

David Brian da Cruz Gomes

Dimensionamento de um sistema fotovoltaico para autoconsumo para um edifício ligado à rede pública de distribuição

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO EM ENGENHARIA ELECTROTÉCNICA
E DE COMPUTADORES – ESPECIALIZAÇÃO EM ENERGIA

Setembro de 2014



UNIVERSIDADE DE COIMBRA



FCTUC FACULDADE DE CIÊNCIAS
E TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE DE COIMBRA

David Brian da Cruz Gomes

Dimensionamento de um sistema fotovoltaico para autoconsumo para um edifício ligado à rede pública de distribuição

Dissertação de Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, na especialidade de Energia, apresentada à Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra para obtenção do grau de Mestre



Laboratório de Gestão de Energia

Ano Letivo de 2013/2014

Orientador: Prof. Dr. Humberto Manuel Matos Jorge

Membros do Júri:

Presidente: António Manuel Oliveira Gomes Martins

Vogal: Mário João Simões Ferreira dos Santos

Coimbra, 2014

*“O que nos coloca em problemas não é aquilo que não sabemos.
É o que sabemos com certeza, e simplesmente está errado.”*

Mark Twain

Agradecimentos

É obrigação minha agradecer a todas as pessoas que me ajudaram a percorrer o caminho a que a mim mesmo me propus, repleto de desafios, esforços, alegrias e ensinamentos.

Ao Professor Doutor Humberto Jorge por me ter aceitado como seu mestrando, guiando-me sempre que necessário. Agradeço a sua disponibilidade sempre que precisei.

Em geral a todos os meus amigos que me acompanharam nesta etapa universitária e que me ajudaram a vivê-la na totalidade.

Sem esquecer, um especial obrigado a toda a minha família, sobretudo aos meus pais, irmã e avós, pelo esforço para me proporcionarem o melhor para mim na minha vida académica sem nunca me faltar nada.

Por último, mas não menos importante, agradeço a minha namorada Joana Pereira por estar ao meu lado desde o nosso início, ajudando-me, encaminhando-me, aturando-me todo o tempo que vivemos juntos. Foi essencialíssima na concretização deste trabalho. Agradeço-a pela ajuda, paciência, força e amor que me proporcionou.

Resumo

O presente trabalho foi desenvolvido no âmbito da Dissertação de Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, no ramo de Energia, no ano letivo 2013/2014.

Este trabalho tem como objetivo desenvolver uma ferramenta de simulação de apoio para o dimensionamento de sistemas solares fotovoltaicos de microprodução para uma dada localização e analisar a sua viabilidade económica, de acordo com a legislação em vigor.

É feito um estudo breve do estado da arte da tecnologia solar fotovoltaica, seguido do seu funcionamento.

Segue-se uma abordagem do conceito de microprodução aplicada à tecnologia solar fotovoltaica e a evolução da legislação ao qual lhe diz respeito.

Por fim, é explorado o algoritmo desenvolvido que integra a ferramenta de simulação que é usada para analisar um estudo de caso em que se pretende determinar, de forma aproximada, o retorno de investimento tendo em conta a remuneração obtida com a produção de eletricidade. Para isto recorreu-se a várias ferramentas de simulação e cálculo, nomeadamente o simulador PVGIS, o programa Matlab da Mathworks e a folha de cálculos do Microsoft Excel.

Palavras-Chave: Sistema solar fotovoltaico, Microprodução, Dimensionamento ótimo de microprodução

Abstract

This study was developed under the subject of Master's Thesis in Electrical Engineering and Computers, in specialization of Energy, in the academic year of 2013/2014.

This study aims to develop a simulation tool to assist in the dimensioning of photovoltaic systems for the housing sector and analyze its economic, according to current legislation.

A brief study of the state of art of the solar photovoltaic technology is done, followed by their operation.

The next item is an approach of the concept of micro production applied to the solar energy technology and the evolution of the legislation to which it relates.

Finally the last item exploits the algorithm integrated in the simulation tool that is used to analyze a case study in which we want to determine a rough estimate of the return on investment, taking into account the earnings obtained with energy production. For this, a variety of tools were used for simulation and calculation, in particular the PVGIS simulator, the Matlab program of Mathworks and the Microsoft Excel spreadsheet software.

