boro (tipo p), a uma temperatura perto do ponto de fusão (1420°C). Com uma orientação definida e sobre um rígido controlo de temperatura, o núcleo é retirado do banho enquanto roda lentamente, deste modo os cristais produzidos adquirem uma forma redonda e podem possuir um diâmetro que pode ir desde os 30cm até vários metros. De seguida os cristais redondos são estirados em barras semi-quadradas e, seguidamente, cortados em lamina, as pastilhas, com uma espessura de 0,3mm.

A partir das pastilhas, já com impurezas positivas, as impurezas negativas formam uma fina camada por difusão do fósforo. Este processo de difusão realiza-se a uma temperatura entre os 800 e os 1200°C. De seguida são inseridos os contactos e a camada anti-reflexão na zona frontal da célula.

O processo de zona flutuante é um outro processo para a produção de células monocristalinas. Este processo é utilizado quando se pretende células de maior pureza e eficiência, sendo por isso um processo mais dispendioso. A barra de silício é reduzida e depois fundida através de uma espiral de campos de alta frequência. À medida que a barra vai arrefecendo, no seu topo, é produzido o silício monocristalino. De seguida o material impuro é submerso no banho de fusão, conforme o processo anterior descrito.



Ilustração 2 - Exemplo de célula monocristalina [1]

➤ Células de silício policristalino

O processo mais comum para a produção de células de silício policristalino é a fundição de lingotes. Neste processo o silício, no estado bruto, é aquecido em vácuo até uma temperatura de 1500°C, juntamente com dopantes do tipo p, Boro. Seguidamente arrefecido a uma temperatura de 800°C. São criados blocos que depois são serrados em pastilhas com espessura de 0,3mm. Depois da introdução de impurezas de fósforo a camada posterior de contacto é unida à pastilha. Por último, os contactos eléctricos são fixados no lado frontal, juntamente com a camada anti-reflectora.

As células “POWER” são um caso particular de células policristalinas. Nestas células são polidos sulcos em ambos os lados das pastilhas (anterior e posterior). As partes polidas são colocadas em posição rectangular umas em relação às outras.

Devido ao grande desperdício verificado no corte dos lingotes foram desenvolvidos diferentes métodos de laminagem com o intuito de produzir as laminas directamente do banho de fusão do silício, ou seja já possuírem a espessura pretendida para a pastilha. Os métodos que se mostraram viáveis são:

- a) EFG – Alimentação da película com limite de crescimento definido
- b) Faixas de filamentos
- c) Rede dendrítica
- d) Apex (embora este tipo de células seja do tipo película fina)



Ilustração 3 - Exemplo de célula policristalina [1]

➤ Células de película fina

Nas células de película fina os semi-condutores são aplicados em finas camadas num substrato, normalmente vidro. Para aplicação dos semi-condutores recorre-se a métodos que incluem vaporização, processos de disposição catódica e banhos electrolíticos. Este tipo de células, devido à elevada absorção dos materiais utilizados, apenas requer uma espessura de 0,001mm, teoricamente. As temperaturas de fabrico para células de película fina descem para valores situados entre os 200°C e os 500°C. Os materiais utilizados para semi-condutores são o silício amorfo, o diselenieto de cobre e Índico (CIS) e o telurieto de cádmio (CdTe).



Ilustração 4 - Exemplo de célula de silício amorfo [1]

➤ Novas células solares

São promissoras as tecnologias que combinam várias camadas, muito finas e sobrepostas de silício amorfo dopado, com as quais se consegue aumentar a absorção

espectral de energia da radiação solar e obter eficiências que são das maiores que se conhecem (uma das mais recentes, desenvolvidas no SPECTROLAB, uma subsidiária da BOEING, registou um valor de 40% em laboratório). As camadas de uma célula multijunção são sobrepostas de acordo com o valor do hiato energético respectivo, ou seja, em função dos comprimentos de onda da radiação que absorvem – no topo, directamente exposta à radiação incidente, fica o material semiconductor com o maior hiato energético seguindo-se, por ordem decrescente deste valor, as restantes camadas.

Os fotões mais energéticos (radiação ultravioleta e luz azul) são “capturados” pela primeira camada (topo) sendo os menos energéticos (radiação infravermelha e luz vermelha) absorvidos pela camada inferior após passarem através das camadas intermédias. No entanto, estas células são ainda de fabrico bastante dispendioso, dada a complexidade associada à sua concepção pelo que é no domínio das aplicações especiais que elas encontram hoje a sua maior utilização, permitindo no mínimo duplicar a energia eléctrica produzida com a mesma superfície de painéis. [28]

Também há novos processos que combinam a utilização de m-Si (silício microcristalino), caracterizado pela sua boa eficiência e estabilidade, com a simples e barata tecnologia de deposição do a-Si.

No entanto, apesar da produção de a-Si se poder considerar comparativamente mais fácil e por isso mais barata, a tecnologia usada no fabrico das células tende a ser mais complexa (são usados sistemas de alto vácuo, que têm de se apresentar com um elevado grau de limpeza e envolve custos elevados para garantir a segurança dos gases que são usados (H_2 , SiH_4 , GeH_4 , etc.) as células, com o tempo de utilização têm tendência a apresentar uma degradação da sua eficiência (~20 a 30%, devido ao designado efeito de Stabler-Wronski).

No quadro seguinte observa-se uma comparação entre os tipos de células mais relevantes actualmente no mercado.

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

* no estado estável.

** medida com um fluxo concentrado de radiação.

*** séries de produção limitada.

Ilustração 5 - Quadro comparativo dos diferentes tipos de células [1]

2.4. Tipos de sistemas fotovoltaicos

A energia eléctrica é transformada a partir da radiação solar segundo o mesmo princípio, independentemente do tipo de sistema utilizado. Posto isto, a forma de distinguir as diferentes instalações fotovoltaicas é o destino dado à energia eléctrica. Atendendo a esse critério, podemos ter dois tipos de sistemas:

- a) Sistema ligados à rede
- b) Sistemas autónomos

Os sistemas ligados à rede são os que predominam em meio urbano, caracterizando-se por não ter um sistema de armazenamento de energia eléctrica. Isto significa que toda a energia produzida é injectada na rede. Nas instalações ligadas à rede há a necessidade de garantir que a tensão de saída no inversor, é a mesma que a da rede e deve estar em fase com a tensão da rede de modo a não criar harmónicas. Neste tipo de instalações pode-se ter três tipos de configurações em função da ligação do inversor com o campo gerador fotovoltaico.

- ❖ Configuração de inversor centralizado – existe apenas um único inversor ao qual se liga o campo fotovoltaico.
- ❖ Configuração de inversor por ramal – aplicável quando se verifica partes do campo gerador com diferentes orientações e/ou inclinações e no caso de sombras inevitáveis. Cada uma das partes está ligada a um mesmo inversor, recebendo sempre o mesmo nível de corrente

- ❖ Configuração de inversor por painel – cada painel é instalado com o seu próprio inversor. Deste modo cada conjunto, painel - inversor, vai funcionar no seu ponto de potência máxima.

Os sistemas autónomos diferenciam-se dos sistemas ligados à rede por possuírem um sistema de acumulação constituído por bateria e regulador de carga. Este tipo de sistemas tem menor rendimento que os sistemas ligados à rede, devido a um sobredimensionamento da instalação com o objectivo de garantir a produção em períodos mais desfavoráveis, o que originará uma produção excedente nas alturas mais favoráveis que não poderá ser aproveitada pela capacidade de armazenamento ser limitada. Este tipo de instalação é observado em zonas rurais para electrificação de casa ou mesmo pequenas aldeias, e em quintas para realizar o bombeamento de água.

O quadro em baixo, realiza uma análise comparativa entre os dois tipos de instalações [2]:

	Instalação autónoma	Instalação ligada à rede
Potência do campo gerador	Limitada aos equipamentos a abastecer	Limitada ao espaço disponível e ao contracto de fornecimento
Acumulação	Baterias	Própria rede eléctrica
Capacidade de acumulação	Limitada ao nº de dias de autonomia	Depende da capacidade de injeção na rede
Regulador	Sim	Não
Inversor	Depende se existe equipamentos a alimentar em CA	Sim
Dependência da rede	Nenhuma	Completa: se houver um corte na rede, o campo gerador não cumpre a sua função, vender à rede

Tabela 1 - Comparação entre instalação autónoma e instalação ligada à rede [2]

2.5. Vantagens e Desvantagens

Os sistemas de produção de energia eléctrica através do efeito fotovoltaico, apresentam vantagens e desvantagens relacionadas com a sua constituição e fabrico assim como com o seu método de funcionamento.

As vantagens mais significativas deste método de transformação de energia são:

- 👉 Fonte de transformação de energia com total ausência de poluição quando em actividade. A fonte de poluição deste tipo de sistema encontra-se na sua produção, contudo a construção dos componentes possui processos de controlo eficazes;
- 👉 Recorrem a uma fonte de primária de energia praticamente inesgotável;
- 👉 Permitem reduzir as perdas na distribuição de energia eléctrica, visto a electricidade ser consumida, em alguns casos, na zona de produção;
- 👉 As centrais não possuem partes móveis, o que reduz as necessidades de manutenção, logo menos custos associados;
- 👉 As centrais possuem custos operacionais baixos. O maior encargo vem da construção/instalação dos equipamentos;
- 👉 Permite, com baixo custo em relação à rede “tradicional” de produção e distribuição de energia eléctrica, a electrificação de zonas isoladas, uma vez que não obriga a grandes investimentos em linhas de distribuição.

As principais desvantagens são:

- 👉 O baixo rendimento dos painéis na transformação de energia, resultante na deficiente exploração do espectro da radiação incidente;
- 👉 Custo elevado de produção, associado à pouca disponibilidade de grandes quantidades de materiais semi-condutores;
- 👉 Custo, relativamente elevados de instalação;
- 👉 Grande sensibilidade a alterações climatéricas e não produção durante o período da noite, o que obriga a sistemas de armazenamento em sistemas autónomos
- 👉 As formas de armazenamento são pouco eficientes quando comparadas com as formas dos combustíveis fósseis ou energia hídrica.

Com o desenvolvimento das tecnologias fotovoltaicas tem se permitido ir eliminando ou reduzindo algumas das desvantagens descritas, como o seu baixo rendimento e o seu elevado custo de produção e conseqüentemente elevado custo de instalação. À medida que mais investimento é feito nesta tecnologia, maiores são os avanços verificados, aumentando a viabilidade de uma instalação desta natureza.

3. Energia fotovoltaica na Europa e em Portugal

Na última década do presente século tem se vindo a assistir a um aumento na aposta da produção de electricidade a partir da tecnologia fotovoltaica. Este crescente interesse nesta área tem vindo a aumentar a competitividade deste mercado na produção de energia eléctrica. Porém o aumento da potência instalada não tem sido homogéneo em toda a Europa. Isto devesse ao facto de cada país possuir regulamentos e incentivos próprios assim como facilidades de financiamento a esta indústria.

Ao nível de potência instalada, na União Europeia (UE), no último ano de 2010, verificou-se um crescimento bastante acentuado. A potência instalada teve um aumento de 231%, passando dos 7,2 gigawatts (GW) em 2009 para os 16,6 GW em 2010. A capacidade instalada total no mundo, actualmente situa-se perto dos 40GW, produzindo-se cerca de 50 terawatt-hora (Twh) de energia eléctrica por ano.

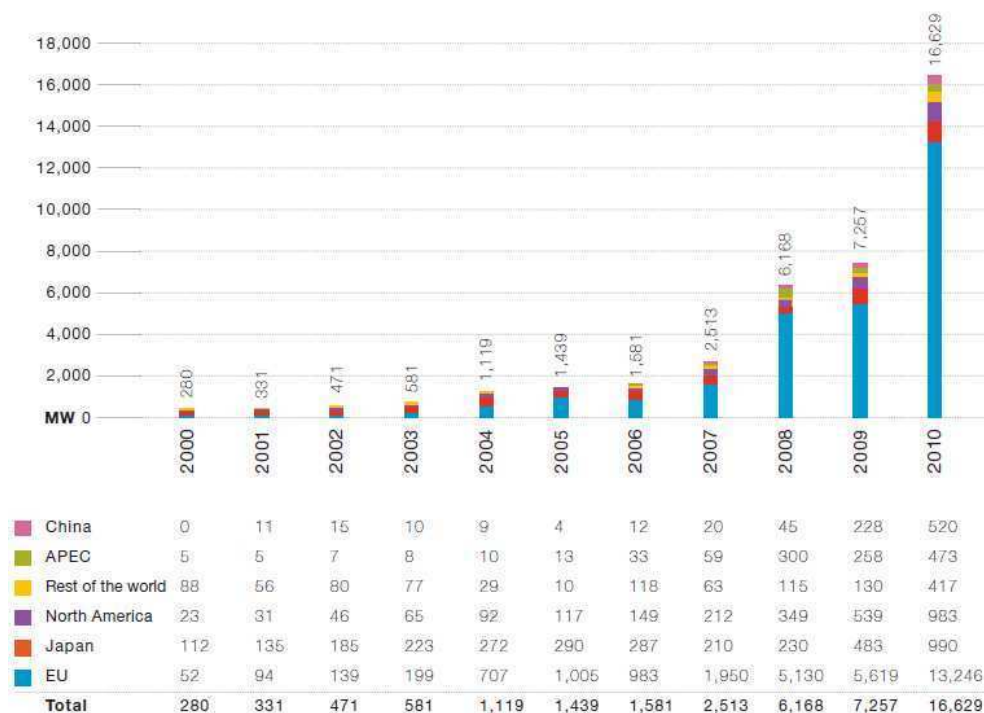


Ilustração 6 - Evolução anual do mercado fotovoltaico [6]

Em termos da capacidade instalada total acumulada e EU lidera com 30GW instalados até 2010. Este valor representa cerca de 75% da capacidade instalada mundial. O Japão, com 3,6GW, e o EUA, com 2,5GW, encontra-se bem abaixo da

produção europeia. De referir que a China encontra-se num processo de crescimento muito acentuada nesta área. Actualmente o seu mercado interno já faz parte do “TOP 10”, prevendo-se um crescimento ainda maior nos próximos anos.

Estes dados são taxativos face à aposta da união europeia face ao fotovoltaico, impulsionando o desenvolvimento deste tipo de energia.

O aumento verificado na Europa deveu-se, em grande medida, à subida verificada nos mercados da Alemanha e da Itália. A Alemanha representa mais de 50% da potência instalada em 2010 com uma potência de 7,4MW. O mais próximo da Alemanha é a Itália com 2,32MW instalados em 2010, representado 18% da potência total instalada na UE.

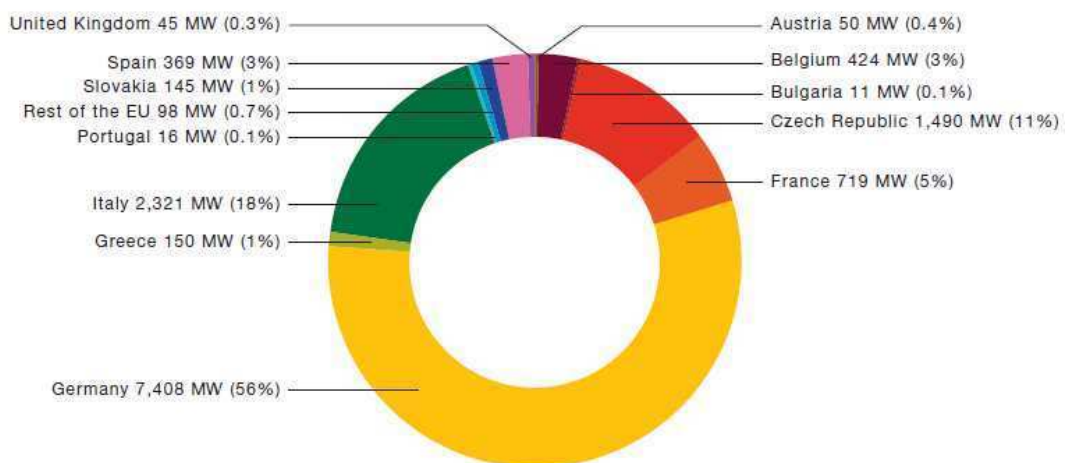
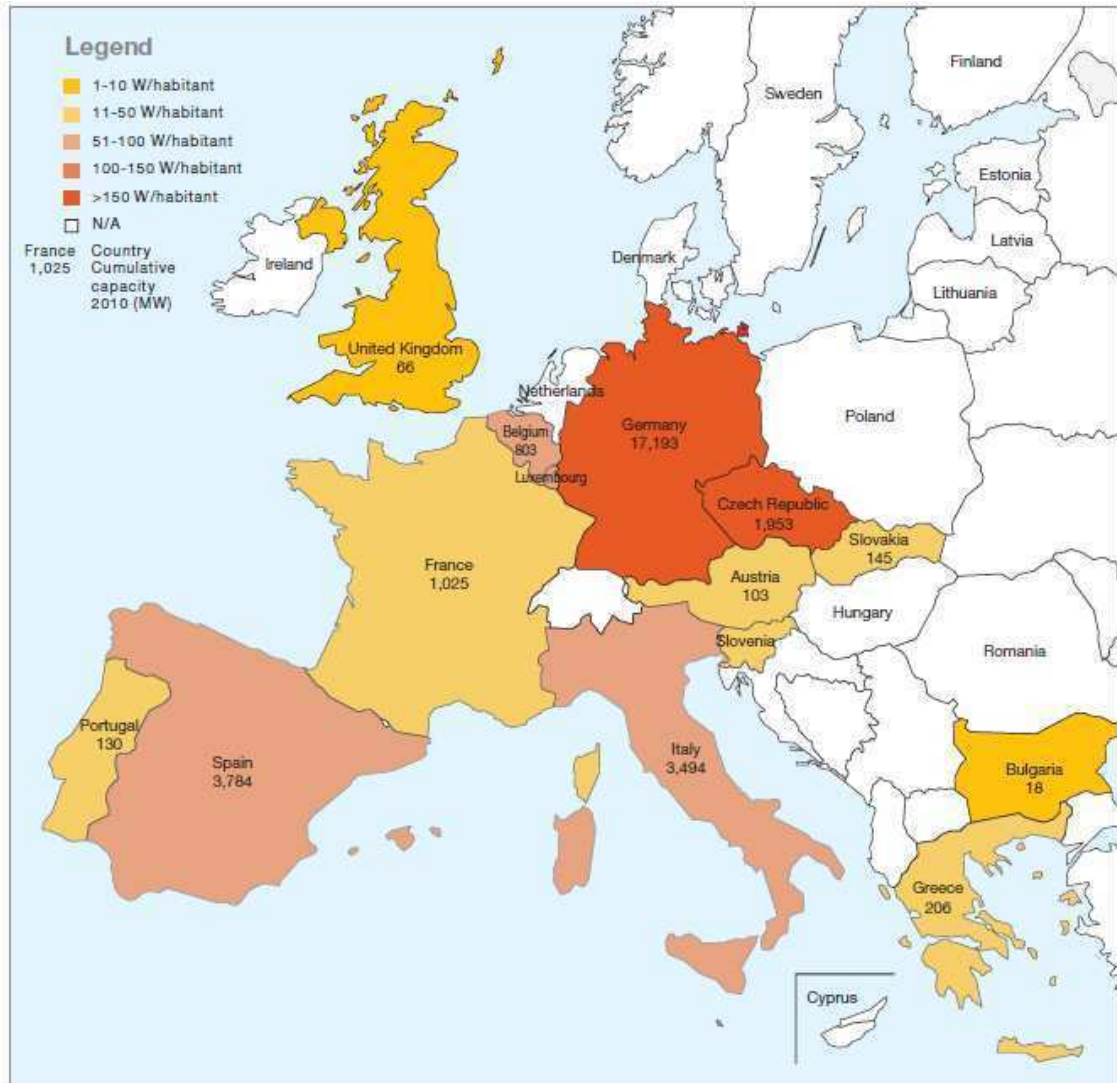


Ilustração 7 - Divisão do mercado europeu [6]



	Market 2009 (MW)	Cumulative 2009 (MW)	Market 2010 (MW)	Cumulative 2010 (MW)	W/habitant
EU					
Austria	20	53	50	103	12.6
Belgium	285	379	424	803	73
Bulgaria	6	7	11	18	2.4
Czech Republic	398	463	1,490	1,953	191.5
France	219	306	719	1,025	15.5
Germany	3,806	9,785	7,408	17,193	211
Greece	36	56	150	206	19.3
Italy	717	1,179	2,921	3,404	60.2
Portugal	55	114	16	130	11.5
Slovakia	0	0	145	145	26.4
Spain	17	3,415	369	3,784	80.5
United Kingdom	10	21	45	66	1.1
Rest of the EU	50	235	98	333	

Ilustração 8 - Mapa de potência da Europa [6]

Da figura em cima podemos nos aperceber das diferenças de valores que existem entre os vários países da Europa. No caso concreto de Portugal possui uma potência instalada acumulada de 130MW em comparação com os 3.393MW da Itália e os 17.193MW da Alemanha. Estes valores reflectem a falta de aposta dos governos portugueses nesta fonte de produção de energia, uma vez que temos uma taxa de radiação solar muito superior à Alemanha porém, Portugal tem uma potência por habitante 18,34 vezes inferior à Alemanha o que revela a falta de aproveitamento deste recurso natural.

	Cumulative installed capacity in 2010 (MW)	NREAP ¹ target for 2020 (MW)	Necessary market until 2020 (MW)	Target reached in	Market 2009 (MW)	Market 2010 (MW)
Austria	103	322	22	2013-2014	20	50
Belgium	803	1.340	60	2012-2013	285	424
Bulgaria	18	303	29	2013-2014	6	11
Czech Republic	1.953	1.695	N/A	2010	398	1.490
France	1.025	4.860	385	2013-2015	219	719
Germany	17.193	51.753	3.460	2017-2020	3.806	7.408
Greece	206	2.200	200	2017-2020	36	150
Italy	3.494	8.000	440	2011-2012	717	2.321
Portugal	130	1.000	84	2016-2020	55	16
Slovakia	145	300	16	2011	0	145

¹ NREAPs – Plano nacional de acções para as energias renováveis (National Renewable Energy Action Plans)

Spain	3.784	8.367	460	2016-2020	17	369
United Kingdom	66	2.680	260	2014-2015	10	45
Reste of the EU	33	1.561	125	by 2020	50	98

Tabela 2 -- Capacidade instalada acumulada nos principais países europeus e mercado anual comparado com os objectivos das NREAPs [6]

A tabela 2 compara a potência instalada acumulada até ao final de 2010, o objectivo para 2010, o a potência instalada em 2009 e 2010 e as necessidades para se atingir as metas propostas para 2020.

No caso concreto de Portugal verifica que até ao final de 2010 tinha uma capacidade acumulada de 130 MW e para atingir as metas das NREAPS para 2020 seria necessário instalar mais 84 MW.

Tendo sido o ano de 2010 o ano das NREAPs, estas acções apesar de colocarem a temática do fotovoltaico na agenda política não constituíram um real impulso ao mercado do fotovoltaico. Até agora a capacidade total instalada gerada por este plano de acções situa-se nos 84,38GW.

➤ Portugal e as energias renováveis

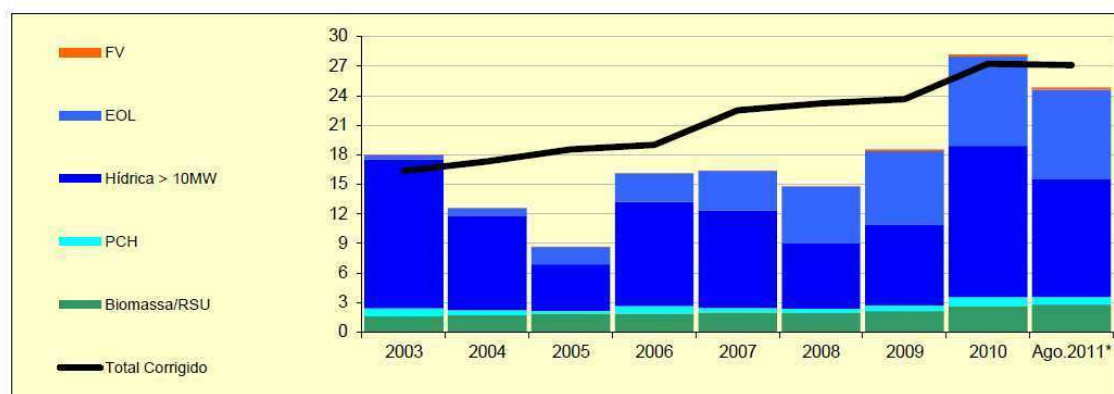


Ilustração 9 - Evolução da energia produzida a partir de fontes renováveis (TWh) [4]

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	Ago.2011*
Hídrica Total	15 894	10 053	5 000	11 323	10 351	7 102	8 717	16 249	12 745
Grande Hídrica (>30MW)	14 303	9 065	4 454	9 897	9 406	6 190	7 547	14 306	11 151
PCH (>10 e <=30 MW)	822	487	265	702	504	478	618	1 045	821
PCH (<= 10 MW)	769	501	281	724	441	434	552	898	774
Eólica	468	787	1 741	2 892	4 007	5 720	7 506	9 078	9 059
Biomassa (c/ cogeração)	1 069	1 206	1 286	1 302	1 361	1 381	1 390	1 579	1 656
Biomassa (s/ cogeração)	43	52	64	78	149	146	311	612	678
Resíduos Sólidos Urbanos	523	475	545	532	498	441	458	455	459
Biogás	2	14	31	33	55	67	80	97	126
Fotovoltaica	3	3	4	4	24	41	160	213	244
Ondas/Marés	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	18 002	12 590	8 671	16 164	16 445	14 898	18 622	28 283	24 966
IPH (ano base da Directiva - 1997)	1,115	0,680	0,336	0,800	0,631	0,461	0,634	1,070	0,832
Hídrica Total Corrigida (IPH da Directiva)	14 255	14 784	14 881	14 154	16 404	15 406	13 749	15 186	15 319
Total Corrigido	16 363	17 321	18 552	18 995	22 498	23 202	23 654	27 220	27 539
Produção Bruta + Saldo Imp. (GWh)	48 220	50 017	51 729	52 749	52 952	53 558	53 134	54 270	53 727
% de renováveis (Real)	37,3%	25,2%	16,8%	30,6%	31,1%	27,8%	35,0%	52,1%	46,5%
% de renováveis (Directiva)	33,9%	34,6%	35,9%	36,0%	42,5%	43,3%	44,5%	50,2%	50,4%

* Ano Móvel de Setembro de 2010 a Agosto de 2011. Em 2011, o valor da Produção Bruta + Saldo Importador é provisório

Ilustração 10 - Evolução da energia eléctrica produzida através de renováveis (gWh) [4]

No panorama energético português a fonte renovável com maior expressão na produção de energia eléctrica é a energia hídrica, com mais de 50% da energia total produzida por fontes renováveis. É de referir também o crescimento constante, ao longo dos anos, da fonte eólica, notando-se uma aposta nesta área. A energia fotovoltaica possui um peso quase insignificante na produção natural, contudo nos anos de 2009 e 2010, verificou-se um aumento bastante acentuado, fruto da instalação das duas centrais fotovoltaicas no Alentejo. É importante referir que mais de 50% da energia eléctrica produzida em Portugal vem de fonte renovável.

Ao nível de grandes centrais fotovoltaicas, Portugal possui duas centrais activas. Uma no concelho de Serpa constituída por 52.000 painéis de silício mono cristalino de alto rendimento (14 a 18%), instalados ao longo de 32 hectares, com a potência total de pico de 11 MW. Esta central tem a capacidade para fornecer energia eléctrica a 8.000 lares, correspondendo a uma potência de 18 GWh/ano. A produção desta central evitará a emissão de cerca de 19 mil toneladas de dióxido de carbono por ano. A sua construção foi iniciada em Maio de 2006 e a inauguração a 28 de Março de 2007.

A central da Amareleja está situada na localidade com maior intensidade de radiação e com o maior número de horas de exposição solar. Esta central é considerada a maior do mundo. Tem uma potência de pico instalada de 62MW, o que possibilita a produção de 88 GWh/ano, o equivalente ao consumo de mais 30 mil famílias. Ocupa uma área de

130 hectares. Em actividade, esta central possibilita o não envio de cerca de 60.000 toneladas de CO₂/ano para a atmosfera.

Existem, ainda, outras centrais em outros pontos do país, sendo elas:

- Parque Solar de Almodôvar, cuja produção de cerca de 12,5 MW;
- Central Solar de Ferreira do Alentejo, que tem uma produção de 12 MW;
- Central Solar de Ferreira, que produz cerca de 10 MW;
- Central da empresa Netplan com 1,8 MW distribuídos por cinco pequenas centrais;
- Em Mértola, foram instaladas duas centrais, as centrais fotovoltaicas de Olva e da Corte Pão e Água com 500 kW e 756 kW de potência, respectivamente.

A maior central fotovoltaica em meio urbano do mundo está instalada no Mercado Abastecedor da Região de Lisboa (MARL) com uma potência total de 6 MW, o que corresponde ao consumo de três mil lares.

Além das centrais existentes, existe uma percentagem do mercado de produção de energia eléctrica por via fotovoltaica instalado no sector doméstico. Estas instalações são consideradas microprodutoras. Pela análise da ilustração 11, pode-se observar que essa percentagem é de cerca de 25%.

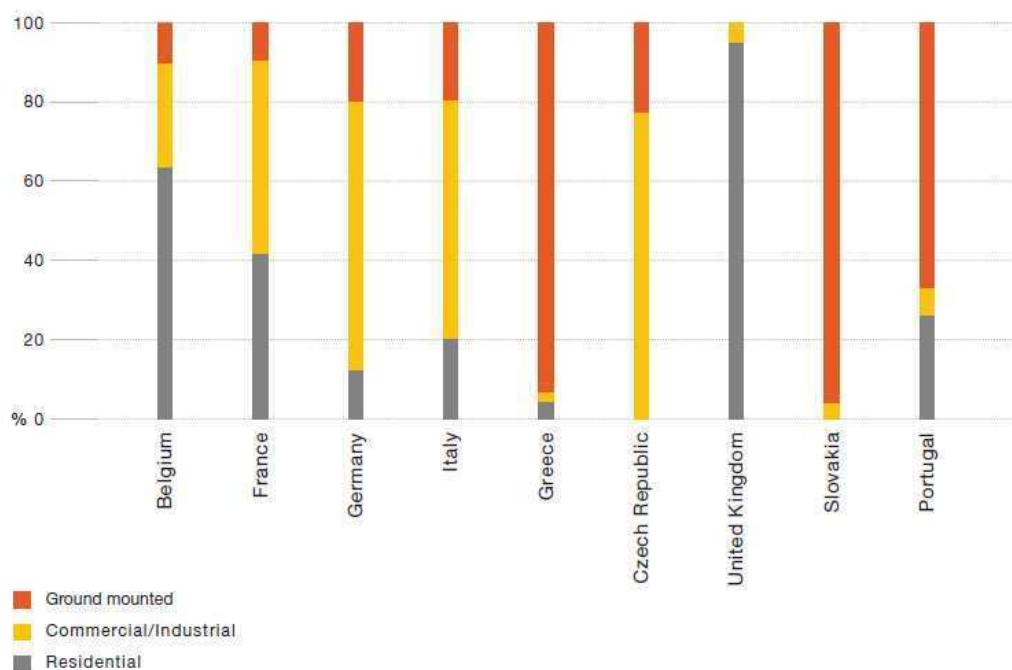


Ilustração 11 - Segmentação do mercado fotovoltaico em alguns países europeus [6]

3.1. Legislação

Ao nível da produção fotovoltaica, a constituição portuguesa contempla vários decretos-lei para regulamentar a produção e venda de energia eléctrica recorrendo a energia solar. A ilustração 12 esquematiza de forma resumida os principais decretos-lei e a sua aplicabilidade.

Ligação à rede	Consumo Próprio	Microgeração	Miniprodução
<ul style="list-style-type: none"> • DL 33A_2005 • DL 312_2001 • DL 363_2007 	<ul style="list-style-type: none"> • DL 68_2002 • DL 101_2007 	<ul style="list-style-type: none"> • DL 363_2007 • DL 118-A_2010 • Portaria 284_2011 	<ul style="list-style-type: none"> • DL 34_2011 • DL 118_2010 • Portaria 178_2011

Ilustração 12 - Decretos-Lei

O Decreto-Lei número 33A/2005 altera o DL 339-C/2001 que por sua vez já induziu alterações no Decreto-Lei n.º 189/88, que estabelece as normas relativas à actividade de produção de energia eléctrica por pessoas singulares ou por pessoas colectivas de direito público ou privado. A alteração promovida pelo DL 33A/2005 incide nos factores para cálculo do valor da remuneração pelo fornecimento da energia produzida em centrais renováveis entregue à rede do Sistema Eléctrico Português (SEP) e definindo procedimentos para atribuição de potência disponível na mesma rede assim como os prazos para obtenção da licença de estabelecimento para centrais renováveis.

A capacidade de entrega de energia eléctrica ao sistema eléctrico público por parte de unidades electroprodutoras independentes, como hidroeléctricas até 10MVA, centrais de produção eléctrica a partir de energias renováveis ou de resíduos industriais, agrícolas ou urbanos é regulamentada pelo Decreto-Lei 312/2001. O referido Decreto-Lei é aplicável, ainda, em centrais de co-geração. O DL 312/2001 define ligação à rede como *os elementos da rede que permitem que um determinado produtor se ligue fisicamente às infra-estruturas de transporte ou distribuição de energia eléctrica do sistema eléctrico público*. Estabelece as directivas para atribuição de um ponto de recepção de energia eléctrica por parte do sistema eléctrico público, fornecida por uma central produtora. Este decreto-lei define ainda quais os critérios de selecção para

atribuição de um ponto de ligação, como exemplo desses critérios tem-se os benefícios ambientais, eficiência energética do sistema, custos de investimento exploração, entre outros, assim como as taxas associadas a todo o processo.

Ao nível da temática de venda de energia à rede o Decreto-Lei n.º 363/2007 de 2 de Novembro estabelece o regime jurídico aplicável à produção de electricidade por intermédio de unidades de microprodução. Define potência contratada *como o limite da potência estabelecida no dispositivo controlador da potência de consumo*; estipula como potência instalada *a potência, em quilowatt, dos equipamentos de produção de electricidade e decreta que potência de ligação é a potência máxima, em quilowatt, que o produtor pode injectar na Rede Eléctrica de Serviço Público (RESP)*, que no caso de instalações com inversor é equivalente à potência instalada máxima deste equipamento. Ficam sujeitas a este presente Decreto-Lei as unidades que utilizem recursos renováveis como energia primária, que produzam, combinadamente, electricidade e calor. Estabelece, ainda, as condicionantes para o acesso da actividade de produção de energia eléctrica, como por exemplo, a exigência da existência de um contrato de compra de electricidade em baixa tensão, não permite uma injeção na rede pública de uma potência superior a 50% da potência contratada. Estabelece ainda os limites de potência de ligação do regime bonificado e do regime geral, definindo as tarifas associadas a cada regime e fonte de produção.

O exercício da actividade de produção de energia eléctrica em baixa tensão (BT) destinada predominantemente a consumo próprio, sem prejuízo de poder entregar a produção excedente a terceiros ou à rede pública, é regulado por Decreto-Lei n.º 68/2002, sendo limitada a potência a entregar à rede pública a 150 kW. Deste Decreto-Lei define como *microgerador todo o equipamento principal autónomo de produção de energia como por exemplo, motores, microturbinas ou pilhas de combustível, que utilizem geradores síncronos, geradores assíncronos, painéis solares fotovoltaicos e outros equipamentos autónomos de produção de energia eléctrica*; considera como instalação de produção *o conjunto ou conjuntos de equipamentos principais (microgeradores) e auxiliares de produção e consumo de energia e obras que os servem pertencentes ao produtor-consumidor, incluindo, quando necessário, as linhas directas e o ramal de ligação ao SEP até ao ponto de interligação* e decreta que produtor-consumidor *é a entidade detentora de uma ou mais instalações de produção nos termos deste diploma*. As condições de produção, o procedimento para obtenção da autorização

de utilização da instalação assim como os direitos e deveres do produtor-consumidor são regulamentam pelas directrizes deste Decreto-Lei.

No caso de instalação de miniprodução o Decreto-Lei n.º 34/2011, estabelece o regime jurídico aplicável à produção de electricidade por intermédio de instalações de pequena potência, designadas por unidades de miniprodução. Segundo este Decreto-Lei uma unidade de *miniprodução é uma instalação de produção de electricidade, a partir de energias renováveis, baseada em uma só tecnologia de produção cuja potência de ligação à rede seja igual ou inferior a 250 kW*. A produção de energia eléctrica através de unidade de microprodução, unidades de co-geração e projectos de inovação estão fora do âmbito deste Decreto-Lei. Este Decreto-Lei define as condicionantes para acesso à actividade de miniprodução, como a necessidade de existência de uma instalação de utilização de electricidade e respectivo contrato de compra e venda de energia eléctrica, a instalação produtora estar localizada no local de consumo de energia, a potência de ligação da unidade de miniprodução não seja superior a 50 % da potência contratada, entre outros. Esta legislação estipula os regimes dois remuneratórios, geral e bonificado e respectiva facturação.

O Decreto-Lei 118-A/2010 simplifica o regime jurídico aplicável à produção de electricidade por intermédio de instalações de pequena potência, designadas por unidades de microprodução.

A Portaria n.º 178/2011 define os valores das taxas a cobrar para os diferentes escalões para unidades miniprodução. Define ainda o custo associado a reinspecção da unidade de miniprodução e pedido de averbamento de alterações ao registo da miniprodução

A Portaria n.º 284/2011, actualiza a tarifa de referência aplicável em 2012 para unidades de microprodução, assim como a cota anual de potência disponível para instalações de microprodução.

De forma concisa pode-se definir que em Portugal existem dois regimes de venda de energia, um regime bonificado e um regime geral. Estes regimes diferenciam-se na potência instalada e na tarifa de venda à rede. No caso do regime bonificado, com duração de 15 anos, nas instalações individuais a potência máxima é de 3,68kW, para condomínios essa potência sobe para 11,04 kW. No regime geral a potência máxima de

ligação é de 5,75kW. No que concerne à energia vendida à rede no caso de regime geral a electricidade é vendida a uma tarifa igual aquela que o consumidor paga a energia consumida. No regime bonificado o preço de venda nos primeiros oito anos é de 0,326€/kWh, nos sete anos seguintes é de 0,185€/kWh e a partir do décimo quinto ano o preço de venda passa a ser igual ao preço de compra. Os valores apresentados são das tarifas para 2012. [22]

3.2. Produção descentralizada

A produção descentralizada de energia ou microgeração, é a geração de energia (eléctrica e eventualmente também térmica) pelo próprio consumidor, utilizando equipamentos de pequena escala, com a possibilidade de os excedentes de energia eléctrica poderem ser vendidos à rede de distribuição. [35]

A micro e minigeração ganharam um novo impulso com as mais recentes metas estipuladas para os edifícios pelo parlamento europeu. Nessas metas está proposto que todos os edifícios construídos depois de 31 de Dezembro de 2018 produzam toda a energia que consumem. Os edifícios existentes deverão reduzir a percentagem de energia consumido não produzida por eles, até zero, de forma progressiva entre 2015 e 2020. [35]

Com a aposta neste tipo de produção de energia eléctrica vai promover o desenvolvimento de redes de distribuição inteligentes, *smart grids*. Estas redes têm que conseguir gerir e controlar, de forma eficiente na óptica económica e energética, as cargas, unidades produtoras e dispositivos de armazenamento de modo a melhorar a eficiência global das redes, a qualidade da electricidades e otimizar as condições de operação. [3]

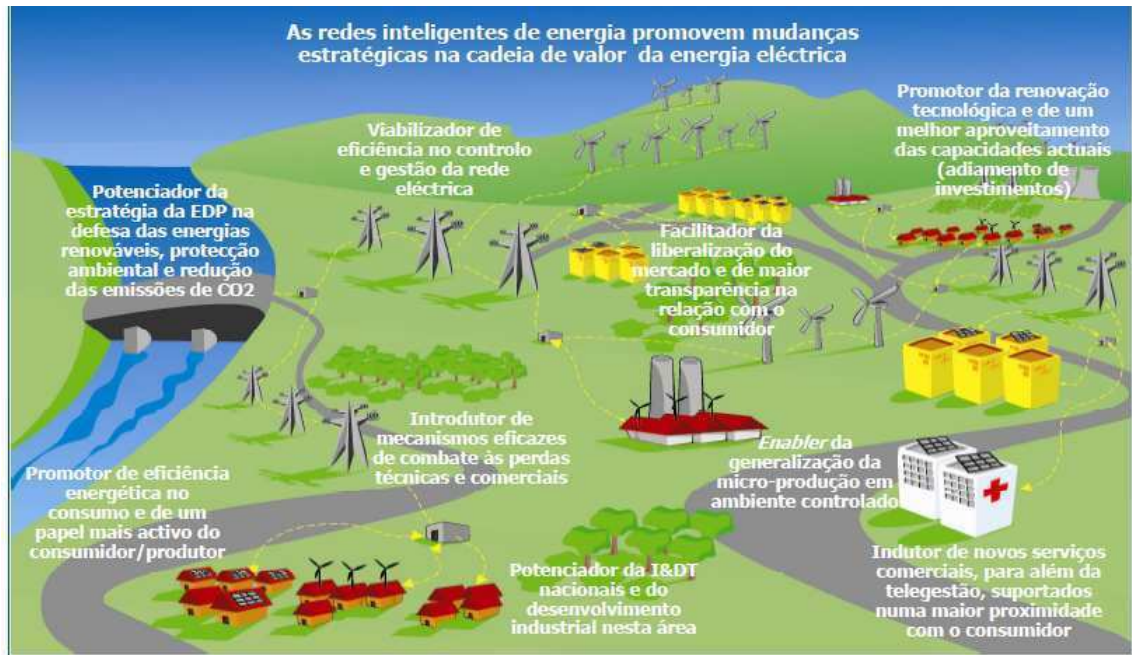


Ilustração 13 - Redes inteligentes [3]

O desenvolvimento e maturação da tecnologia associada à produção descentralizada, tanto ao nível da produção como é o caso dos painéis fotovoltaicos ou mini-eólicas, com ao nível da distribuição e armazenamento, promoverá uma redução de preços e uma massificação na implementação solução de produção de energia. Contudo, basta haver um desenvolvimento tecnológico. É necessário que essa evolução seja concertada com vontade política e com programas de incentivo.

A mudança no paradigma de produção eléctrica, produção centralizada para produção descentralizada, conduzirá a um papel mais activo do consumidor final. Este passaram de simples consumidores para consumidores/produtores, tendo um papel marcante na resolução de situações críticas de exploração. A telecontagem inteligente, *smart metering*, possuirá uma posição nuclear na mudança.