Keywords: Solar photovoltaic system, Micro production, Micro production optimal dimensioning

Índice

Índice de Figuras	iii
Índice de Tabelas	iv
Lista de abreviações/acrónimos	v
1 - Introdução	1
1.1 - Objetivos e Estrutura da Dissertação	2
2 - Energia solar fotovoltaica	3
2.1 - Introdução à energia solar fotovoltaica	3
2.2 - Estado da arte da energia solar e materiais fotovoltaicos	3
2.3 - O futuro do armazenamento de energia solar	5
2.4 - Vantagens e desvantagens da tecnologia solar fotovoltaica	6
2.5 - Fatores influentes na tecnologia fotovoltaica	7
2.6 - Custos associados à tecnologia fotovoltaica	9
2.7 - Constituintes de um sistema fotovoltaico	10
2.8 - Conceção de sistemas fotovoltaicos ligados à rede	12
3 - Microprodução com tecnologia solar fotovoltaica	15
3.1 - Microprodução a nível nacional	15
3.1.1 - Potencial em Portugal	15
3.2 - Evolução da microprodução a nível nacional	17
3.3 - Vantagens da Microprodução	18
3.4 - Barreiras à penetração da microprodução	18
3.5 - Produção em ambiente urbano	19
3.6 - Microprodução fotovoltaica – tipos de sistemas	19
3.7 - Produção de energia a partir da energia solar fotovoltaica	20
4 - Sistemas de incentivo à microprodução	23
4.1 - Políticas remuneratórias de fornecimento de energia	23
4.1.1 - Tarifas <i>feed-in</i>	23
4.1.2 - Tarifa <i>feed-in-premium</i>	23
4.2 - <i>Net metering</i>	23
4.3 - Modelos europeus	24
5 - Legislação nacional relativa à microprodução	27
5.1 - Evolução da legislação de microprodução a nível nacional	27
5.2 - Enquadramento legal nacional	28
5.3 - Contribuição para as metas do governo	29

5.4 - Nova legislação de Autoconsumo em discussão pública.....	30
5.5 - Regimes remuneratórios:	31
5.6 - Deveres do produtor.....	32
5.7 - Processo de registo e licenciamento.....	32
6 - Ferramenta de simulação de apoio ao dimensionamento de um sistema de microprodução	35
6.1 - Desenvolvimento da ferramenta de simulação	35
6.2 - Estudo de caso.....	38
7 - Conclusão.....	45
7.1 - Considerações finais	45
7.2 - Propostas de trabalho futuras	46
8 - Referências bibliográficas	47
Anexos	49
Anexo A - Curva de funcionamento de um sistema gerador	49
Anexo B - Soluções para ligação da unidade de MP à rede para clientes em BTN.....	51
Anexo C - Dados usados na análise do estudo de caso relativos ao tipo de sistema fotovoltaico	53
Anexo D - Dados usados na análise do estudo de caso relativos aos perfis de radiação	55
Anexo E - Dados usados na análise do estudo de caso relativos aos períodos horários, adaptado de [40].....	59
Anexo F - Dados usados na análise do estudo de caso relativas aos tarifários energéticos, adaptado de [43]	61
Anexo G - Dados usados na análise do estudo de caso relativas aos perfis de consumo energético	63

Índice de Figuras

Figura 1 - Curvas de potência com a variação de radiação solar, adotado de [8]	8
Figura 2 - Curvas de potência com a variação da temperatura, adotado de [8]	8
Figura 3 - Curva de funcionamento dos painéis PV com indicação da linha de máxima potência, adotado de [12].....	11
Figura 4 - Radiação solar no mapa europeu	16
Figura 5 - Radiação solar na Europa	17
Figura 6 - Evolução dos registos de microprodução do ano de 2014, adotado de [19]	17
Figura 7 - Exemplo de um contador bidirecional utilizado em net metering.....	24
Figura 8 - Esquema explicativo do conceito de autoconsumo	30
Figura 9 - Esquema simplificado do funcionamento do algoritmo utilizado.....	35
Figura 10 - Curvas características de um painel PV, adotado de [8]	49
Figura 11 - Solução A para ligação da unidade de MP à rede para clientes em BTN, adotado de [21]	51
Figura 12 - Solução B para ligação da unidade de MP à rede para clientes em BTN, adotado de [21]	51
Figura 13 - Solução C para ligação da unidade de MP à rede para clientes em BTN, adotado de [21]	52
Figura 14 - Solução D para ligação da unidade de MP à rede para clientes em BTN, adotado de [21]	52