O crescimento da produção descentralizada, conduzirá a uma mudança radical em toda a estrutura actual de produção e distribuição de energia eléctrica. Esta mudança assentará em três pilares:

- 1) Alteração nas formas de produção de energia, privilegiando as energias renováveis como solar, eólica, hidroeléctrica, geotérmica, ondas do mar e

biomassa, e para isso realizar um investimento a fim de cumprir as metas estabelecidas no programa energético para 2020;

- 2) O segundo pilar assenta na capacidade de armazenamento. Contudo, para maximizar o recurso a energias renováveis e minimizar custos, será necessário desenvolver métodos de armazenagem que facilitem a conversão de fornecimentos intermitentes dessas fontes renováveis em activos seguros e duráveis;
- 3) O terceiro pilar envolve a distribuição. A ideia é gerar energia renovável, localmente, e submetê-la a uma rede inteligente e integrada, que permitirá produzir a energia para satisfazer as necessidades e partilhar o excedente.

De referir que a rede nacional de produção e distribuição de energia encontra-se a deparar-se com um grande desafio, que deverá ser uma oportunidade de evolução, que é a integração do veículo eléctrico no mercado português.

Os veículos eléctricos são, de um ponto de vista eléctrico, cargas distribuídas e controláveis e ainda dispositivos de armazenamento. Embora a aposta no carro eléctrico seja uma aposta a médio/longo prazo é necessário dotar, desde já, as redes para este novo elemento no sistema. É necessário identificar e definir medidas preventivas para evitar problemas operacionais inerentes á utilização e integração do carro eléctrico

Em Portugal, as instituições I&D e as Universidades desenvolveram nos últimos anos um conjunto de competências de reconhecida qualidade internacional em nichos tecnológicos ligados à integração de energias renováveis nas redes eléctricas, que tem sido utilizado em parte pela indústria Portuguesa e que pode e deve agora ser explorado mais intensamente para promover um desenvolvimento económico sustentado nestes domínios.

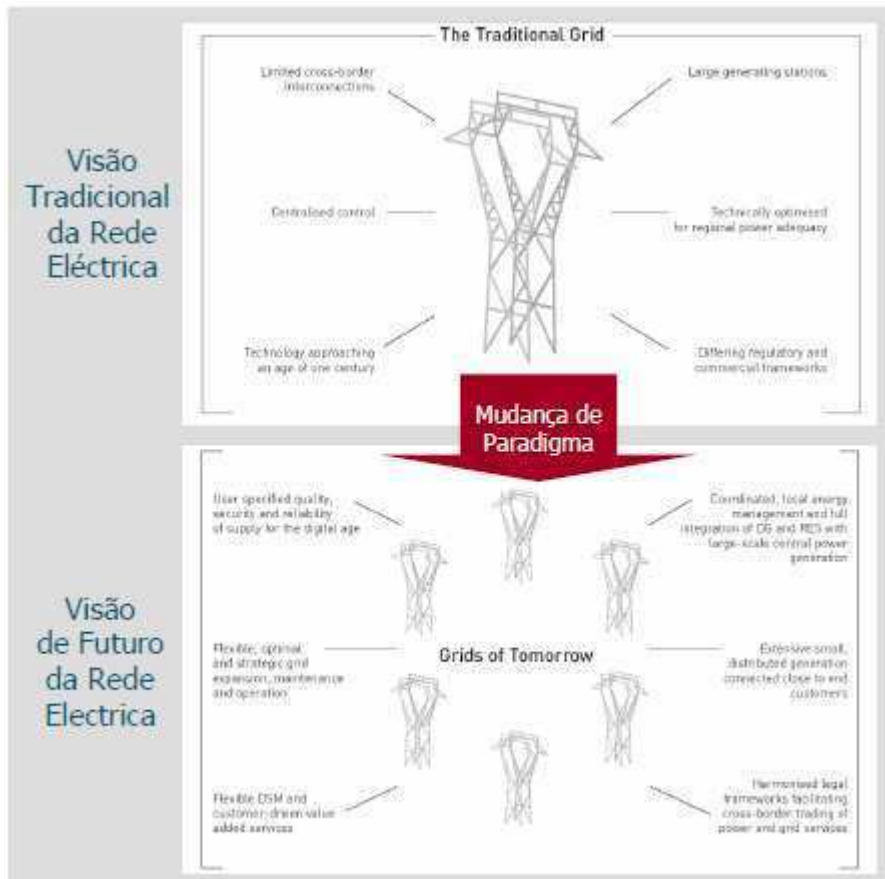


Ilustração 14 - Mudança de paradigma na distribuição de energia eléctrica [3]

4. Componentes de uma instalação fotovoltaica

4.1. Painel solar

O painel solar para fins fotovoltaicos é constituído por várias células ligadas em série, cada célula com uma tensão na ordem das décimas de volts, se forem células de silício esse valor é aproximadamente de 0,6V. O processo de ligação das células, a fim de forma um painel, é realizado por soldadura de um verso de uma célula à parte frontal da outra. Depois de as células ligadas, o número de células ligadas vai depender do valor de tensão que se pretende, é realizado o processo de encapsulamento que pode ser de três tipos, dependendo do material em que as células são embebidas. Pode ser etileno-vinil-acetato (EVA), teflon ou resina fundida. Esta camada tem uma função protectora contra tensões mecânicas, agentes atmosféricos e humidade. É importante que a cobertura seja de uma material com uma elevada transmissão luminosa, poderá ser formada por polímeros ou vidro temperado.

O princípio de funcionamento de uma células solar é o mesmo que um díodo comum. Quando o díodo ligado a um circuito de modo a que o potencial seja positivo no ânodo e negativo no cátodo este encontra-se directamente polarizado, começando a conduzir, ou seja começa a circular corrente eléctrica, para uma determinada tensão, tensão limiar de condução que toma o valor de 0,7V. Caso o díodo seja polarizado inversamente não há circulação de corrente eléctrica. Neste tipo de polarização o díodo só conduz quando se supera a corrente de bloqueio, contudo esta situação pode conduzir à destruição do equipamento.

Uma célula solar não iluminada pode, também, ser representada por um díodo. Nesta situação a curva característica do díodo reflecte o comportamento da célula solar, contudo para uma célula deve-se assumir uma tensão de condução de 0,5V e uma tensão de bloqueio entre os 12V e os 50V, dependendo da qualidade do material da célula. As equações que modelam o comportamento da célula nas condições mencionadas são expressas de seguida [1]:

$$a) \quad U = U_D \quad [1]$$

$$b) \quad I = -I_D = -I_0 \times \left(e^{\frac{U}{m \times U_T}} - 1 \right) \quad [2]$$

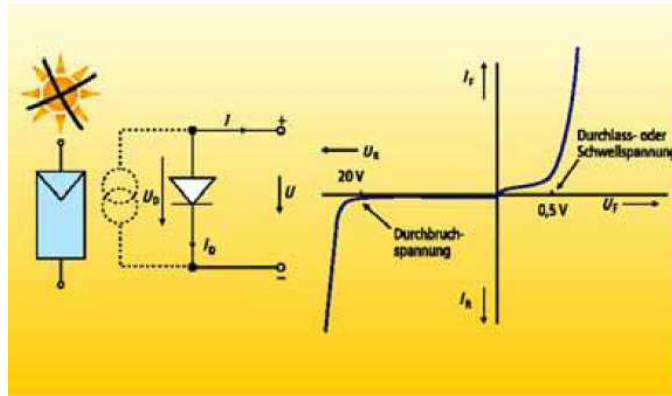


Ilustração 15 - Diagrama do circuito equivalente e curva característica da celular em escuridão [1]

Quando a radiação incide sobre o painel a energia que os fotões possuem vai gerar portadores de carga livre. Nesta situação de produção de corrente eléctrica e a célula solar pode ser analisada como um circuito em paralelo entre uma fonte e um díodo. Contudo a curva característica do díodo é desviada pela magnitude da fotocorrente na direcção da polarização inversa. As equações que representam o modelo físico explicativo do funcionamento do painel fotovoltaico são expressas de seguida [1]:

- a) $U = U_D$ [3]
- b) $I_{PH} = c_o \times E$ [4]
- c) $I = I_{PH} - I_D$ [5]
- d) $I = I_{PH} - I_D - I_p$ [6]
- e) $I_p = \frac{U_D}{R_p} = \frac{U + R_s \times I}{R_p}$ [7]

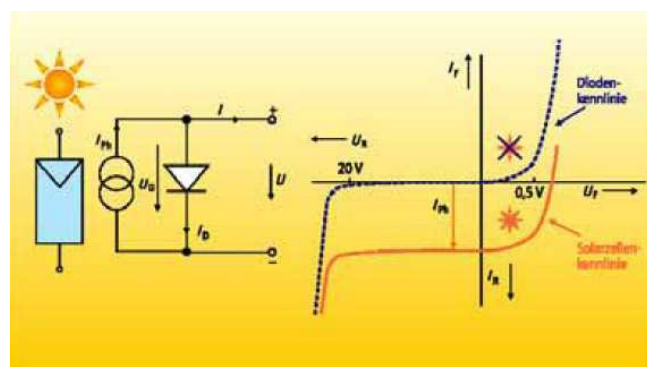


Ilustração 16 - Diagrama do circuito equivalente e curva característica da célula irradiada [1]

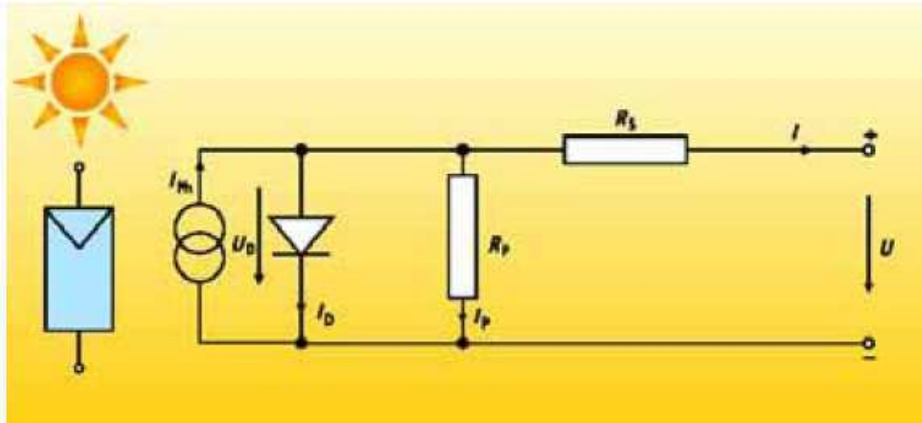


Ilustração 17 - Diagrama completo do circuito equivalente [1]

O diagrama apresentado na ilustração 17, representa o esquema eléctrico standard de um painel fotovoltaico. Este diagrama é designado por modelo de um diodo. Este modelo refere que na célula ocorre uma queda de tensão à passagem de portadores de carga dos semicondutores para os contactos eléctricos, representado pela resistência R_s . A resistência em paralelo descreve a corrente de fuga inversa. Estas duas resistências são as responsáveis pelo abatimento da curva característica da célula. A resistência R_s tem uma ordem de grandeza de miliohms, enquanto $R_p \gg 10\text{ohms}$.

A curva característica de uma célula solar está representada na ilustração 18. A curva permite perceber a relação que existe entre a corrente e a tensão e a tensão - potência. O ponto de potência máxima, PMPP, representa o ponto de máximo rendimento para as condições de teste standard CTS. Estas condições definem três parâmetros para realizar o teste dos módulos solares e assim ser possível comparar modelos diferentes. Os parâmetros estipulados para realizar o teste de painéis são enumerados de seguida [1] :

- 1) Irradiância (E) de 1000W/m^2
- 2) Temperatura na célula (T) de 25°C , com uma tolerância de $\pm 2^\circ\text{C}$
- 3) Espectro de luz definido com uma massa de ar $AM=1,5$

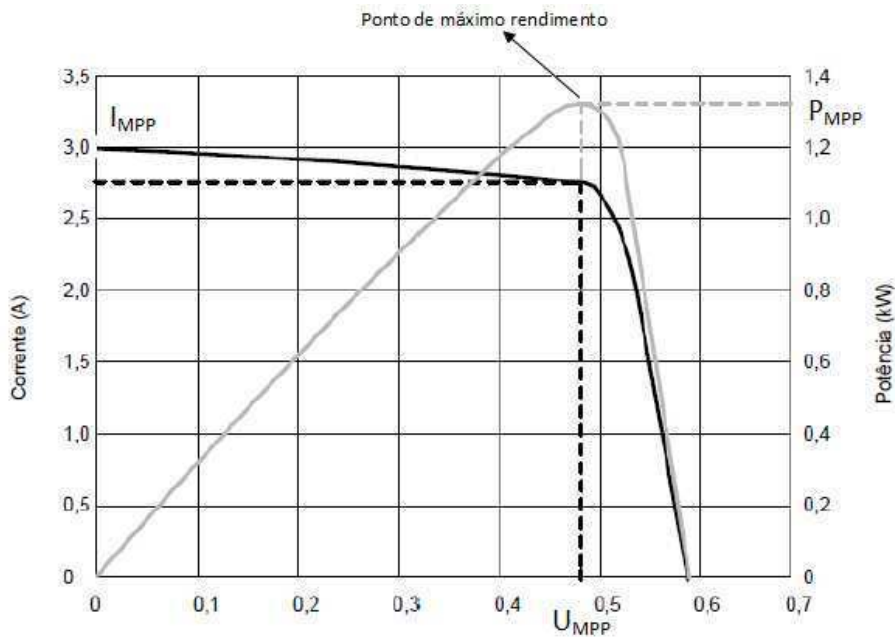


Ilustração 18 - Curva característica da célula solar [1]

Os pontos relevantes da curva característica são:

- Ponto de máxima potência (MPP) – é o ponto de funcionamento com o máximo rendimento, obtido para uma corrente I_{MPP} e uma tensão U_{MPP} . O valor de potência MPP é fornecido em unidades pico de wátio;
- A corrente de curto-circuito (I_{CC}) é, aproximadamente, 5 a 15% maior que a corrente máxima, I_{MPP} . A corrente ICC depende linearmente da irradiância, sendo directamente proporcional, se a irradiância aumentar a corrente vai aumentar na mesma proporção;
- Tensão de circuito aberto (U_{OC}). A tensão U_{OC} não é tão sensível à variação da radiação solar, sofrendo uma quebra quando a radiação baixa dos 100W/m².

O factor de forma (FF) é um parâmetro qualitativo do painel solar fotovoltaico. É calculado pelo quociente entre a potência máxima (P_{MPP}) e a potência máxima teórica [1].

$$FF = \frac{P_{MPP}}{P_{Teórica}} = \frac{U_{MPP} \times I_{MPP}}{U_{OC} \times I_{CC}} \quad [8]$$

Os valores típicos de factor de forma para células cristalinas oscilam entre os 0,75 e os 0,85. Para células de silício amorfo situam-se entre os 0,5 a 0,7.

A eficiência (η) das células solares é o resultado do rácio entre a potência entregue e a potência incidente. Isto significa que a eficiência de uma célula solar vai depender das suas características (U_{OC} , I_{CC} , FF), da área de superfície e da irradiância solar (E) [1].

$$\eta = \frac{P_{MPP}}{P_{Inc}} = \frac{FF \times U_{OC} \times I_{CC}}{A \times E} [9]$$

O desempenho e as curvas características dos painéis solares fotovoltaicos são influenciados pela temperatura das células e pela radiação incidente. A intensidade da corrente gerada tem uma relação de proporcionalidade directa com a radiação ao longo do dia, quando a radiação desce para metade a electricidade produzida reduz-se na mesma proporção. A corrente não sofre um efeito significativo com a variação de temperatura na célula solar. A tensão de máximo rendimento (MPP) permanece relativamente constante com as variações da radiação solar, sendo afectada pela temperatura da célula. Por isso deve existir um cuidado especial com o aumento da tensão verificado a baixas temperaturas.

No verão, devido às elevadas temperaturas, ocorre uma redução de potencia útil que pode ascender aos 35%. Para minimizar esta perda os módulos fotovoltaicos devem ser instalados com um sistema de dissipação de calor.

Para se obter os níveis de tensão e de corrente desejado há a necessidade de realizar ligações entre vários painéis. Essas ligações podem ser de dois tipos, serie e/ou paralelo. A ligação em serie produzirá uma tensão igual à soma da tensão individual de cada painel, ficando a corrente praticamente inalterada com a ligação. A ligação em paralelo promove o aumento da corrente entregue, enquanto a tensão se mantém praticamente constante.

A tensão do sistema vai depender do número de módulos ligados em serie, que por sua vez vai determinar a tensão de entrada do inversor.

Para se evitar problemas resultantes de uma irradiação irregular, presença de sombras ou outros factores que alterem o ponto de funcionamento das células é necessário colocar protecções, usualmente recorre-se a díodos. Estes díodos de protecção podem ser de passagem ou “bypass”, ou de bloqueio.

Os díodos de passagem ligam-se em paralelo com associações de células ligadas em sérios, de modo a impedir que todos os elementos da serie se descarreguem sobre a células que estiver coberta. Os díodos de bloqueio são utilizados para evitar que a bateria se descarregue sobre o campo fotovoltaico durante a noite, e bloquear a circulação de correntes inversas de ramos paralelos ensombrados durante o dia.

4.2. Inversor

A produção de energia eléctrica por parte dos módulos solares fotovoltaicos é feita sob a forma de corrente contínua (DC). Contudo a grande maioria dos consumidores finais, incluindo a rede eléctrica, funcionam em corrente alternada (AC). É por essa razão que é necessário instalar o inversor numa instalação solar fotovoltaica. Este equipamento tem como principal função a conversão da corrente eléctrica DC-AC. Aliando à conversão, o inversor ajusta a corrente para a frequência e nível de tensão da rede a que está ligado.

Os inversores diferem dependendo do tipo de instalação a que estão ligados, se instalação autónomas ou ligada à rede.

Nos sistemas fotovoltaicos ligados à rede, o inversor pode ser conectado à rede eléctrica de duas maneiras, de forma directa ou através da instalação eléctrica do prédio. No caso da instalação directa, a electricidade produzida é injectada directamente na rede pública, neste tipo de ligação o inversor deve funcionar no ponto de maior potência (MPP), procurando-o sempre que se verificam alterações nas condições meteorológicas. Este sistema de rastreio consiste num conversor DC ligado em serie com o inversor, que ajusta a tensão de entrada do inversor em função do nível de tensão do ponto MPP.

Quando a instalação fotovoltaica está acoplada à instalação eléctrica do prédio a energia gerada é em primeiro lugar consumida no prédio, sendo o excedentário fornecido à rede. Este tipo de inversores é constituído por uma ponte comutada de transístores.

Para instalações ligadas à rede, sejam elas directas ou acoplada à rede do edifício, o inversor é caracterizado por diversas eficiências, nomeadamente [1]:

- a) Eficiência de conversão – caracteriza as perdas originadas pela conversão de corrente contínua em corrente alternada.

$$\eta_{con} = \frac{\text{Potência de saída efectiva } (P_{AC})}{\text{Potência de entrada efectiva } (P_{DC})} [10];$$

- b) Eficiência de rastreo – caracteriza a capacidade do inversor em ajustar o ponto de funcionamento ao ponto operacional óptimo.

$$\eta_{TR} = \frac{\text{Potência de entrada efectiva instantânea } (P_{DC})}{\text{Potência máxima instantânea do gerador } (P_{PV})} [11];$$

- c) Eficiência estática – resulta do produto entre a eficiência de conversão e a eficiência de rastreo

$$\eta_{inv} = \eta_{con} \times \eta_{TR} [12].$$

É importante referir que a eficiência nominal que os fabricantes apresentam nas suas fichas técnicas, é obtida durante o funcionamento no intervalo nominal do inversor para determinadas condições de radiação e de temperatura.

Um factor importante no dimensionamento e selecção do inversor é o seu comportamento em caso de sobrecargas, originadas, por exemplo, por um deficiente alinhamento ou por sombras parciais. Os métodos mais utilizados pelos fabricantes para combater as sobrecargas são a variação do ponto de operação, a limitação de potência ou o corte no fornecimento de corrente eléctrica.

Os inversores para instalações autónomas devem possuir as seguintes características [1]:

- 1) Corrente alternada sinusoidal, com a tensão e a frequência estabilizadas;
- 2) Excelente eficiência de conversão, mesmo para operações em regime de carga parcial;
- 3) Elevada tolerância às correntes de arranque;
- 4) Elevada tolerância perante as flutuações de tensão da bateria;
- 5) Protecção contra uma profunda descarga da bateria;
- 6) Baixo consumo em “stand-by”, com detecção automática de presença de uma carga;
- 7) Protecção contra curto-circuito no lado da saída;
- 8) Elevada compatibilidade electromagnética;
- 9) Baixo conteúdo harmónico;

10) Protecção contra sobretensões.

Dependendo da geométrica da onda de saída, os inversores para instalações autónomas podem ser classificados como inversores de onda quadrada, onda semisinusoidal ou trapezoidal, onda sinusoidal. Os inversores de onda quadrada já se encontram em fase de desuso, assim como os inversores de onda trapezoidal. Os inversores de onda sinusoidal são baseados no princípio de modulação por largura de impulso e conseguem suportar aparelhos electrónicos sensíveis.

A posição do inversor numa instalação fotovoltaica pode possuir várias configurações. No início das instalações fotovoltaicas, foi comum a instalação do inversor numa posição central, ou seja, um inversor apenas para todos o campo gerador. Mais recentemente, tem-se optado por soluções diferentes ao inversor central, principalmente nos sistemas de dimensão média e grande. As soluções aplicadas para sistema de maior potência consistem na instalação de inversores descentralizados. Isto significa que inversores, de menor potência, são dimensionados para funcionarem associados a fileiras de módulos ou directamente integrados nos próprios módulos.

4.2.1. Inversor central

O conceito de inversor central consiste na utilização de um único inversor para todo o campo gerador. Esta solução tem como consequência um inversor de maior capacidade.

Numa instalação de tensão reduzida, até 120V segundo RTIEBT², o número de módulos ligados em serie é reduzido, entre os 3 a 5. Como principal vantagem do reduzido número de módulos ligados em serie numa fileira, tem-se a menor influência da sombra no comportamento da fileira, uma vez que o módulo com maior sombreamento condiciona a corrente total da fileira, aliado a este factor, as perdas totais dependem do número de fileiras sombreadas, pelo que o número painéis sombreados tem uma menor influência no comportamento global do sistema.

² RTIEBT – Regras Técnicas de Instalação Eléctricas de Baixa Tensão

A principal desvantagem reside nas elevadas correntes que obriga a um aumento na secção dos condutores a fim de diminuir as perdas resistivas. Fileiras com maior número de módulos associados em serie conduzem a maior níveis de tensão, o que obriga a equipamento de classe II de isolamento. A principal vantagem destas configurações são as menores correntes o que conduz a uma redução na secção dos condutores eléctricos. O aumento das perdas energéticas face ao maior impacto dos sombreamentos é a sua maior desvantagem.

A utilização de um inversor central pode ser configurada para funcionar segundo o princípio de “mestre – escravo”. Esta configuração é caracterizada por possuir vários inversores centrais, entre os quais é dividida a potência total. Um dos inversores assume o papel de mestre, ou seja está sempre em funcionamento, operando sozinho nos períodos de menor irradiação. O aumento dos níveis de radiação implica um aumento de potência o que leva o inversor a atingir o seu limite, activando-se o inversor seguinte, inversor escravo.

A fim de se obter uma maior durabilidade nos equipamentos e uma utilização sensivelmente uniforme, o papel de mestre e escravo é alternado entre os diversos inversores. A principal vantagem desta configuração é que para níveis de radiação mais baixos apenas funciona um inversor de menor potência aumentando a eficiência global de todo o sistema. Contudo os custos de investimento associados a esta solução, são necessariamente maiores quando comparados com a solução de um único inversor central.

O local de instalação do inversor deve, sempre que possível, ser próximo da caixa do contador, ou se as condições ambientais o permitirem, o inversor deverá ser instalado junto da caixa de junção geral do gerador. Optando por uma instalação do inversor junto à caixa de junção geral, reduz-se as perdas de energia no cabo principal DC, pois o comprimento é menor, permitindo uma redução nos custos de instalação.

4.2.2. Inversores de fileira

Para grupos geradores onde se verifique diferentes orientações de módulos ou sujeitos a sombreamentos, a instalação de um inversor por fileira permite uma melhor

adaptação da potência às condições de irradiação. Neste tipo de configuração é necessário ter um cuidado especial na associação de módulos, pois estes necessitam de estar sujeitos a condições ambientais similares.

A opção por esta configuração de inversor, facilita a instalação e pode, em certos casos, reduzir os custos de instalação.

Comparando as duas opções de configuração de inversores, os inversores de fileira possuem as seguintes vantagens:

- 👉 Inexistência da caixa de junção geral do gerador fotovoltaico,
- 👉 Redução do comprimento da cablagem do módulo para as interligações em série
- 👉 Inexistência de cabo principal.

Os inversores de fileira, protegidos por invólucros com grau de protecção IP65, podem ser instalados ao ar livre. Contudo devem ser considerados meios de protecção contra a chuva e a radiação solar directa, de modo a manter as condições ambientais exigidas pelo fabricante. É importante, aquando da escolha do local, ter em consideração o ruído produzido pelo inversor.

4.3. Bateria

O armazenamento de energia eléctrica é o grande problema que a indústria tem para resolver. Esta temática está intimamente ligada com o rendimento e eficiência de toda a instalação fotovoltaica, uma vez que o consumo de energia eléctrica se encontra, a maioria das vezes numa instalação autónoma, desfasado da produção. Posto isto torna-se imperativo armazenar esse tipo de energia e para isso recorre-se a baterias.

As baterias ou acumuladores, são células electroquímicas cuja reacção aos eléctrodos é reversível, pelo que poderão ser utilizadas para acumular energia solar e depois libertá-la quando se ligam a um circuito de carga. A sua principal função é o fornecimento da energia eléctrica as cargas independentemente da produção do campo fotovoltaico.

As baterias de ácido de chumbo podem ser divididas em diversas categorias tendo como critério de diferenciação a tecnologia da placa e o tipo de electrólito que utilizam. No caso de instalações solares os tipos de baterias mais utilizados são baterias húmidas

de electrólito fluido, baterias de gel, baterias estacionárias de placa tubular e baterias de bloco.

- a) Baterias húmidas – É a bateria mais comum nas instalações fotovoltaicas, constituída por placas e por fluido electrólito. Estas baterias são classificadas em três categorias baterias de arranque utilizadas no sector da automação e no arranque de motores de combustão interna, caracterizam-se por proporcionar elevadas correntes em períodos curtos de tempo; baterias de tracção utilizam-se principalmente em veículos eléctricos; baterias estacionárias são o tipo mais adequado a instalações fotovoltaicas por possuírem uma maior capacidade de aguentar ciclos de descarga, dependendo a sua duração da profundidade de descarga;
- b) Baterias de gel – este tipo de bateria é uma versão melhorada das baterias normais de ácido de chumbo, caracteriza-se por ter o ácido sulfúrico imobilizado recorrendo-se, para tal, a aditivos, passando a ter uma consistência de gel. As suas principais vantagens são não ter problemas de estratificação, reduzida sulfatação do ácido, maior ciclo de vida útil, não liberta gases, o invólucro é completamente selado, não requer cuidados de manutenção uma vez que não é necessário repor o nível de electrólito. É importante referir que este tipo de bateria precisa de um controlador de carga que seja adequado às suas características, dado que as baterias de gel são altamente sensíveis a sobrecargas.
- c) Baterias com placas tubulares (tipo OPzS e OPzV) – este tipo de baterias são adequadas para operações permanentes de grandes instalações. As suas maiores desvantagens são o peso, o volume, custo de instalação e preço. As baterias com placas tubulares podem ser do tipo OPzS que contem electrólito fluido e separadores especiais ou do tipo OPzV que contem o electrólito de gel e são seladas.
- d) Baterias de bloco com placa positivas - neste tipo de baterias os eléctrodos positivos são placas planas. As varetas não estão encaixadas individualmente mas sim inseridas num elemento protector comum. Os eléctrodos negativos são placas radiais. Este tipo de bateria possui uma elevada fiabilidade e ciclo de vida.

Para um correcto dimensionamento e escolha de acumuladores para um sistema fotovoltaico é relevante analisar e compreender as seguintes características [2]:

- ❖ Capacidade – é a quantidade de carga que uma bateria poderá fornecer. A capacidade depende da quantidade de matéria activa das placas, do regime de descarga e da temperatura. Existem três conceitos de capacidade:
 - Capacidade nominal (C_{100}) – quantidade de carga que é possível extrair de uma bateria em 100 horas, medida a uma temperatura de 20°C até uma tensão entre terminais de 1,8V/unidade. Por norma é esta capacidade que é indicada nos catálogos dos fabricantes;
 - Capacidade útil – capacidade de utilização da bateria. Define-se como o produto da capacidade nominal e a profundidade de descarga permitida;
 - Capacidade disponível – capacidade real da bateria, por ser obtida em função das condições de operação, como o regime de descarga, temperatura, estado de carga inicial e a tensão final de descarga.
- ❖ Regime de descarga (carga) – parâmetro que relaciona a capacidade nominal da bateria e o valor da corrente à qual se realiza a descarga/carga. Expressa-se em horas;
- ❖ Profundidade de descarga (PD) – é o quociente entre a carga extraída e a capacidade nominal de uma bateria. Expressa-se em percentagem;
- ❖ Estado de carga (SOC) – é o quociente entre a capacidade residual de uma bateria e a sua capacidade nominal. Expressa-se em percentagem. $PD + SOC = 100\%$;
- ❖ Tensão de corte -. Tensão através da qual se finaliza a descarga da bateria. É função do regime de descarga e é específica para cada bateria;
- ❖ Auto-descarga – perda de carga quando a bateria permanece em circuito aberto. Habitualmente expressa-se como uma percentagem da capacidade nominal, medida durante um mês a uma temperatura de 20°C;
- ❖ Rendimento faradaico – relação entre a carga extraída (Ah) da bateria durante a descarga e a carga total necessária para restabelecer o estado inicial de carga;
- ❖ Rendimento energético – relação entre a energia extraída (Wh) de uma bateria durante a descarga e a energia total (Wh) necessária para restabelecer o estado inicial de carga.

O período de vida de uma bateria varia entre os 3 anos a 8 anos para baterias de ácido de chumbo e entre os 10 a 15 para baterias estacionárias. Os motivos que influenciam e limitam o período de vida útil de uma bateria são processos como a

estratificação do ácido (reversível), a sulfatação (irreversível), corrosão (irreversível), sedimentação (irreversível), secagem (irreversível).

4.4. Reguladores de carga

Os reguladores de carga estão presentes nas instalações autónomas e têm por função proteger a bateria de sobrecargas e descarga profundas, potenciando a vida útil da bateria. Estes funcionam por controlo de tensão medida nos terminais da bateria.

Numa fase inicial, o regulador permite que toda a corrente produzida passa para a bateria, carregando-a. À medida que a bateria carrega e se aproxima do seu estado final de carga, o regulador apenas permite a passagem de corrente de forma intermitente de modo a manter a bateria num estado de flutuação. Dependendo do tipo de reguladores, estes podem sobrecarregar as baterias, periodicamente, de modo a homogeneizar todas as células e a diminuir a estratificação do electrólito.

Dependendo do modo como são instalados os reguladores, estes podem ser classificados segundo duas categorias, os reguladores em serie e os reguladores em paralelo.

O princípio de funcionamento dos reguladores em serie é um relé ou semiconductor de potência (transístor) que se coloca em serie entre o campo gerador e a bateria. Este relé interrompe o caminho entre o gerador e a bateria quando se alcança a tensão limite de carga.

O regulador em paralelo funciona por dissipação do excesso de energia através de um transístor, colocado em paralelo com o gerador e com o sistema de baterias. Quando a tensão aos bornes da bateria atinge o valor de tensão de sobrecarga, o regulador deriva parte da corrente que chega á bateria ao invés de a interromper, como no caso do regulador em serie, deixando apenas passar a corrente necessária para evitar a auto descarga da bateria.

5. Estudo de viabilidade económica

A energia fotovoltaica possui um enorme potencial de crescimento, contudo esse crescimento só se verificará caso a utilização desta tecnologia seja compensadora para o utilizador.

É recomendável que, antes de qualquer instalação de uma central, independentemente da dimensão, se realize um estudo de viabilidade económica, a fim de se aferir a rentabilidade da instalação. Este tipo de estudo ganha uma importância extra quando estamos perante uma solução que está dependente da aceitação da opinião pública para a sua massificação e face à diminuição de incentivos por parte do Estado, nomeadamente com a diminuição do preço da tarifa de venda da electricidade, ganha uma relevância extra na avaliação do potencial desta solução de produção descentralizada.

A actual conjuntura económica - financeira que atravessamos, impõe que todos os investimentos realizados sejam pensados e programados de forma a tirar a maior rentabilidade, pois os possíveis investidores estão cada vez mais exigentes.

Uma Análise de Viabilidade (ou Estudo de Viabilidade) consiste num estudo técnico de cariz financeiro que procura determinar as possibilidades de sucesso económico e financeiro de um determinado projecto. Através deste estudo são efectuadas previsões dos proveitos e dos custos gerados pelo projecto e calculados diversos indicadores de viabilidade, baseados na avaliação dos fluxos de tesouraria gerados, entre os quais a Taxa Interna de Rentabilidade (TIR), o Valor Actual Líquido (VAL) e o Prazo de Recuperação do Investimentos (PRI) ou Payback Period. [9]

Naturalmente que, ao basear-se em dados previsionais, qualquer estudo de viabilidade envolve um elevado grau de incerteza. [9]

Neste capítulo, procura-se exemplificar/realizar, um estudo de viabilidade económica, utilizando para isso uma solução “chave-na-mão” disponível no mercado a ser instalada em Lisboa. Foi considerada uma despesa anual de manutenção de 200€. Para determinar a quantidade de energia produzida pela instalação recorreu-se ao programa “*SolTerm*”, cujos resultados serão apresentados posteriormente.

Para se proceder a uma análise do estudo são cálculos 3 indicadores de avaliação de investimento. Esses indicadores, VAL , TI e ROI , reflectem a rentabilidade do projecto.

VAL – Valor Actual Líquido, é a diferença entre as entradas e as saídas de dinheiro, designados “cash flow” ou fluxos monetários, devidamente actualizados durante a vida útil de equipamento. [7]

$$VAL = \sum_{j=1}^n \frac{R_{Lj}}{(1+a)^j} - \sum_{j=0}^n \frac{I_j}{(1+a)^j} \quad [13]$$

e

$$R_{Lj} = R_j - d_{omj}I_t \quad [14]$$

Sendo que:

R_{Lj} - Receita líquida

R_j - Receita bruta

d_{om} - Encargos com operação e operação

a - Taxa de actualização

I_j - Investimento inicial

n - Vida útil do equipamento

j – Ano

Do cálculo do valor actual líquido podemos obter 3 resultados, o VAL ser maior que zero, ser igual a zero ou ser inferior a zero. No caso de obtermos um $VAL > 0$, isto significa que existe uma recuperação do investimento feito assim como a solução é capaz de gerar a remuneração esperada pelo investidor. Se $VAL=0$ represente a fronteira da viabilidade de um projecto, ou seja o investidor ainda recebe a remuneração exigida. Caso o $VAL < 0$ significa que o projecto é economicamente inviável.

Apesar de o VAL ser um bom indicador, não deve ser usado isoladamente já que não consegue escolher entre dois projectos com o mesmo VAL mas com diferentes custos de investimento e duração.

TIR – Taxa Interna de Rentabilidade representa a rentabilidade gerada por determinado investimento, ou seja, representa uma taxa de juro tal, que se o capital investido tivesse sido colocado a essa taxa, obteríamos exactamente a mesma taxa de rentabilidade final. Por outras palavras, representa uma taxa que se utilizada como taxa de desconto, torna o VAL igual a zero. A partir do momento em que a rentabilidade dos projectos de investimento seja conhecida, o critério de decisão sobre o investimento consiste simplesmente em aceitar os que apresentam uma TIR superior ao custo de financiamento acrescido de uma determinada taxa de risco que lhes esteja associada. [8]

A avaliação da TIR situa imediatamente o interesse do projecto na escala de avaliação do mercado. [7]

$$TIR^{(k+1)} = \frac{R_l (1+TIR^{(k)})^n - 1}{I_t (1+TIR^{(k)})^n} [15]$$

A regra de aceitação de um investimento segundo este indicador implica que a TIR seja superior à taxa de referência, a qual corresponde ao custo de oportunidade do capital investido.

Adicionalmente foi cálculo o Retorno de Investimento (ROI), que representa o numero de unidades que se obtêm por cada unidade investida, sendo o seu cálculo determinado pela expressão 16.

$$ROI = \frac{\sum_{j=1}^n \frac{R_{Lj}}{(1+a)^j}}{\sum_{j=0}^n \frac{I_j}{(1+a)^j}} [16]$$

5.1. Instalação

A solução escolhida recai sobre uma instalação composta por 18 painéis, com uma potência de ligação de 3,68kW, limitada pelo inversor, de modo a que a instalação se mantivesse no âmbito do regime bonificado de micro produção. A instalação é composta pelos seguintes componentes:

- 18 Módulos “Fluitemnik” 240W, perfazendo uma potência instalada de 4,32kW;
- Inversor “Sunny Boy 3800/V” com uma potência de ligação de 3,68kW;
- Estrutura de fixação para os 18 módulos;

- Contador mais modem de ligação à rede
- Instalação

O custo associado à instalação fotovoltaica é determinado recorrendo ao site da empresa ASUN. Este site permite efectuar um orçamento de forma expedita, ficando-se com uma noção do custo de investimento envolvido. Na escolha dos equipamentos é tida em conta o recomendado pela marca, correspondendo essa opção a melhor relação preço/qualidade. O orçamento considerado para a realização deste estudo, além dos principais componentes já referenciados, foi contabilizado, também, um contador bidireccional para medição da energia vendida e consumida aliado ao modem de ligação à rede de modo ser possível instalar o sistema de monitorização de produção SunnyBeam, para ser possível um controlo e acesso instantâneo dos níveis de produção do sistema. Adicionalmente foi escolhido o extra “Chave – na - mão”, onde a empresa em causa fica responsável por todo processo burocrático associada ao processo de licenciamento e registo. Como resultado do orçamento, o custo total associado a esta instalação é de 12.310,00€. Este valor já engloba o imposto IVA, a taxa legal. [10]

As características dos painéis e inversor são apresentadas em anexo I e II, respectivamente.

5.2. Relatório energético

Para se determinar a energia produzida pela central fotovoltaica, recorreu-se ao programa de simulação SolTerm do LNEC. O relatório energético do programa Solterm encontra-se no anexo III. O resumo dos resultados obtidos no relatório energético, assim como o rendimento originado pela venda da energia eléctrica à rede pública, segundo o tarifário preconizado na portaria n.º 284/2011, anexo IV, são apresentados na tabela 4:

	Primeiro período (8 anos)	Segundo período (7 anos)
Venda da energia à rede	0,326 €/kWh	0,185 €/kWh

Tabela 3 - Tarifas venda à rede

Ano 2012	Energia solar incidente (kWh)	Energia eléctrica convertida (kWh)	Energia eléctrica fornecida (kWh)	Rendimento
Janeiro	2931 kWh	387 kWh	364 kWh	118,66 €
Fevereiro	3248 kWh	428 kWh	402 kWh	131,05 €
Março	4088 kWh	526 kWh	494 kWh	161,04 €
Abril	4713 kWh	600 kWh	564 kWh	183,86 €
Maio	5404 kWh	672 kWh	632 kWh	206,03 €
Junho	5412 kWh	665 kWh	625 kWh	203,75 €
Julho	6092 kWh	737 kWh	693 kWh	225,92 €
Agosto	6122 kWh	735 kWh	691 kWh	225,27 €
Setembro	4938 kWh	600 kWh	564 kWh	183,86 €
Outubro	4148 kWh	525 kWh	493 kWh	160,72 €
Novembro	3282 kWh	428 kWh	401 kWh	130,73 €
Dezembro	2926 kWh	388 kWh	365 kWh	118,99 €
Total	53304 kWh	6691 kWh	6288 kWh	2.049,89 €

Rendimento	11,80%
Produtividade anual	1455,56 Wp/Wi

Tabela 4 - Produção da instalação fotovoltaica e receita obtida

O rendimento obtido, determinado pelo quociente entre o total da energia solar incidente e o total da energia solar fornecida, representa a quantidade de energia que os painéis foram capazes de produzir para injeção na rede. O valor de 11,8% é um valor baixo, quando comparado com outras tecnologias, contudo é importante referir que o recurso a deste tipo de sistemas apresenta um custo muito reduzido de manutenção e exploração.

A solução utilizada para este estudo de viabilidade possui uma produtividade de aproximadamente 1460 Wp/Wi, ou seja por cada Watt de painel instalado o sistema produz 1,40kW anualmente.

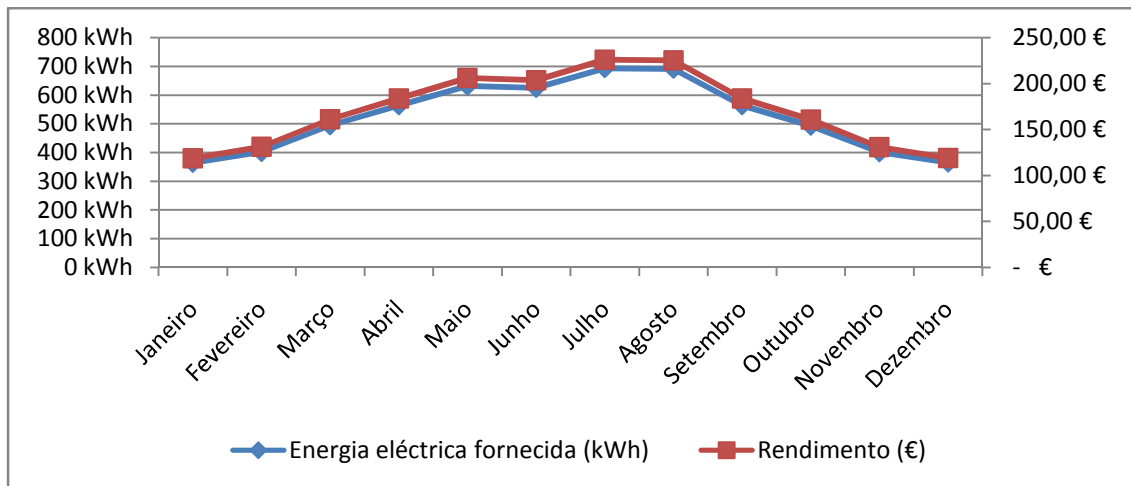


Ilustração 19 - Energia eléctrica fornecida à rede (kWh) e rendimento obtido (€)

Em virtude do envelhecimento dos colectores solares o seu rendimento vai diminuindo. A empresa fabricante dos colectores solares dá garantia de um rendimento de 80% ao fim de 25 anos, face ao rendimento inicial do painel. Ou seja, segundo as informações da marca, o modulo Fluitecnik 240W tem uma perda anual de rendimento de 0,8% / anos. Considerando essa perda de rendimento, a quantidade de energia produzida até finalizar o regime bonificado é apresentada na tabela 3.