Índice de Tabelas

Tabela 1 - Modelos de autoconsumo aplicados em vários países europeus[28].....	25
Tabela 2 - Valores de tarifa de referência de todas as tecnologias englobadas no plano de MP ..	28
Tabela 3 - Resultados da simulação das condições iniciais do estudo de caso.....	38
Tabela 4 - Resultados da simulação das várias potências instaladas do estudo de caso.....	39
Tabela 5 - Resultados da simulação das várias datas de arranque do sistema de MP ..	40
Tabela 6 - Resultados da simulação dos regimes remuneratórios alternativos ao regime geral ..	41
Tabela 7 - Resultados da simulação com a implementação de um seguidor solar	42
Tabela 8 - Resultados da simulação para dois pontos de localização do país	43
Tabela 9 - Dados de produção de energia expressos em kWh de um sistema PV de 1 kWp, na zona Centro, adaptado de [39]	53
Tabela 10 - Dados de produção de energia, expresso em kWh, com um sistema PV fixo de 1kWp, na zona Sul, adaptado de [39] ..	53
Tabela 11 - Perfil de radiação de um sistema PV com seguidor solar, na zona Centro, adaptado de [39] ..	55
Tabela 12 - Perfis de radiação de um sistema PV fixo, na zona Centro, adaptado de [39] ..	56
Tabela 13 - Perfis de radiação de um sistema PV fixo, na zona Sul, adaptado de [39].....	57
Tabela 14 - Ciclo diário para BTN em Portugal Continental, adaptado de [40].....	59
Tabela 15 - Ciclo semanal para todos os fornecimentos em Portugal Continental, adaptado de [40].....	59
Tabela 16 - Tarifários energéticos, adaptado de [43].....	61
Tabela 17 - Matriz semanal de dados de consumo energético de Inverno, expresso em kWh.....	63
Tabela 18 - Matriz semanal de dados de consumo energético de Verão, expresso em kWh	65

Lista de abreviações/acrónimos

BTN - Baixa tensão normal

CIEG - Custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral

CTS - Condições de teste *standard*

C-Si - Silício cristalino

DGEG - Direção Geral de Energia e Geologia

DRE - Diário da República Eletrónico

FER - Fontes de energia renováveis

INE - Instituto Nacional de Estatística

MP - Microprodução

PT - Posto de transformação

PR - Performance de um painel fotovoltaico

PV - Fotovoltaico (a)

RESP - Rede elétrica de serviço público

SRM - Sistema de Registo de Microprodução

1 - Introdução

Ao longo do tempo, as tecnologias de captação de energias renováveis usadas na microprodução (MP) de energia elétrica a nível mundial têm evoluído.

A MP é definida como sendo a produção de energia elétrica através de sistemas geradores em pequena escala que convertem energia proveniente de fontes de energia renováveis (FER) no local da instalação com uma dada eficiência energética, podendo ser consumida instantaneamente, armazenada para utilização futura ou vendida diretamente à rede de energia. Este tipo de produção enquadra-se no conceito da geração descentralizada, normalmente localizada em áreas urbanas, implicando vantagens como a redução de perdas no transporte de energia usando áreas não utilizáveis.

Um dos muitos objetivos, no ramo das energias, é conseguir reduzir, a nível mundial, a dependência de combustíveis fósseis na produção de energia elétrica, devido à escassez destes e à libertação de gases de efeito de estufa no processamento dos mesmos.

A nível nacional, tem ocorrido um investimento enorme em centrais de energias renováveis, devido às condições climáticas e geográficas que o país apresenta e também ao facto desta tecnologia ser amiga do ambiente.

Embora ainda os sistemas de MP não tenham um impacto enorme na energia global produzida, são uma alternativa importante, capazes de solucionar alguns problemas existentes na atualidade. Neste sentido, vários governos têm vindo a criar legislação e estímulos para simultaneamente controlar e beneficiar os microprodutores existentes e novos adotantes, pois esta prática trará, de um modo geral, benefícios tanto para a rede de energia, como para o dono da própria instalação de MP.