Ano	Energia eléctrica fornecida (kWh)	Venda
2012	6288 kWh	2.049,89 €
2013	6250 kWh	2.037,59 €
2014	6213 kWh	2.025,36 €
2015	6175 kWh	2.013,21 €
2016	6138 kWh	2.001,13 €
2017	6102 kWh	1.989,12 €
2018	6065 kWh	1.977,19 €
2019	6029 kWh	1.965,33 €
2020	5992 kWh	1.953,54 €
2021	5956 kWh	1.101,95 €
2022	5921 kWh	1.095,34 €
2023	5885 kWh	1.088,77 €
2024	5850 kWh	1.082,23 €
2025	5815 kWh	1.075,74 €
2026	5780 kWh	1.069,29 €
TOTAL REGIME BONIFICADO		24.525,67 €

Tabela 5 - Rendimento anual obtido pela venda de energia eléctrica durante regime bonificado

Findado o período de regime bonificado de 15 anos, os módulos solares ainda possuem uma vida útil de aproximadamente, 10 anos. Continuando a vender a sua produção ao mesmo preço de compra, 0,1424€/kWh [22], o ganho obtido está expresso na tabela 4.

Ano	Energia eléctrica fornecida (kWh)	Venda
2027	5574 kWh	793,78 €
2028	5530 kWh	787,43 €
2029	5485 kWh	781,13 €
2030	5442 kWh	774,88 €
2031	5398 kWh	768,68 €
2032	5355 kWh	762,53 €
2033	5312 kWh	756,43 €
2034	5269 kWh	750,38 €
2035	5227 kWh	744,37 €
2036	5186 kWh	738,42 €
2037	5144 kWh	732,51 €
TOTAL APÓS FINDADO REGIME BONIFICADO		8.390,52 €

Tabela 6 - Rendimento anual obtido pela venda de energia eléctrica após findado regime bonificado

Após se ter recuperado o investimento realizado na instalação solar, a receita que se obtém, até ao final dos 25 anos de vida útil dos painéis, é de, aproximadamente 20.500€, ou seja investido 12.300€ ao fim de 25 anos de exploração da instalação, tem-se um lucro de 20.500€, considerando o tarifário de venda à rede do ano de 2012.

5.3. Indicadores económicos

Os indicadores económicos são um instrumento essencial na avaliação de qualquer investimento, através da sua interpretação é possível aferir da viabilidade de um projecto. Neste caso de estudo os indicadores apenas foram determinados para o período de 15 anos, correspondente ao regime bonificado. Os custos e receitas da instalação considerada estão apresentados na tabela 7.

A Taxa de Actualização é também conhecida por custo de oportunidade do capital ou taxa mínima de rendibilidade do projecto. Não é mais do que a rendibilidade que o investidor exige para implementar um projecto de investimento e irá servir para actualizar os cash-flows³ (CFs) gerados pelo mesmo. [29] A sua determinação é influenciada por três taxas, taxa de remuneração real de activos sem risco (T1), taxa de risco de mercado (T2) e a taxa de inflação (T3).

Taxa de remuneração real de activos sem risco corresponde à remuneração real desejada para os capitais próprios. A taxa de risco de mercado Corresponde à taxa dependente da evolução económica, financeira, global e sectorial do projecto, bem como ao montante total envolvido no projecto. Enquanto a taxa de inflação representa o aumento esperado dos preços dos bens e serviços. [29]. Os valores das diferentes taxas utilizados para a determinação da taxa de actualização apresentada na tabela 7 encontram-se indicados no anexo V. A taxa de actualização é determinada pela expressão 17 [29]:

$$TA = [(1 + T_1) \times (1 + T_2) \times (1 + T_3)] - 1 \quad [17]$$

	Taxa de actualização	Receitas Brutas	Custo O&M	Receita Líquida	Receita Líquida acumulada
Investimento			- 12.310,00 €		
2012	14,82%	2.049,89 €	200,00 €	1.849,89 €	- 10.460,11 €
2013	14,09%	2.033,49 €	200,00 €	1.833,49 €	- 8.626,62 €
2014	14,17%	2.017,22 €	200,00 €	1.817,22 €	- 6.809,40 €
2015	14,20%	2.001,08 €	200,00 €	1.801,08 €	- 5.008,32 €
2016	14,29%	1.985,07 €	200,00 €	1.785,07 €	- 3.223,24 €
2017	14,35%	1.969,19 €	200,00 €	1.769,19 €	- 1.454,05 €
2018	14,41%	1.953,44 €	200,00 €	1.753,44 €	299,39 €

³ Cash-flows – fluxos monetários, representa as transacções, custos e receitas, realizadas com um determinado investimento.

2019	14,48%	1.937,81 €	200,00 €	1.737,81 €	2.037,20 €
2020	14,54%	1.922,31 €	200,00 €	1.722,31 €	3.759,51 €
2021	14,61%	1.082,15 €	200,00 €	882,15 €	4.641,67 €
2022	14,67%	1.073,50 €	200,00 €	873,50 €	5.515,17 €
2023	14,73%	1.064,91 €	200,00 €	864,91 €	6.380,07 €
2024	14,80%	1.056,39 €	200,00 €	856,39 €	7.236,46 €
2025	14,86%	1.047,94 €	200,00 €	847,94 €	8.084,40 €
2026	14,93%	1.039,56 €	200,00 €	839,56 €	8.923,96 €

Tabela 7 - Receita líquida e receita líquida acumulada

VAL	9.708,93€
ROI	1,39
TIR	9,37%
Tempo de Retorno	6 Anos 10 Meses

Tabela 8 - Indicadores económicos

Da análise dos indicadores determinados, verifica-se que a instalação desta central de produção é rentável, ou seja ao fim de 6 anos e 10 meses, com a receita da energia eléctrica vendida à rede, consegue-se pagar o investimento inicial, a partir dessa data todo o proveito obtido pela venda de energia é considerado lucro.

A instalação possui um VAL de 9.708,93€ o que reflecte a viabilidade da instalação.

Uma forma de se aumentar a produtividade da instalação fotovoltaica é a instalação de um seguidor solar de dois eixos. Este dispositivo permite que o sistema siga o movimento do sol ao longo do dia e, desta forma, aumentar a energia captada. Contudo a instalação de um sistema com seguidor solar torna-se mais onerosa. Em média o acréscimo face a uma instalação sem seguidor solar ronda os 6500€ [11 a 13]. Segundo os fabricantes deste sistema o nível de produção do sistema aumenta entre 30% e os 40% [11 a 13]. Admitindo os dados apresentados anteriormente, recalculou-se os indicadores económicos, que se apresenta de seguida:

VAL	14.071,12 €
ROI	1,42
TIR	8,32%
Payback	7 Anos 3 Meses

Tabela 9 - Indicadores económicos para sistema com seguidor solar

Comparando as duas tipologias de sistemas, sem seguidor e com seguidor, podemos afirmar que, quando comparados os indicadores económicos da instalação com seguidor solar possui um valor de VAL superior o que poderá indicar que a instalação do seguidor solar conduz a um aumento na viabilidade do sistema, contudo o tempo de retorno de investimo indica-nos que esse aumento de viabilidade não é real, pois este é superior ao do sistema sem seguidor. Estas discrepâncias nos indicadores reflecte o facto de os ganhos de produtividade da instalação do seguidor são anulados pelo elevado custo que os seguidores actualmente possuem. Com o continuo desenvolvimento da tecnologia ligada a esta área, permitirá no futuro uma real benefício económico de uma instalação com seguidor, pois o preço irá diminuir com a massificação das tecnologias.

6. Estudo de caso

6.1. Descrição do imóvel

O edifício sobre o qual incidiu o estudo para a realização desta tese é um edifício colectivo residencial, situado na zona metropolitana de Lisboa, mais concretamente na freguesia Penha de França. As plantas do edifício em causa estão reproduzidas no anexo VI. O imóvel tem uma altura de 6 andares, com 2 focos por andar, no último andar encontram-se as arrecadações a uma sala comum a todos os inquilinos. Possui 2 elevadores que funcionam ao longo de toda a extensão do prédio. Nos pisos subterrâneos encontram-se as garagens que são servidas por um sistema de desenfumagem e para entrada e saída de viaturas existe um portão comum de funcionamento eléctrico.

O imóvel possui duas fachadas, uma orientada a sudeste e outra orientada a noroeste. Como se trata de um prédio existente a possibilidade de integração de colectores solares na fachada, fica automaticamente anulada. Posto isto, a única hipótese é a instalação do sistema no telhado do edifício.

O telhado é do tipo de duas águas e possui uma inclinação de 20°, constituído em telha.



Ilustração 20 - Localização do imóvel

6.2. Soluções preconizadas

Num edifício de habitação a grande parcela do condomínio pago pelos seus moradores, refere-se ao consumo de electricidade, por isso todas as medidas que conduzam a uma diminuição da factura de electricidade são de louvar. Se, aliado a uma redução na factura mensal de energia eléctrica, se conseguir uma redução na dependência dos combustíveis fósseis e por consequente uma redução na emissão de gases com efeito de estufa, a solução em causa será uma real mais-valia não só para os habitantes do edifício em causa, mas também para toda sociedade.

Tendo em conta a problemática em cima exposta, irá ser analisada uma instalação fotovoltaica a funcionar como sistema ligado à rede ou como sistema autónomo. No caso em que a energia produzida seja vendida à rede, será feito um estudo de viabilidade económica com o intuito de aferir se o ganho obtido pela venda da energia à EDP é suficiente para pagar o investimento de instalação e manutenção e ainda gerar uma mais-valia para aplicação em futuros projectos.

No caso em que a instalação funcionará em modo autónomo, será feito um estudo de consumo das partes comuns do prédio comparando-o com a radiação diária na cidade de Lisboa. As fontes de consumo de energia eléctrica consideradas foram a iluminação das áreas comuns, os elevadores, sistema de ventilação e portão de entrada e saída dos estacionamento. Consumos como sistema de vídeo vigilância, sistema de detenção de incêndios, entre outros, não foram considerados devido ao seu baixo consumo quando comparado com as restantes receptores enumerados anteriormente.

A fim de maximizar a produção de energia e aproveitar o facto de para condomínios o regime bonificado permitir uma potência de ligação até aos 11,04kW, ocupou-se todo o espaço disponível do telhado na vertente votada a sudeste, perfazendo um total de 54 painéis instalados.

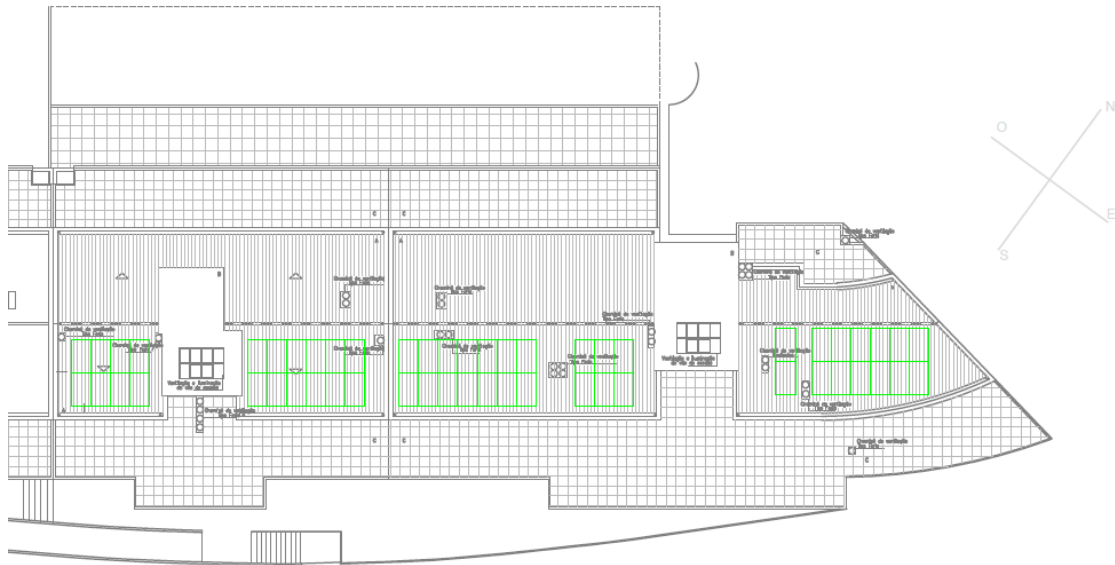


Ilustração 21 - Implantação de painéis solares

6.3. Instalação venda à rede

No caso do sistema de venda a rede os painéis considerados são da marca Bosch Solar modelo Module c-Si M 60, 240W, as especificações técnicas do painel estão apresentados no anexo VII. Para se determinar a quantidade de energia fornecida pela instalação recorre-se ao software Solterm. São analisadas três variantes da instalação, modificando-se inclinação e orientação dos painéis de modo a obter o melhor posicionamento.

A primeira situação o campo gerado foi instalado com a inclinação e orientação do telhado (instalação A), na segunda situação optou-se por otimizar a inclinação dos painéis mantendo-se a orientação (instalação B). Na terceira situação colocou-se os painéis na posição óptima tanto a nível de inclinação como de orientação (instalação C). Para as diferentes condições de estudo obtiveram-se os resultados expressos na tabela 10, recorrendo-se ao programa Solterm para determinar a energia entregue à rede pelo sistema fotovoltaico. Os relatórios energéticos estão apresentados no anexo VIII.

	Inclinação de 20º, orientados a sudeste (instalação A)	Inclinação otimizada para 24º, orientados para sudeste (Instalação B)	Posição óptima, inclinação de 34º, orientados azimute 0º (sul) (Instalação C)
Janeiro	750 kWh	766 kWh	896 kWh
Fevereiro	861 kWh	872 kWh	980 kWh
Março	1.068 kWh	1.069 kWh	1.141 kWh
Abril	1.228 kWh	1.220 kWh	1.268 kWh
Maio	1.361 kWh	1.348 kWh	1.349 kWh
Junho	1.324 kWh	1.309 kWh	1.301 kWh
Julho	1.394 kWh	1.380 kWh	1.374 kWh
Agosto	1.329 kWh	1.318 kWh	1.340 kWh
Setembro	1.091 kWh	1.089 kWh	1.133 kWh
Outubro	1.002 kWh	1.010 kWh	1.106 kWh
Novembro	815 kWh	831 kWh	964 kWh
Dezembro	746 kWh	766 kWh	904 kWh

Tabela 10 - Produção nas diferentes soluções

Da análise dos dados obtidos, para as diferentes situações, verifica-se que nos meses de Outono e Inverno a quantidade de energia que o sistema solar consegue fornecer vai aumentando à medida que a inclinação vai sendo superior. Este fenómeno é explicado pela altura solar ao longo das estações. Nos meses das estações de Outono e Inverno a altura solar é menor, logo é necessário que a inclinação dos painéis seja superior para garantir uma incidência maior sobre os colectores.

Contudo, com o aumento da inclinação, verifica-se que a energia absorvida, e por consequência a energia transformada, nos meses de Verão e Primavera é ligeiramente menor. A redução verificada nos meses de Verão e Primavera, é inferior ao aumento verificado nos meses de Outono e Inverno.

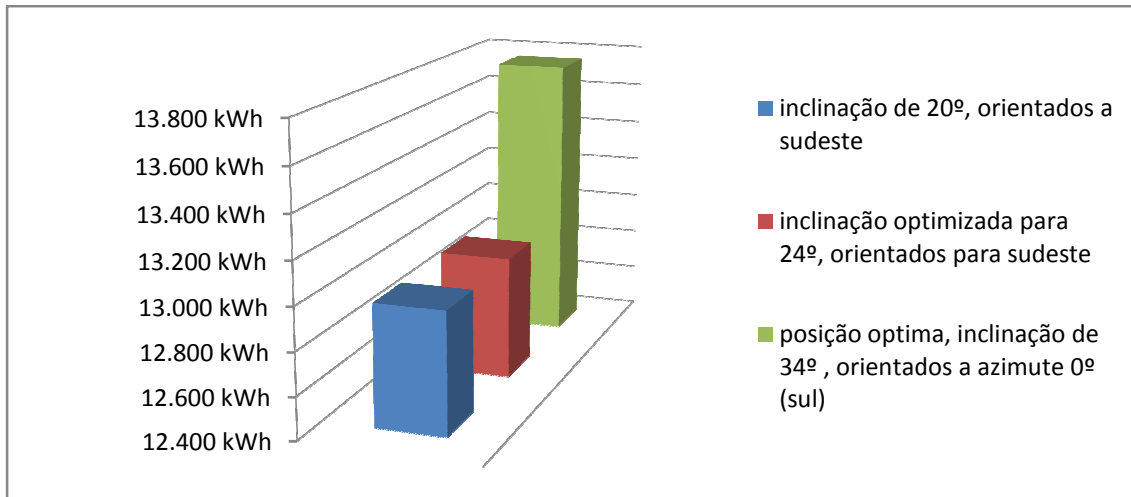


Ilustração 22 - Produção de energia para as diferentes hipóteses

Comparando a instalação A com a instalação B, verifica-se que o aumento da energia entregue à rede ao longo de um ano de produção é pouco significativo (aproximadamente 9kWh de diferença). Aliado à pouca diferença verificada entre as duas instalações, está o facto de a instalação com a inclinação de 24° tornar-se mais onerosa, devido à maior complexidade da estrutura de suporte para os painéis. Um outro aspecto menos favorável à instalação B, é o impacto visual que este tipo de instalação teria na estética do edifício. No caso da instalação A, em que os painéis estão integrados no telhado, o impacto visual seria muito menor quando comparado com a instalação B. Uma das críticas que usualmente se aponta a instalações solares é o seu elevado impacto visual nos edifícios.

Não havendo uma melhoria significativa, ao nível da produtividade do sistema, uma solução que se integre com a arquitectura do edifício, terá uma maior probabilidade de aceitação, quer por parte de arquitectos quer por parte dos clientes.

Quando se ensaia o sistema nas suas condições óptimas de funcionamento, orientado a azimute sul e com uma inclinação de 34°, verifica-se um aumento na produção de energia, na ordem dos 6%, aumentando a sua produção anual para 13.756 kWh. Contudo esta solução é a que apresenta um maior impacto visual, assim como uma maior complexidade na sua instalação e necessariamente mais dispendiosa, pois a estrutura de suporte teria de ser feita à medida do telhado em causa.

Analisando apenas os níveis de produção do sistema nas diversas condições de funcionamento, seria tentador dizer que a melhor solução seria a instalação C, contudo é importante referir que apesar de a instalação C possuir uma maior eficiência, o seu custo

será maior assim como a complexidade de instalação, causado pela estrutura de suporte mais elaborada.

É importante garantir que o aumento dos benefícios económicos originados pelo aumento da produção é superiores ao acréscimo de custo verificado.

6.3.1. Estudo de viabilidade económica

Para aferir a viabilidade económica de uma instalação desta natureza, é necessário estimar o custo da instalação. O preço da instalação foi estimado tomado a seguinte proporção empírica (estimada após consulta de mercado [15 a 17])

$$CI = (0,55 \times Ct) + (0,45 \times Cre) [18]$$

Sendo que:

CI – Custo de investimento

Ct – Custo de aquisição dos painéis solares

Cre - Custo de aquisição dos restantes componentes

O preço médio dos painéis considerado foi de 350€ por painel [12]. Os preços das três empresas considerados encontram-se no anexo IX. O custo da instalação, assim como, os valores dos indicadores económicos, encontram-se na tabela em baixo:

	Custo	VAL	TIR	PayBack
Inclinação de 20º, orientados a sudeste	34.000 €	21.295,99 €	5,14%	8 anos e 9 meses
Inclinação otimizada para 24º, orientados para sudeste	35.000 €	21.311,60 €	4,65%	9 anos
Posição óptima, inclinação de 34º, orientados a azimute 0º (sul)	36.500 €	22.660,91 €	4,99%	8 anos e 10 meses

Tabela 11 - Indicadores económicos para diferentes soluções

Com a optimização do sistema, verificou-se que os indicadores não sofreram grandes alterações. Esta constância nos valores de VAL, TIR e Payback, indica que o

aumento ao nível da produção proporcionado pela optimização na orientação e inclinação dos painéis não foi suficiente face ao acréscimo de custo inerente a essa optimização, ou seja, o benefício que se obtém é anulado pelo maior custo associado, essencialmente, à estrutura de suporte. Aliado à não majoração nos benefícios económicos, está o maior impacto visual que as instalações B e C, terão no edifício, diminuindo a aceitação deste tipo de instalações por parte de quem decide.

È importante que o projectista e/ou instalador, tenha a sensibilidade de conseguir medir os reais benefícios da solução que propõe. É aconselhável que uma instalação seja o mais viável possível, ou seja, que comece a dar lucro o mais cedo possível. Aliado a este aspecto económico encontra-se o aspecto arquitectónico, onde o impacto visual deste tipo de painéis deve ser medido e atenuado ao máximo. Destes dois aspectos, juntamente com a maior consciencialização da necessidade de termos edifícios mais eficientes, está a aceitação e conseqüente massificação da tecnologia fotovoltaica. Atendendo ao atrás exposto, podemos afirmar que a instalação integrada no telhado do edifício é a melhor solução tanto técnica, por ser de mais simples instalação e causar um menor impacto, como económica, porque apesar de possuir um VAL e TIR inferior às outras duas instalações possui um tempo de retorno de investimento mais baixo.

Escolhendo a instalação com a inclinação e orientação do telhado, e como a vida útil dos painéis se estende por mais 10 anos face aos 15 anos do regime bonificado, considerando uma perda de rendimento anual de 0,8%, recolhida na documentação técnica dos painéis solares e para uma tarifa de compra de electricidade à EDP para cliente finais de BTN⁴, com uma potência contratada de 17,25KVA e uma tarifa simples referente à energia activa no valor de 0,1424€/kWh [anexo X], os valores anuais de venda da energia são expressos na tabela 10, retirados os valores anuais referentes à manutenção da estrutura.

Ano	Energia eléctrica fornecida (kWh)	Venda
2012	12969 kWh	4.027,89 €
2013	12865 kWh	3.994,07 €
2014	12762 kWh	3.960,52 €
2015	12660 kWh	3.927,23 €
2016	12559 kWh	3.894,22 €
2017	12458 kWh	3.861,46 €

⁴ BTN – Baixa Tensão Especial

2018	12359 kWh	3.828,97 €
2019	12260 kWh	3.796,74 €
2020	12162 kWh	3.764,77 €
2021	12065 kWh	2.031,94 €
2022	11968 kWh	2.014,09 €
2023	11872 kWh	1.996,38 €
2024	11777 kWh	1.978,80 €
2025	11683 kWh	1.961,37 €
2026	11590 kWh	1.944,08 €
TOTAL REGIME BONIFICADO		46.982,54 €
2027	11497 kWh	1.437,16 €
2028	11405 kWh	1.424,06 €
2029	11314 kWh	1.411,07 €
2030	11223 kWh	1.398,18 €
2031	11133 kWh	1.385,40 €
2032	11044 kWh	1.372,71 €
2033	10956 kWh	1.360,13 €
2034	10868 kWh	1.347,65 €
2035	10781 kWh	1.335,27 €
2036	10695 kWh	1.322,99 €
TOTAL FINDADO REGIME BONIFICADO		13.794,64 €

Tabela 12 - Receita obtida pela venda à rede pública durante 25 anos

O relatório de contas do condomínio alvo deste estudo, foi gentilmente, possibilitado de consultar pela gestão do condomínio, contudo a sua reprodução neste trabalho não foi autorizada pela mesma. Dessa consulta foi possível retirar o valor gasto em energia eléctrica durante o ano de 2011. Esse valor é 3.314,59 €/ano, o que permite calcular um valor médio mensal de 256,62€.

Somando os ganhos obtidos nos últimos anos de vida útil dos painéis, com os últimos 6 anos do regime bonificado, tempo correspondente ao período após o retorno do investimento feito na instalação que é de aproximadamente 9 anos, obtêm-se um valor de receita líquida de 29.486,07 €.

Dividindo as receita que se obtêm com a venda da energia produzida pela encargo anual com a electricidade determina-se um período de 8 anos e 11 meses, em que os encargos associados ao consumo eléctrico são cobertos pela receita obtida na venda de energia eléctrica à rede publica.

6.3.2. Sistema de ligação e medição de energia à rede pública

Um sistema fotovoltaico, instalado em paralelo com a rede pública, pode ser interligado com a rede pública de diversas formas [1]:

- I. Instalação fotovoltaica monofásica equipada com inversores que não funcionam de modo autónomo, até uma potência máxima aparente de 4,6kVA. Este sistema faz a monitorização da tensão entre fases da alimentação trifásica do prédio;
- II. Instalação fotovoltaica trifásica que entregue uma potencia máxima na rede de 30 kVA, e que consiste na interligação entre múltiplos inversores monofásicos com uma potencia individual ate 4,6kVA, não autónomos, com capacidade de monitorização da tensão entre fases de uma alimentação trifásica;
- III. Instalação fotovoltaica trifásica que entrega uma potencia máxima na rede de 30kVA, equipada com dispositivos de vigilância e de corte trifásicos ENS/MSD;
- IV. Instalação fotovoltaica trifásica que entrega uma potencia máxima na rede de 30kVA, e que consiste na interligação entre múltiplos inversores monofásicos. Neste caso cada fase deverá ser ligado a um dispositivo ENS/MSD monofásico, e a potencia entre fases não deverá superar 4,6kVA;
- V. Instalação fotovoltaica monofásica que entrega uma potência máxima na rede de 4,6kVA, equipada com dispositivos ENS/MSD monofásicos.

O sistema de protecção da interligação ENS/MSD é um de vários sistemas de protecção. Contudo este tipo de sistema é o sistema mais representativo. [1] Este tipo de sistema consiste num sistema de monitorização contínua da rede e de abertura automática de dois aparelhos de corte à saída do inversor. Estes dois aparelhos estão dispostos em serie e são activados em paralelo, possibilita, desta forma, uma protecção redundante da rede. O princípio de funcionamento deste sistema baseia-se na medição continua da impedância do sistema, caso ocorra uma falha a impedância vai sofrer uma variação abrupta que fará disparar o sistema. Falhas como variações de tensão ou frequência, defeitos de isolamento de cabos ou corte na ligação à rede receptora, são detectados pela variação de impedância que criam no sistema, originando a abertura automática dos interruptores. Contudo o GTPIEE5 aconselha a utilização de um órgão de corte manual em serie com o sistema ENS/MSD, de modo a permitir o isolamento da instalação produtora durante os trabalhos de inspecção, manutenção ou reparação.

⁵ Guia Técnico de Produção Independente de Energia Eléctrica

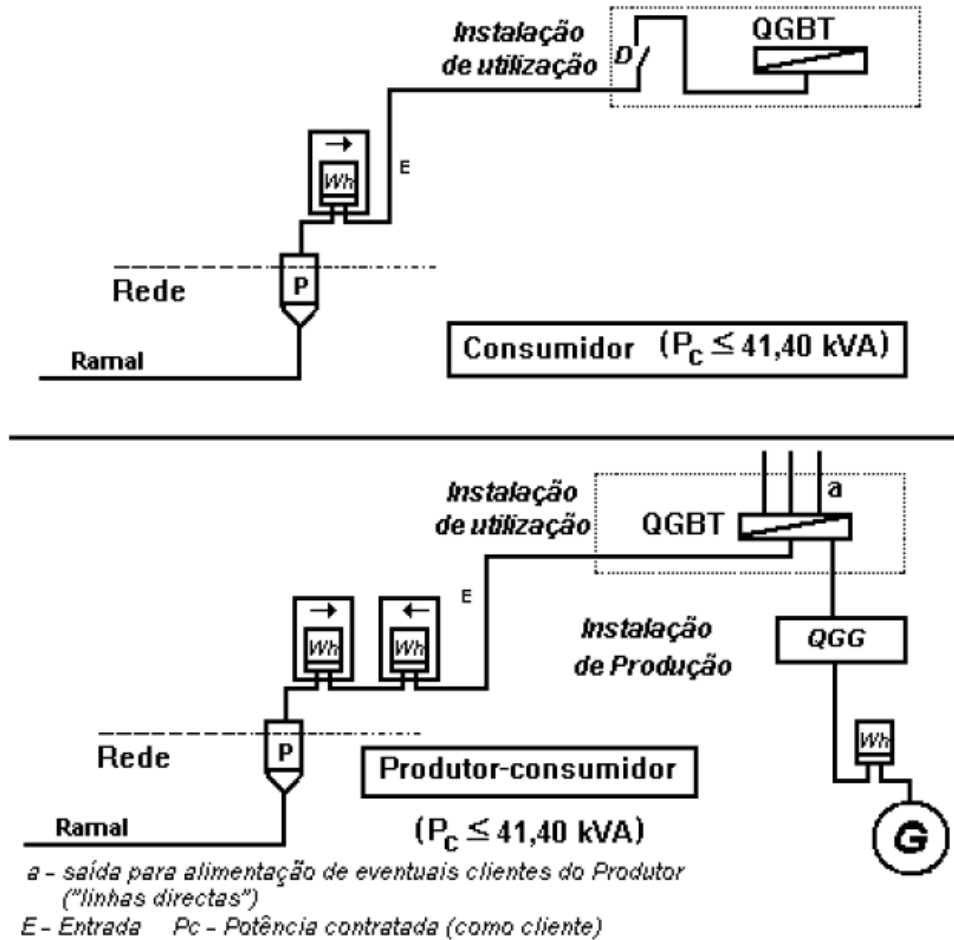


Ilustração 23 – Exemplo de ligação de uma instalação fotovoltaica para cliente alimentado directamente pela rede pública BT com Potência contratada não superior a 41,40 kVA [18]

A contagem da energia eléctrica consumida na instalação de utilização é feita por meio de um contador de energia activa de ligação directa e o controlo da potência contratada é feito por meio de um disjuntor de entrada calibrado para a corrente correspondente a essa potência. Deve ainda existir um outro contador que permita a medição da energia total produzida pela instalação de produção. [18]

Quando o cliente passar a produtor, deve ser suprimido o disjuntor de entrada, a fim de permitir ao produtor injectar, na rede, a potência que pretenda, com respeito pela regra legal de consumir (ou vender a terceiros e consumir) um mínimo de 50 % da energia produzida. [18]

Na localização do “Órgão de Corte de Segurança” ou sistema de protecção da interligação destina-se a isolar a instalação de produção para operações de manutenção na rede de distribuição, sendo da responsabilidade do produtor mas que deve ser permanentemente acessível ao pessoal do distribuidor. Pode ser localizado num

invólucro fechado acessível através da via pública ou localizá-lo na portinhola que alimenta a instalação, substituindo os fusíveis que normalmente equipam as portinholas por interruptores - fusíveis com poder de corte adequado. [18]

As instalações de utilização alimentadas por este Produtor (clientes aos quais ele vende parte da energia produzida) devem ser alimentadas por meio de circuitos provenientes dos QGBT ou do QGG (“linhas directas”), podendo ser usada a rede pública apenas quando o Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações o permitir e no respeito pelas condições que aí forem estabelecidas. [18]

Quando se efectua a ligação à rede eléctrica pública uma das preocupações recai no modo de controlo da qualidade do sinal eléctrico injectado na rede pública, no que concerne às harmónicas, factor de potência e desvio de tensão, frequência e fase, a impedância do ponto de ligação. Além dos factores já mencionados o esquema de protecção “anti-islanding” assume, igualmente uma importância relevante. Protecção “anti-islanding” consiste na detecção de uma falha de tensão da rede, provocada por trabalhos de manutenção ou pela actuação de uma protecção de linha. Este esquema de protecção deve contemplar uma abertura automática de um aparelho de interligação que corte a ligação à linha de produção de modo a impedir que a instalação produtora perturbe a instalação receptora, minimizando os riscos de acidente devido ao funcionamento em paralelo das duas instalações.

6.4. Sistema autónomo

No caso de uma solução fotovoltaico a funcionar em sistema autónomo, a primeira etapa a realizar é uma estimativa de consumos diários e/ou mensais. É realizada uma estimativa diária de consumos das partes comuns do condomínio para, de seguida, ser comparada com os níveis de radiação diária para a cidade de Lisboa.

Para se realizar a estimativa de consumos e, face à informação disponível, é necessário estimar os níveis de potência dos equipamentos envolvidos, recorrendo-se a rácios de potência por área no caso da iluminação ($5W/m^2$) e sistema de ventilação ($8W/m^2$) [21]. No caso dos elevadores e do portão, a fim de se obter informação, recorreu-se aos fabricantes dos mesmos, anexo XI.

6.4.1. Análise de consumos

Na determinação do consumo diário do condomínio os valores para os consumidores de energia são apresentados na tabela 13:

Fontes de consumo	Capacidade de carga	Área considerada	Potência nominal
Iluminação Geral	-	250 m ²	1,25 kW
Elevador	450 kg	-	5,00 kW
Portão Garagem	-	-	0,20 kW
Sistema Ventilação	-	400 m ²	3,20 kW

Tabela 13 - Premissas para determinar consumos

Para a determinação da potência associada à iluminação geral, como já referido anteriormente, considerou-se um rácio de projecto de 5W/m². Como se teve acesso às plantas do edifício foi possível medir a área total dos serviços comuns. As áreas comuns consideradas são os patamares dos pisos, a entrada do edifício, os patamares do piso das arrecadações e os corredores de circulação do piso de garagem destinado aos inquilinos do prédio. Apesar de existir mais um piso de estacionamento, o consumo associado a este, está debitado aos espaços destinados ao comércio presentes no piso térreo, por isso não foi considerado para o cálculo. Determinou-se uma área de 250m² úteis, o que perfaz uma potência nominal associada à iluminação de 1,25kW.

Os elevadores instalados têm a capacidade de transportar até 6 pessoas, com uma tara máxima de 450kg. No prédio existem dois elevadores, mas como o seu modo de funcionamento é em alternância, a fim de simplificar os cálculos, foi considerado apenas o funcionamento de um em regime permanente, não tendo sido afectado, deste modo, o resultado obtido. Após consulta dos dados técnicos dos elevadores [19], verifica-se que o elevador instalado é accionado por um motor eléctrico com uma potência nominal de funcionamento de 5kW.

O procedimento seguindo para os elevadores é repetido para o portão da garagem. Os dados obtidos através da especificação técnica do actuador electrónico do portão [20], foram uma potência nominal de 200W.

A potência associada ao sistema de ventilação é determinada recorrendo a rácios de potência indicados no Decreto-Lei n.º 79/2006 - O Regulamento dos Sistemas Energéticos de Climatização em Edifícios (RSECE). O regulamento em causa considera um rácio de 8W/m² para parques de estacionamento. É considerado apenas um piso de estacionamento, pois o segundo piso de estacionamento está associado aos espaços comerciais. O piso destinado aos inquilinos do condómino possui uma área aproximada de 400m² correspondente a 30 lugares de estacionamento com uma dimensão média de 2,65m x 5m, o que implica uma potência nominal do sistema de ventilação de 7,66kW. Os ventiladores para renovação do ar no estacionamento estão programados para funcionar durante uma hora no período da manhã e outra hora no período da noite.

Com o intuito de se estabelecer uma comparação com os níveis de radiação horária e de modo a ser possível quantificar os encargos com a factura da electricidade é estabelecido um perfil horário de consumo. Para a construção desse perfil, tem-se em conta a tipologia do edifício, o tempo de funcionamento de cada item nas diversas horas do dia está associado ao fluxo de pessoas e às suas rotinas. Sendo um edifício residencial existe dois períodos de maior actividade, um no período da manhã entre as 07:00h e as 10:00h, e um segundo período entre as 17:00h e as 20:00h. Estes dois períodos reflectem a saída das pessoas para os seus locais de trabalho no período da manhã e o seu regresso a casa no período da tarde. No período das 02:00 às 05:00 não é considerado qualquer tipo de consumo. Para determinar o consumo horário parcelar é estimado um tempo de funcionamento/utilização para cada item considerado, tendo em conta o período em causa.

Os valores totais diários calculados estão afectados de um coeficiente de dois, porque a área utilizada para implantação dos painéis é comum a dois lotes. Esses lotes possuem características iguais ao nível de áreas comuns, número de inquilinos por andar, número de andares, sistema de ventilação nos pisos subterrâneos.

O consumo horário de energia eléctrica é apresentado na tabela em baixo.

Horário	Iluminação Geral	Elevador	Portão Garagem	Sistema Ventilação	Consumo total
00:00	00:59	0,10 kW	0,40 kW	0,01 kW	1,03 kWh
01:00	01:59	0,10 kW	0,16 kW	0,01 kW	0,55 kWh
02:00	02:59				0,00 kWh
03:00	03:59				0,00 kWh
04:00	04:59				0,00 kWh

05:00	05:59					0,00 kWh
06:00	06:59	0,20 kW	0,40 kW			1,20 kWh
07:00	07:59	0,40 kW	0,80 kW	0,03 kW		2,45 kWh
08:00	08:59	0,60 kW	1,60 kW	0,08 kW		4,55 kWh
09:00	09:59	0,60 kW	1,60 kW	0,19 kW	3,20 kW	11,18 kWh
10:00	10:59	0,60 kW	1,20 kW	0,13 kW		3,86 kWh
11:00	11:59	0,30 kW	0,40 kW	0,03 kW		1,45 kWh
12:00	12:59	0,10 kW	0,80 kW	0,03 kW		1,85 kWh
13:00	13:59	0,10 kW	0,80 kW	0,01 kW		1,83 kWh
14:00	14:59	0,10 kW	0,48 kW	0,01 kW		1,19 kWh
15:00	15:59	0,10 kW	0,48 kW	0,01 kW		1,19 kWh
16:00	16:59	0,10 kW	0,48 kW	0,01 kW		1,19 kWh
17:00	17:59	0,10 kW	0,96 kW	0,08 kW		2,27 kWh
18:00	18:59	0,10 kW	2,00 kW	0,10 kW		4,39 kWh
19:00	19:59	0,20 kW	2,00 kW	0,05 kW		4,50 kWh
20:00	20:59	0,60 kW	1,20 kW	0,03 kW		3,65 kWh
21:00	21:59	0,60 kW	0,80 kW	0,03 kW	3,20 kW	9,25 kWh
22:00	22:59	0,30 kW	0,80 kW	0,03 kW		2,25 kWh
23:00	23:59	0,10 kW	0,40 kW	0,03 kW		1,05 kWh
Totais diários		5,40 kW	17,76 kW	0,88 kW	6,40 kW	60,87 kWh

Tabela 14 - Perfil horário de consumo

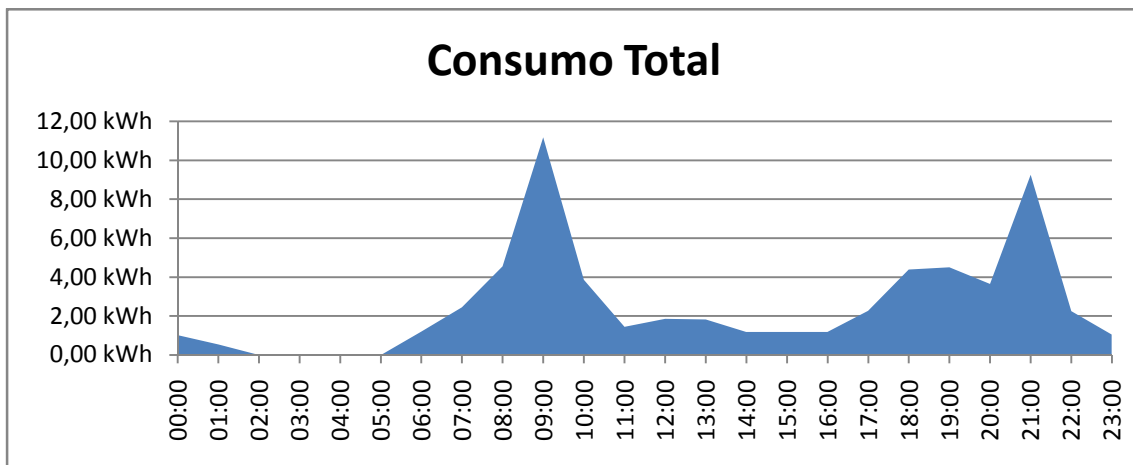


Ilustração 24 - Consumo total diário de energia eléctrica

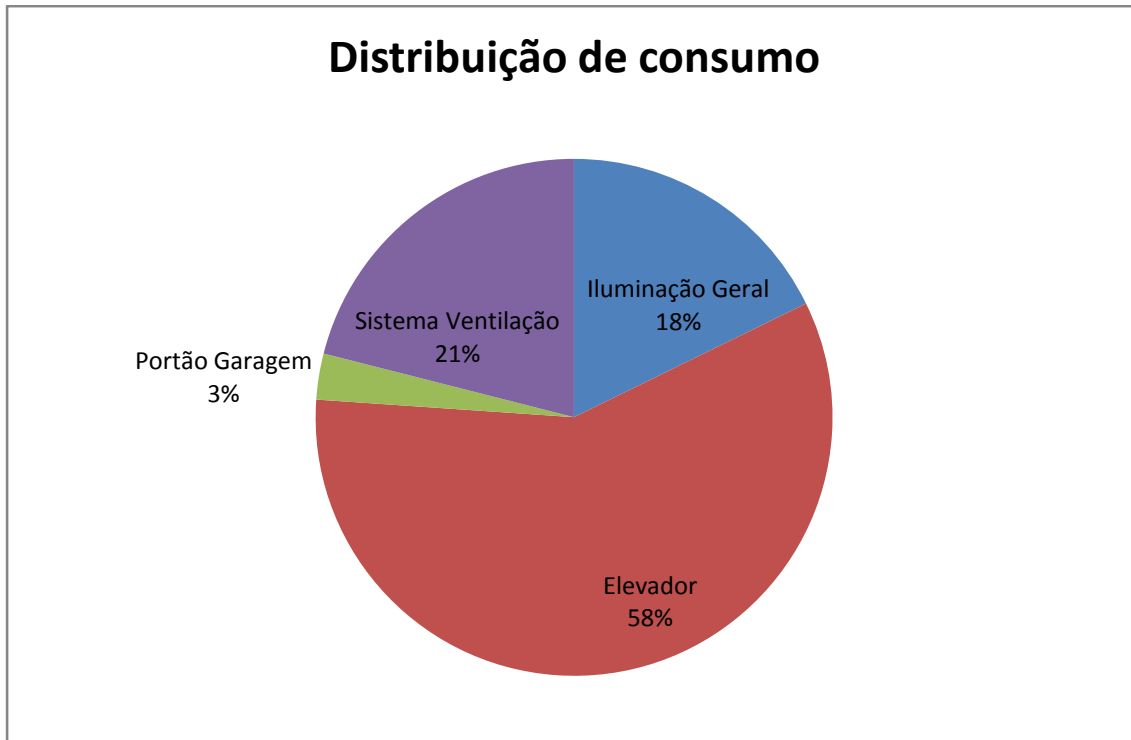


Ilustração 25 - Distribuição de consumo

Analisando a distribuição de consumos verifica-se que os elevadores e o sistema de ventilação são os elementos que mais contribuem para a factura de electricidade, juntos consomem 79% da energia total. Os elevadores são os elementos de maior consumo, representando mais de metade do consumo total. Esta parcela deve-se à elevada utilização ao longo de um dia, qualquer pessoa que se desloque no interior do prédio utilizará o elevador. O sistema de ventilação possui um peso considerável no consumo total, devido à potência dos motores dos ventiladores que fazem a recirculação do ar nos estacionamentos. O consumo associado ao funcionamento do portão é pouco expressivo quando comparado com os outros elementos.

6.4.2. Radiação solar

O posicionamento do sol é definido pela sua altura e pelo seu azimute. Altura solar é o ângulo que os raios solares formam com a superfície horizontal [2].

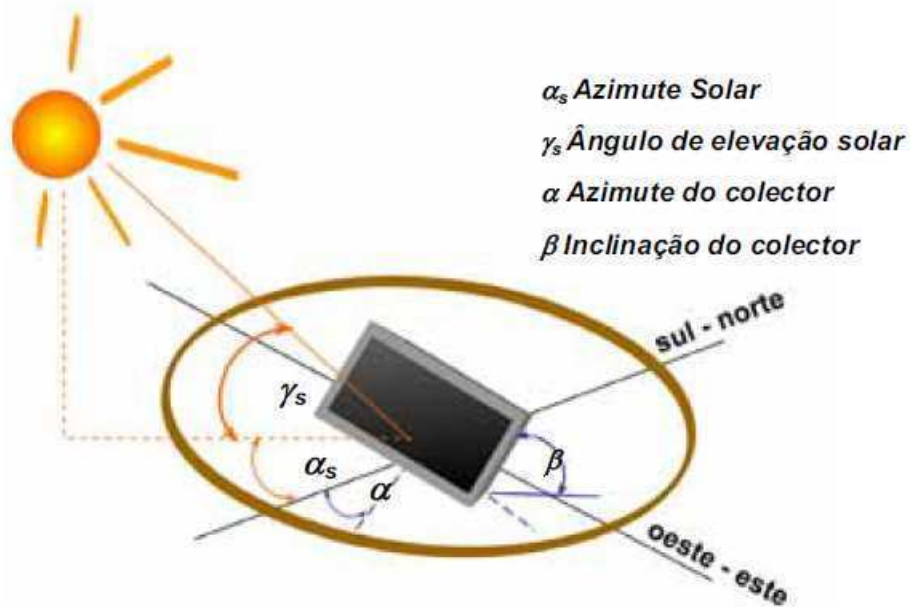


Ilustração 26 - representação dos ângulos segundo as técnicas solares [1]

No campo da energia solar, o Sul é referido geralmente como azimute $\alpha = 0^\circ$. O símbolo negativo é atribuído aos ângulos orientados a este (este: $\alpha = -90^\circ$) e o símbolo positivo aos ângulos orientados a oeste (oeste: $\alpha = 90^\circ$).

A intensidade da radiação solar depende da altura solar. Quando o sol está no ponto mais alto, os raios solares efectuam o caminho mais curto através da atmosfera até atingir a superfície terrestre. Quando o sol se encontra próximo do horizonte, os raios solares percorrem um caminho mais longo e a radiação solar sofre uma maior absorção e difusão até atingir a superfície terrestre. Ao longo do ano o percurso dos raios solares também varia, sendo maior no Inverno do que no Verão. Por isso é que se verifica níveis de intensidade de radiação menores no Inverno.

Para se obter um maior aproveitamento da radiação solar, a superfície sobre a qual se pretende que os raios incidem deve ter um relação de perpendicularidade com os raios solar. A orientação da instalação solar, tem por resultado diferentes níveis de irradiação. Em Portugal, a orientação óptima de uma instalação é a direcção Sul, com um ângulo de 35° de inclinação [1]. Neste caso, o nível de irradiação é quinze por cento maior do que numa área horizontal (ângulo de inclinação: $\beta = 0$) [1].

Uma vez que o azimute e a altura solar mudam ao longo do dia e do ano, o ângulo de incidência da radiação solar varia constantemente na maior parte das áreas potenciais ao aproveitamento da energia solar (telhados,....). A análise da radiação anual ajuda a

equacionar a conveniência das áreas existentes, tendo em conta o seu aproveitamento solar. Para ilustrar este aspecto, a figura seguinte mostra o exemplo de Lisboa, a qual representa a irradiação solar anual que incide numa área de um metro quadrado, em função do azimute e da altura solar (média a longo prazo). [1]

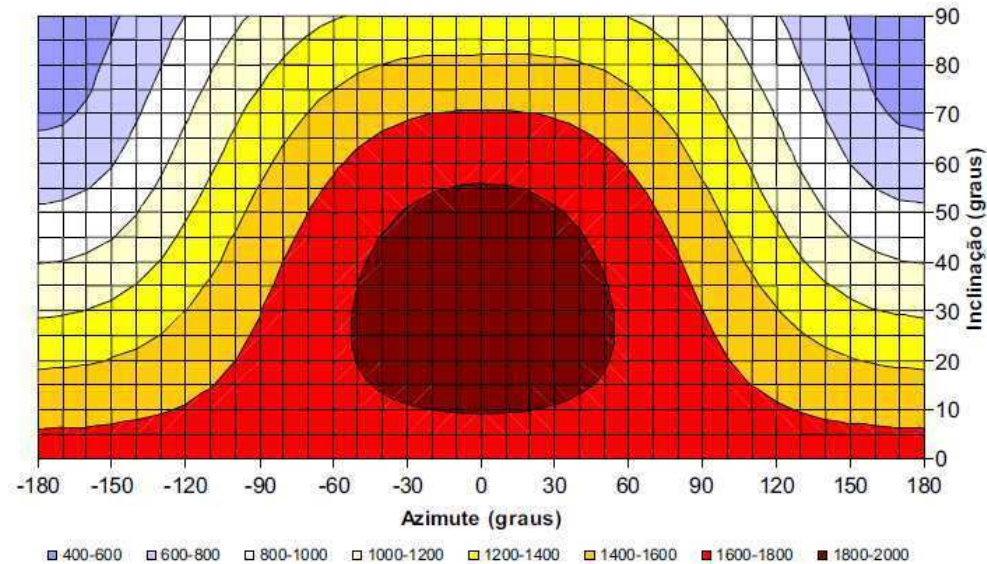


Ilustração 27 - Irradiação solar global para diferentes orientações da superfície receptora [1]

A fim de se realizar uma comparação com o perfil de consumo determinado, é necessário obter os níveis de radiação horária. Para isso recorre-se ao programa de simulação de cargas térmicas da empresa Carrier, HAP4.5, anexo XII. Da diversa informação que é possível extrair deste programa, a informação relevante para este caso de estudo são das tabelas, dos 12 meses do ano, com Design Total Solar Heat Gains. Estas tabelas fornecem a potência por m² da radiação incidente em superfícies horizontais e superfícies verticais e com diversas orientações. É utilizada a informação referente a superfícies horizontais.

Após a análise comparativa dos diferentes meses, verificou-se que o mês de Junho apresenta maiores níveis de radiação solar. O mês de Novembro é o que apresente menores níveis. São estes dois meses que são considerados para o restante processo de cálculo, por representarem as duas condições de projecto mais extremas.

A fim de se obter a potência por unidade de área (kWh/m²), com a inclinação considerada para os módulos solares, é necessário recorrer-se a uma carta solar para determinar-se a altura solar nas diferentes horas do dia.

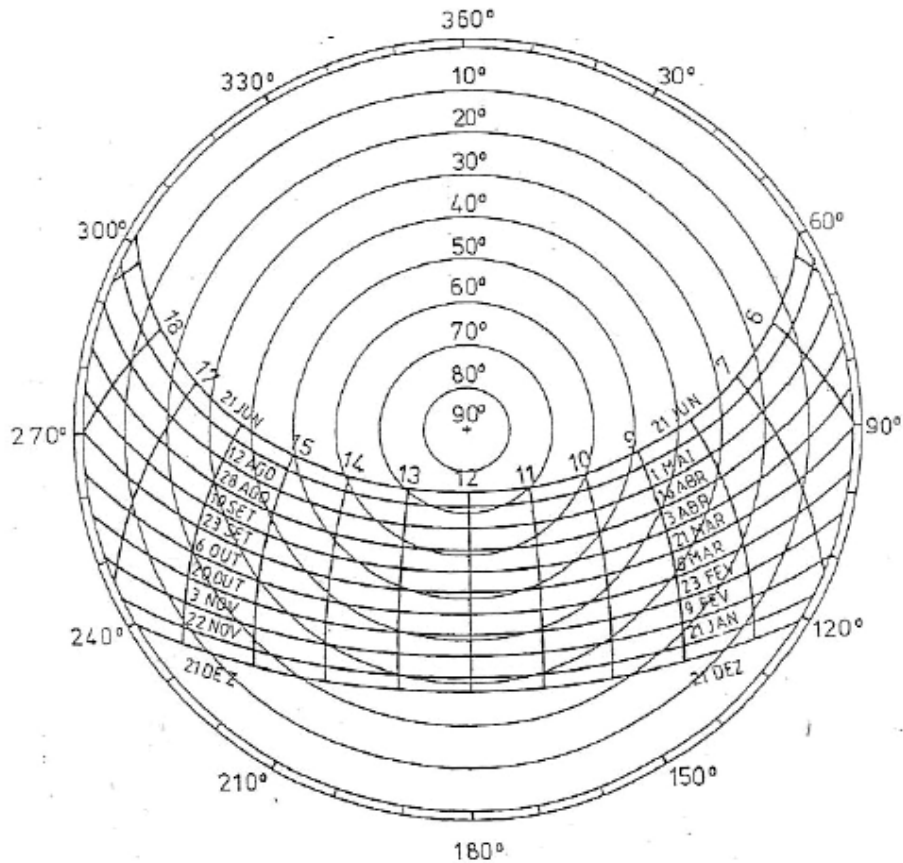


Ilustração 28 - Carta Solar para Portugal Continental, Latitude entre 38° e 39° [23]

Os resultados obtidos no cálculo da altura solar são apresentados na tabela seguinte:

Horário	Altura solar Junho	Altura solar Novembro	
00:00	00:59		
01:00	01:59		
02:00	02:59		
03:00	03:59		
04:00	04:59		
05:00	05:59		
06:00	06:59	12°	
07:00	07:59	25°	
08:00	08:59	37°	9°
09:00	09:59	49°	19°
10:00	10:59	60°	27°
11:00	11:59	70°	30°
12:00	12:59	86°	32°
13:00	13:59	70°	30°
14:00	14:59	60°	27°

15:00	15:59	49º	19º
16:00	16:59	37º	9º
17:00	17:59	25º	
18:00	18:59	12º	
19:00	19:59		
20:00	20:59		
21:00	21:59		
22:00	22:59		
23:00	23:59		

Tabela 15- Altura solar para Junho e Novembro

No dimensionamento da instalação autónoma, foi apenas considerado a instalação com a inclinação e orientação definida pelo telhado, ou seja, uma inclinação de 20º e um azimute de -45º, a sudeste. É também considerado o mesmo numero de painéis que no estudo da instalação ligada à rede, 54 painéis, de modo a ocupar todo o espaço disponível no telhado do edifício, fazendo uso da maior potencia de ligação que os condomínios usufruem para o regime bonificado. A opção pela instalação integrada no telhada deve-se aos custos adicionais, comparativamente à instalação de venda à rede, provocados pelo sistema de acumulação.

Posto isto, e considerando que:

$$E_{\text{módulo}} = \frac{E_{\text{horizontal}} \times \sin(h_0 - \beta)}{\sin h_0} \quad [18]$$

Sendo que:

$E_{\text{módulo}}$ - Radiação incidente no modulo (W/m²)

$E_{\text{horizontal}}$ – Radiação horizontal (W/m²)

h_0 – Altura solar (º)

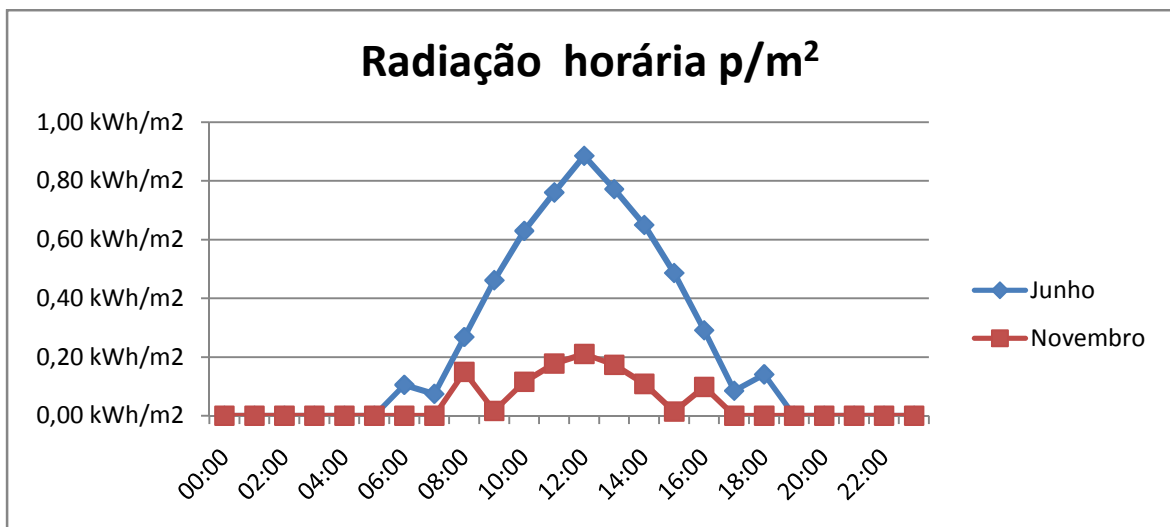
β – Ângulo de inclinação do colector solar (º)

Os resultados obtidos para os níveis de energia por unidade de área para as diferentes horas do dia, uma perda de rendimento originada pela orientação a sudeste de 5% [24] são apresentados na tabela seguinte:

Horário		Junho	Novembro
00:00	00:59	0,00 kWh/m2	0,00 kWh/m2
01:00	01:59	0,00 kWh/m2	0,00 kWh/m2
02:00	02:59	0,00 kWh/m2	0,00 kWh/m2

03:00	03:59	0,00 kWh/m ²	0,00 kWh/m ²
04:00	04:59	0,00 kWh/m ²	0,00 kWh/m ²
05:00	05:59	0,00 kWh/m ²	0,00 kWh/m ²
06:00	06:59	0,10 kWh/m ²	0,00 kWh/m ²
07:00	07:59	0,07 kWh/m ²	0,00 kWh/m ²
08:00	08:59	0,27 kWh/m ²	0,15 kWh/m ²
09:00	09:59	0,46 kWh/m ²	0,02 kWh/m ²
10:00	10:59	0,63 kWh/m ²	0,12 kWh/m ²
11:00	11:59	0,76 kWh/m ²	0,18 kWh/m ²
12:00	12:59	0,88 kWh/m ²	0,21 kWh/m ²
13:00	13:59	0,77 kWh/m ²	0,17 kWh/m ²
14:00	14:59	0,65 kWh/m ²	0,11 kWh/m ²
15:00	15:59	0,49 kWh/m ²	0,01 kWh/m ²
16:00	16:59	0,29 kWh/m ²	0,10 kWh/m ²
17:00	17:59	0,08 kWh/m ²	0,00 kWh/m ²
18:00	18:59	0,14 kWh/m ²	0,00 kWh/m ²
19:00	19:59	0,00 kWh/m ²	0,00 kWh/m ²
20:00	20:59	0,00 kWh/m ²	0,00 kWh/m ²
21:00	21:59	0,00 kWh/m ²	0,00 kWh/m ²
22:00	22:59	0,00 kWh/m ²	0,00 kWh/m ²
23:00	23:59	0,00 kWh/m ²	0,00 kWh/m ²
Total diário		5,60 kWh/m²	1,06 kWh/m²

Tabela 16 - Níveis de radiação horária para meses de Junho e Novembro


 Ilustração 29 - Radiação horária por m²

Analisando o gráfico da ilustração 26, verifica-se que o mês de Junho possui maiores níveis de energia, que o sol nasce mais cedo e põe-se mais tarde. Os vales que se verificam às 7:00 e 17:00 no mês de Junho e às 9:00 e as 15:00 no mês de Novembro, são explicados pela altura solar que provoca uma diminuição na perpendicularidade dos raios solares face aos colectores solares.

6.4.3. Simultaneidade entre consumo e radiação solar

Neste capítulo é feita uma análise horária comparativa entre o perfil de consumo de um edifício residencial e o perfil diário de radiação solar. É feita uma confrontação entre os valores de energia consumidos e os valores de energia produzidos pelo sistema fotovoltaico.

De forma a obter a quantidade de energia diária que uma instalação fotovoltaica consegue fornecer aos consumidores, neste caso o edifício residencial, é necessário calcular o rendimento global do sistema. Já vimos anteriormente, pelo estudo efectuado à instalação fotovoltaica ligada à rede, que os painéis solares possuem um rendimento de 9,2%. Este valor é obtido pelo quociente entre energia anual eléctrica convertida pelo painel fotovoltaico e energia anual solar incidente no painel fotovoltaico, ou seja:

$$\eta_{colectores} = \frac{E(PV)}{E(rad)} \quad [19]$$

Sendo que:

$\eta_{colectores}$ – Rendimento dos colectores solares;

$E_{(rad)}$ - Energia solar incidente no painel fotovoltaico;

$E_{(pv)}$ - Energia eléctrica convertida pelo painel fotovoltaico.

A obtenção destes valores é refeita, recorrendo ao programa de simulação Solterm. O valor de 9,2% obtido está em linha de conta com produtos similares de outras marcas.

Contudo este valor apenas represente o rendimento dos painéis, não é avaliador da eficácia dos outros componentes do sistema fotovoltaico, como inversores, reguladores, acumuladores e os próprios condutores. Para avaliar o rendimento dos restantes componentes, como um todo, pode-se multiplicar os rendimentos individuais de cada um, sendo essa informação dada pelos fabricantes dos equipamentos, ou é possível determinar segundo a expressão:

$$\eta_{\text{periféricos}} = 1 - \left[(1 - k_b - k_c - k_v) \times k_a \times \frac{N}{PD} \right] - k_b - k_c - k_v \quad [20]$$

Sendo que:

$\eta_{\text{periféricos}}$ – Rendimento do sistema fotovoltaico não contabilizando o rendimento dos colectores solares.

k_a – Representa o coeficiente de auto-descarga. É a fracção de energia da bateria que se perde por dia em auto-descarga. Este valor pode ser fornecido directamente ou através de gráficos de auto-descarga. Na ausência de valores, é comum utilizar-se valores na ordem dos 0,005 (0,5% diário). Este valor poderá ser reduzido a 2×10^{-3} dia⁻¹ para baterias de baixa auto-descarga;

k_b – Coeficiente de perdas por rendimento no acumulador. Representa a fracção de energia que a bateria não devolve em relação à que absorve, proveniente campo gerador. Na ausência de dados, o valor comumente utilizado é na ordem dos 0,05;

k_c – Coeficiente de perdas do inversor. O rendimento de um inversor deve ser fornecido pelo fabricante. Na ausência de dados, o valor deste coeficiente costuma ser na ordem dos 0,2 para conversor sinusoidal e 0,1 para os de onda quadrada.

k_v – coeficiente de outras perdas. Tem em conta as perdas nos aparelhos eléctricos, condutores, aparelhos de protecção e corte, ligações, entre outras. Um valor médio que se costuma utilizar é na ordem de 0,15.

N- número de dias de autonomia pretendidos;

PD – Profundidade de descarga dos acumuladores, o valor comum usado para este índice é na ordem de 0,5.

Na determinação do rendimento dos periféricos são considerados os valores comuns para os diferentes componentes, não tendo sido seleccionado nenhum equipamento em particular.

$$\eta_{\text{periféricos}} = 1 - \left[(1 - 0,05 - 0,2 - 0,15) \times 0,002 \times \frac{2}{0,5} \right] - 0,05 - 0,2 - 0,15 \quad [21]$$

$$\eta_{\text{periféricos}} = 0,595 \approx 59,5\% \quad [22]$$

O rendimento global da instalação será dado pela expressão:

$$\eta_{\text{global}} = \eta_{\text{colectores}} \times \eta_{\text{periféricos}} [23]$$

$$\eta_{\text{global}} = 0,092 \times 0,595 [24]$$

$$\eta_{\text{global}} = 0,063 \approx 6,3\% [25]$$

O rendimento obtido é baixo. O elemento que mais contribui para este baixo rendimento é o campo gerador. Estes valores reflectem a baixa rentabilidade no processo fotovoltaico, reflexo das enormes perdas verificadas, essencialmente, no fenómeno fotovoltaico.

A capacidade dos acumuladores esta intimamente relacionada com o consumo do edifício. Neste caso em particular existe um consumo diário de 60,87 kWh. Se realizarmos uma acumulação a 24V, ficando a conversão para os 230V a cargo do inversor, e se considerar dois dias de autonomia, com uma profundidade de descarga de 50% a capacidade de armazenamento deverá ser de 10.146Ah. Esta capacidade é determinada pela seguinte expressão:

$$C_{ac} = \frac{E \times N}{V \times PD} [26]$$

Sendo que:

C_{ac} – Capacidade de acumulação (Ah)

E – Energia consumida (kWh)

N- dias de autonomia

V – Tensão de acumulação (V)

PD – Profundidade de descarga.

Com o intuito de ter uma maior compreensão entre a simultaneidade dos períodos de consumo e de produção, é elaborada a tabela 5, comparativa. A energia produzida pelos colectores solares já se encontra afectada pelo rendimento do sistema, ou seja representa a energia entregue à instalação, assim como se encontra multiplicada pela área total de paineis, 90m².

Horário	Consumo	Produção Julho	Produção Novembro	Diferença entre produzido e consumido Junho	Diferença entre produzido e consumido Novembro
00:00 00:59	1,03 kWh	0,00 kWh	0,00 kWh	-1,03 kWh	-1,03 kWh
01:00 01:59	0,55 kWh	0,00 kWh	0,00 kWh	-0,55 kWh	-0,55 kWh
02:00 02:59	0,00 kWh	0,00 kWh	0,00 kWh	0,00 kWh	0,00 kWh
03:00 03:59	0,00 kWh	0,00 kWh	0,00 kWh	0,00 kWh	0,00 kWh
04:00 04:59	0,00 kWh	0,00 kWh	0,00 kWh	0,00 kWh	0,00 kWh
05:00 05:59	0,00 kWh	0,00 kWh	0,00 kWh	0,00 kWh	0,00 kWh
06:00 06:59	1,20 kWh	0,59 kWh	0,00 kWh	-0,61 kWh	-1,20 kWh
07:00 07:59	2,45 kWh	0,42 kWh	0,00 kWh	-2,03 kWh	-2,45 kWh
08:00 08:59	4,55 kWh	1,52 kWh	0,84 kWh	-3,04 kWh	-3,71 kWh
09:00 09:59	11,18 kWh	2,61 kWh	0,09 kWh	-8,58 kWh	-11,09 kWh
10:00 10:59	3,86 kWh	3,56 kWh	0,65 kWh	-0,30 kWh	-3,20 kWh
11:00 11:59	1,45 kWh	4,30 kWh	1,01 kWh	2,85 kWh	-0,45 kWh
12:00 12:59	1,85 kWh	5,00 kWh	1,19 kWh	3,15 kWh	-0,66 kWh
13:00 13:59	1,83 kWh	4,36 kWh	0,98 kWh	2,54 kWh	-0,85 kWh
14:00 14:59	1,19 kWh	3,67 kWh	0,61 kWh	2,49 kWh	-0,57 kWh
15:00 15:59	1,19 kWh	2,75 kWh	0,08 kWh	1,56 kWh	-1,11 kWh
16:00 16:59	1,19 kWh	1,64 kWh	0,55 kWh	0,46 kWh	-0,63 kWh
17:00 17:59	2,27 kWh	0,48 kWh	0,00 kWh	-1,79 kWh	-2,27 kWh
18:00 18:59	4,39 kWh	0,80 kWh	0,00 kWh	-3,60 kWh	-4,39 kWh
19:00 19:59	4,50 kWh	0,00 kWh	0,00 kWh	-4,50 kWh	-4,50 kWh
20:00 20:59	3,65 kWh	0,00 kWh	0,00 kWh	-3,65 kWh	-3,65 kWh
21:00 21:59	9,25 kWh	0,00 kWh	0,00 kWh	-9,25 kWh	-9,25 kWh
22:00 22:59	2,25 kWh	0,00 kWh	0,00 kWh	-2,25 kWh	-2,25 kWh
23:00 23:59	1,05 kWh	0,00 kWh	0,00 kWh	-1,05 kWh	-1,05 kWh
Totais	60,87 kWh	31,70 kWh	6,00 kWh	-42,22 kWh	-54,87 kWh

Tabela 17 - Análise comparativa entre produção e consumo

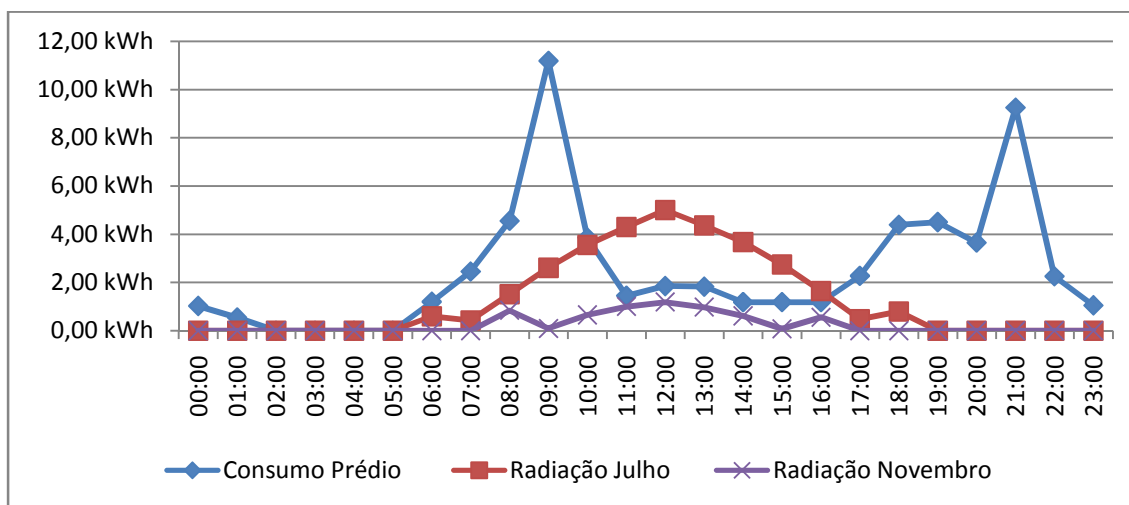


Ilustração 30 - comparação níveis produção nos meses de Junho e Novembro com consumos

Analisando os resultados obtidos, a primeira análise que se pode realizar é que o nível de produção no mês mais favorável corresponde a um pouco mais de metade (52%), do consumo verificado e que a produção no mês menos favorável apenas satisfaz 9,8% das necessidades energéticas. Estes valores são indicativos de que é necessário um sistema de acumulação, assim como é aconselhado um sistema de apoio à instalação fotovoltaica. Esse sistema de apoio pode ser a rede pública ou uma outra fonte geradora de energia, como por exemplo uma torre eólica.

O sistema não tem a capacidade de recarregar as baterias e alimentar as solicitações por parte do edifício em simultâneo, uma vez que, apenas no mês de Julho existe algum excedente na produção, 13,04kWh no período entre as 11:00h e as 17:00h. Como existe um défice, nos restantes períodos do dia, na produção de 42,22kWh, o excedente não é suficiente para recarregar as baterias com a diferença entre o consumo e a produção.

No mês de Novembro a situação verificada é mais gravosa, porque a capacidade de produção do sistema não é suficiente para superar as necessidades de consumo, ou seja, é necessário recorrer-se a uma outra fonte produtora ou ao sistema de acumulação de grande capacidade.

Como consequência da pouca produtividade do sistema face aos consumos verificados, o sistema de acumulação deve ter a capacidade instalada de suprimir as necessidades de consumo, no período de tempo pré determinado à voltagem pretendida, neste caso são considerados 2 dias de autonomia e 24V de voltagem, o que corresponde a uma capacidade instalada de 10.146 Ah. Se for apenas considerado o maior défice entre a produção e o consumo, 54,87kWh no mês de Novembro, o que significa uma capacidade do sistema de acumulação de 9.145 Ah, considerando uma acumulação a 24V, o sistema fotovoltaico apenas teria a capacidade de suprimir parte das necessidades de consumo e não seria capaz de proceder ao recarregamento das baterias. Uma outra hipótese seria considerar a capacidade de armazenamento igual ao consumo nocturno verificado, mas esta solução iria obrigar a um aumento na capacidade de produção. Esta opção, de aumento na capacidade de produção, não foi considerada porque a área disponível para instalação de mais colectores tem uma orientação de noroeste. Como a orientação noroeste é muito desfavorável à produção de energia recorrendo a colectores solares, a quantidade de painéis para suprimir as necessidades em falta teria de ser muito superior à inicialmente considerada, devido às elevadas perdas de rendimento causadas por esta orientação.

Um outro aspecto de realçar é o facto de os períodos de maior produção, entre as 11:00h e as 15:00h, estão desfasados com os períodos de maior consumo, entre 07:00h e as 10:00h e entre as 17:00h e as 21:00h. Este facto, desfasamento entre produção e consumo, representa a uma das grandes desvantagens dos sistemas solares.

A difícil simultaneidade entre a produção e o consumo origina a necessidade de um sistema de acumulação. No caso da energia eléctrica a capacidade de ser armazenar energia tem sido um dos problemas sobre os quais a comunidade científica se tem debatido. Uma maior eficiência no armazenamento da energia eléctrica iria permitir uma redução no número de baterias, melhorando o sistema, tornando menos dispendioso e diminui a exigência com o espaço destinado aos acumuladores. Esta evolução daria um novo ímpeto não só aos sistemas solares fotovoltaicos, mas também, ao carro eléctrico, por exemplo.

6.4.4. Análise económica

Na instalação autónoma, à semelhança do que foi feito para a instalação de venda à rede, é realizada uma análise económica a fim de aferir o real benefício deste tipo de instalações e perceber os custos associados à mesma.

Na estimava de custos do sistema fotovoltaico, é considerada a mesma expressão que é utilizada na estimativa de custo da instalação de venda à rede, somando o custo associado ao sistema de acumulação. O erro que se comete na utilização desta condição é mínimo, pois os componentes que a instalação autónoma requer a mais face à instalação de venda à rede, nomeadamente reguladores de carga, possuem um custo mínimo quando comparado com o valor global da instalação. As baterias escolhidas para o sistema de acumulação são as baterias da marca Exide modelo Classic OPzS, anexo XIII. A capacidade de acumulação considerada para a análise económica é de 10.146 Ah, tendo sido considerada uma capacidade instalada de 11550Ah. O sistema de acumulação é constituído por 7 fileiras em paralelo de 12 elementos de 2 V ligados em serie, perfazendo 11550Ah a 24V. O modelo considerado é 2V 12 OPZS 1500, elemento de 2V com uma capacidade $C_{120} = 1650\text{Ah}$.

Face ao elevado número é solicitado a três empresas do mercado fotovoltaico cotação para as referidas baterias. As tabelas de preços para este equipamento estão disponíveis nos sites das respectivas empresas, contudo os preços da ENAT são

referentes ao ano de 2007, tendo sido corrigidos com o índice de preços ao consumidor, ou seja IPC, obtido no site: <http://pt.global-rates.com/estatisticas-economicas/inflacao/indice-de-precos-ao-onsumidor/ipc/portugal.aspx>.

Bateria	FF solar	JAPP solar	ENAT	Média
2V 12 OPZS 1650	513,00 €	640,90 €	602,71 €	585,538 €

Tabela 18 - Preços baterias

A instalação autónoma constituída por 54 painéis Bosch Solar modelo Module c-Si M 60, 240W, com um custo de 350€ [12] e por 84 elementos de bateria tem um custo estimado de 79.185€.

Painéis	18.900,00 €
Restantes Equipamentos e Mão-de-obra	11.100,00 €
Baterias	49.185,21 €
Total	79.185,21 €

Tabela 19 - Custo da instalação autónoma.

Atendendo que o custo anual em energia eléctrica é de 3.314,59€ e que o custo associado à instalação é de 79.185,21€, o tempo de retorno do investimento é de 23 anos e 10 meses. Tendo em conta que o tempo de vida útil médio dos colectores solares é de 25 anos, significa que a instalação não trás uma mais-valia económica à utilização do edifício.

7. Conclusão

A energia solar fotovoltaica apresenta-se como uma solução concreta, testada e viável como solução da problemática associada à produção de energia eléctrica. Deste modo é possível aproveitar espaços, que muitas vezes se encontram sem qualquer utilidade, para obter um rendimento extra, com um custo de investimento relativamente baixo. Esta solução apresenta-se como uma fonte de rendimento, mas mais importante que o proveito económico, é o benefício ambiental promovido pela redução da emissão de gases com o efeito de estufa. Aliado a este melhoramento do meio ambiente, com a instalação de uma solução fotovoltaica contribui-se para a redução da dependência energética externa, sendo ainda impulsionada uma indústria que cria acrescenta valor ao produzido.

Uma solução fotovoltaica do tipo “chave - na - mão”, com uma potência de ligação de 3,68kW, com um custo de 12.300€ situada na região de Lisboa e instalada segunda a inclinação e orientação óptimas, ao fim de 7 anos de exploração é recuperado o investimento feito e ao fim dos 25 anos de funcionamento obtêm-se um lucro de 16.700€. Este tipo de instalações é usualmente aplicado em moradias e, admitindo uma factura de electricidade de 80€/mês, ou seja um custo anual de 960€, o lucro obtido permite pagar esta despesa durante 17 anos. A aplicação de um seguidor solar, neste caso não acrescenta valor à solução, uma vez que os ganhos a mais obtidos pelo aumento da produção são anulados pelo custo associado a este dispositivo.

O lucro obtido, ao fim de 25 anos, é similar ao lucro caso se opta-se por aplicar a mesma quantia num depósito a prazo com uma taxa anual de 5,4%. Contudo a aposta na instalação fotovoltaica não está sujeita as flutuações dos mercados, estando apenas dependente das condições climatéricas de cada ano. Atendendo que os níveis de radiação se mantêm mais ou menos constantes de ano para ano, a aposta neste tipo de investimento é uma aposta segura.

No presente ano de 2012 o governo Português optou por eliminar as regalias, existente nos anos transactos para as instalações solares fotovoltaicas. Esta decisão de eliminação dos benefícios, redução á colecta no valor de 30% do valor de aquisição e instalação, assim como o aumento do IVA para a taxa máxima de 23%, originará um desinteresse de possíveis investidores nesta tecnologia. Tendo em consideração os corte

nos incentivos, a aposta na geração de energia eléctrica recorrendo a fontes renováveis, deve ser incentivada, não só devido ao aspecto financeiro, visto tratar-se de um bom negócio, mas também devido às questões ambientais, com a redução da emissão dos gases com efeito de estufa e à redução de dependência do país face ao exterior nos combustíveis fósseis para produção de energia eléctrica.

Em relação ao edifício alvo de estudo, a conclusão principal que se pode apreender é que a melhor solução é a venda à rede da energia produzida. Esta solução possui um tempo de retorno de investimento ligeiramente inferior a 9 anos. Os factores que contribuem para uma não rentabilidade da instalação autónoma, são os elevados preços associados ao sistema de acumulação, o desfasamento entre os picos de produção e os picos de consumo o que obriga a uma capacidade instalada de acumulação bastante significativa.

A hipótese de instalação mais vantajosa para o sistema fotovoltaico é integrar os colectores solares no telhado. Esta solução é menos dispendiosa, de menor complexidade de instalação originada por uma estrutura de suporte dos painéis mais simples, e causa um menor impacto visual no edifício, eliminando-se, desta forma, um dos factores de não-aceitação deste tipo de instalações em edifícios por parte dos proprietários. Os indicadores económicos, instrumentos úteis para medição da viabilidade do projecto, não sofrem alterações significativas que levam a optar pela solução de instalação dos módulos solares nas suas condições de funcionamento óptimas. Ou seja os benefícios obtidos pela colocação dos módulos solares na sua posição ideal de funcionamento são anulados pelo maior custo associado a uma instalação de suporte dos colectores mais complexa.

A instalação fotovoltaica de venda à rede, permite que a factura de electricidade de 9 anos, seja coberta pelos benefícios obtidos pela venda da energia, durante os 25 anos de vida útil da instalação. O lucro obtido durante os 25 anos é de 29.486,07€. A obtenção de um lucro maior, quando comparado com a solução de 3,68kW, está associado à maior potência de ligação permitida pelo regime bonificado para condomínios, 11,4kW.

Um sistema fotovoltaico autónomo, não é aconselhado para edifício residenciais com um consumo de energia eléctrica já significativo. No edifício considerado o consumo mensal de energia ronda os 1826,1 kWh. Este tipo de instalações é mais aconselhado para pequenas moradias ou para equipamento de baixo consumo, como iluminação pública, vedações, parquímetros, entre outros. Como já referido anteriormente, o elemento penalizador neste tipo de instalação é o sistema de acumulação. A sua elevada capacidade é justificada não só pelo consumo eléctrico, mas também pelo não simultaneidade entre produção e consumo. Um outro aspecto a ter em conta é a manutenção e a vida útil das baterias, assim como os cuidados adicionais a ter com o espaço de alojamento das baterias, nomeadamente ao nível da ventilação. Estes cuidados encarecem não só o custo inicial de investimento assim como o custo associado à manutenção e utilização destes equipamentos.

No edifício em causa, o custo de investimento só teria retorno ao fim de aproximadamente 24 anos. Tendo em conta que a vida útil dos painéis ronda os 25 anos, significa que este investimento não traz qualquer benefício à exploração do edifício. Este elevado tempo de amortização de investimento é justificado pelo elevado custo das baterias, representam mais de 60% do valor global da instalação.

Com a continuação na aposta na energia fotovoltaica e consequentemente melhoria nos equipamentos e massificação no acesso aos mesmos, os preços associados ao fotovoltaico têm tendência a descer e desta forma tornar ainda mais competitivo este mercado. Com a expansão do mercado os benefícios, nas áreas económico – financeira e ambientais, serão capitalizados, contribuindo para um país mais desenvolvido e com um futuro mais sustentado. Contudo a aposta nesta solução de produção, têm que ser devidamente fundamentada em estudos, o mais aprofundado possível, porque atravessamos uma altura onde todos os investimentos têm de ser devidamente fundamentados e comprovarem a sua viabilidade económica.

Portugal tem apostado na produção de energia através de fontes renováveis, são exemplos dessa aposta a central de Amareleja, central de Serpa e a central do MARL, assim como o vasto parque eólico ao longo de todo o país. As energias renováveis podem vir a ser um dos pilares da economia nacional.

8. Referencias Bibliográficas

- [1] - Energia Fotovoltaica – manual sobre tecnologias, projecto e instalação; primeira edição; Instituto Superior Técnico; Janeiro de 2004;
- [2] – Master.D; Energia Solar e Eólica; Volume dois;
- [3] – Messias, António Aires; Junho 2009; Redes Intelegentes de Energia – Smart Grids; Lisboa
- [4] – Renováveis estatísticas rápidas, Nº 78; Direcção Geral de Energia e Geologia; Agosto de 2011;
- [5] – Vallêra , António; Gazeta da física; IST
- [6] –Global market Outlook for photovoltaics until 2015; EPIA; Abril 2011; 2015; Bélgica.
- [7] –Castro, Rui; Introdução à avaliação económica de investimento, Energia renováveis e produção descentralizada; edição 4.1; Instituto Superior Técnico; Fevereiro de 2008;
- [8] - <http://www.knoow.net/cienceconempr/gestao/tir.htm>
- [9] – <http://www.knoow.net/cienceconempr/gestao/analiseviabilidade.htm>
- [10] – http://www.asun.pt/np4/design/?link_order
- [11] – SASENERGIA; Fotovoltaico 3.45 / 3.68 estruturas fixas seguidor solar de 2 eixos, folheto informativo.
- [12] – FF Solar; Lista de preços de venda ao público; Julho 2012
- [13] – Rollear; Tabela de preços; Setembro de 2011
- [14] – Água Quente Solar; Guia para instaladores de colectores solares; DGGE / IP-AQSpP; Lisboa, Abril 2004.
- [15] - <https://woc.uc.pt/deec/getFile.do?tipo=2&id=3917>
- [16] – Guimaraes, Henrique; Instalações fotovoltaicas – Legislação.
- [17] – Castro, Rui; Introdução à Energia Fotovoltaica; Edição 0; Instituto Superior Técnico; Novembro 2002
- [18] – EDPSU; Procedimentos de licenciamento de instalações eléctricas de microprodução com autoconsumo do grupo II, EDP
- [19] - <http://www.otis.com/site/pt/pages/Otis2000E.aspx>
- [20] - http://www.ibergrade.pt/images/produtos_ibergrade/motores_tecto/02/01.pdf
- [21] - Decreto-Lei n.º 79/2006 - O Regulamento dos Sistemas Energéticos de Climatização em Edifícios (RSECE)

- [22] - <http://www.edp.pt/pt/particulares/microgeracao/Pages/vendaaeletricidadequeproduz.aspx>)
- [23] - CUNHA, M. Vãos Envidraçados. Optimização do Dimensionamento de Elementos de Protecção Solar. Tecnologia de Fachadas, X Mestrado em Construção de Edifícios. Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2005;
- [24] - Caleffi; Hidráulica, Instalações solares; Maio 2006
- [26] – JAPP, Energias e Hidráulica. Tabela de preços energia fotovoltaica, 2012
- [27] – ENAT, Tabela Fotovoltaica 2007, Junho 2007
- [28] - Roriz, Luis;, Calhau, Kathrin, Lourenço, Fernando; Rosendo, João. Energia Solar em Edifícios; Editora ORION; 2010
- [29] – Baptista, Martinho; Lopes, Vasco. Selecção da taxa de actualização. Instituto Superior de Engenharia de Coimbra, Dezembro 2006
- [30] - Martins, Nuno; Compatibilização de exigências relativas a iluminação e ganhos solares em edificios de habitação; Monte da Caparica; 2012
- [31] - Ministério da Economia, da Inovação e do Desenvolvimento; RE.NEW.ABLE – Plano novas energias ENE 2020; 2010
- [32] - ADENE ; Forum “Energias Renováveis em Portugal”- Relatório Síntese; ADENE / INETI; 1ª edição; Lisboa, Novembro 2001
- [33] - Certiel; Guia Prático de Instalações de Microprodução; Certiel; 2011
- [34] - Soares, Tiago; Sistemas de produção de electricidade descentralizada baseados em energia renovável; Versão provisória; Fevereiro de 2009
- [35] - Vallêra, António; Energia Solar Fotovoltaica; Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa
- [36] - Lopes, J; Redes Eléctricas Inteligentes e a Mudança de Paradigma dos Sistemas Eléctricas; Energia 2020