A nível da indústria de dispositivos de MP, nos países europeus, tem-se verificado uma evolução devido ao facto de na atualidade os sistemas de MP serem um bom investimento e, para tal, é preciso continuar a apostar tanto na instalação como no desenvolvimento dos mesmos.

1.1 - Objetivos e Estrutura da Dissertação

O objetivo principal deste trabalho prendeu-se com a criação de uma ferramenta de simulação de apoio ao dimensionamento de um sistema fotovoltaico aplicado à microprodução para uma instalação no sector residencial e a sua análise quanto à viabilidade económica. Para tal, foi criado um algoritmo no programa Matlab da Mathworks e recorreu-se a fontes de informação necessárias para este efeito.

A nível de estruturação, esta dissertação é composta por 7 capítulos.

No capítulo 1 é feita uma breve introdução ao conceito de microprodução e as implicações da sua existência, bem como a estruturação do trabalho e objetivos propostos.

O capítulo 2 refere-se aos muitos aspetos da energia solar fotovoltaica, dando ênfase ao estado da arte da mesma, do seu funcionamento, constituintes de um sistema dessa topologia e um enquadramento dessa tecnologia a nível nacional.

O capítulo 3, por sua vez, diz respeito ao conceito de microprodução, onde se desenvolvem temas como o panorama da microprodução a nível nacional, vantagens e barreiras à sua aplicação e desenvolvimento e, por fim, o funcionamento e constituintes de um sistema de microprodução.

No capítulo 4 são referidos os vários sistemas de incentivo à microprodução, dando maior importância às tarifas *feed-in*, ao conceito de *net metering* e à comparação a nível europeu dos modelos de autoconsumo.

No capítulo 5 é indicada a legislação que rege a microprodução nacional, dando algum ênfase ao novo projeto de decreto-lei em discussão pública sobre o regime de autoconsumo.

O capítulo 6 expõe a ferramenta de simulação de apoio ao dimensionamento de um sistema de microprodução desenvolvida e a sua aplicação em determinar a viabilidade económica de um estudo de caso proposto.

Por fim, o capítulo 7 tece as considerações finais, bem como perspetivas futuras, tendo como fundamento as análises feitas e resultados obtidos ao longo deste trabalho.

2 - Energia solar fotovoltaica

2.1 - Introdução à energia solar fotovoltaica

A energia fotovoltaica (PV) é vista atualmente, e num futuro próximo, como uma alternativa séria aos recursos fósseis, devido à disponibilidade global da energia solar e ao imenso potencial da conversão direta de radiação solar em energia elétrica para uso final. Além disso a energia gerada a partir de tecnologias fotovoltaicas é completamente amiga do ambiente [1].

As células fotovoltaicas são grandes áreas de material semicondutor que, através do efeito fotovoltaico, convertem a energia da luz solar (energia dos fotões) em eletricidade [1].

As propriedades mais essenciais para os sistemas fotovoltaicos têm em atenção condições óticas e elétricas [1]:

- Forte absorção de luz, sobre uma vasta gama espectral. Esta propriedade implica que haja uma desejável largura de banda. O pico de absorção deverá ser de 1,4-1,5 eV por célula para eficiência ótima;
- Custo reduzido, sendo as estruturas de película fina preferíveis;
- Estabilidade em função de condições de tempo e iluminação (materiais ativamente estáveis, contactos metálicos estáveis e resistência a corrosão);
- Elevada abundância de material (para produção em grande escala);
- Tecnologia amiga do ambiente.

2.2 - Estado da arte da energia solar e materiais fotovoltaicos

A energia produzida a partir de painéis solares tem tido um custo superior à que é produzida por recursos tradicionais. Contudo, durante as últimas duas décadas esta diferença de custo tem vindo a diminuir. A tecnologia solar PV emergiu como um recurso energético útil para diversas aplicações. A dominância de silício cristalino (c-Si) no mercado fotovoltaico é surpreendente tendo em conta a variedade de material capaz de produzir o efeito PV. Painéis baseados em placas de silício contemplam mais de 90% do mercado porque é mais fiável e geralmente mais eficiente que outras tecnologias. Os painéis fotovoltaicos de c-Si são fiáveis a nível de estabilidade mas não são ainda economicamente viáveis devido ao seu custo inicial [2].

A dominância inicial do silício em laboratório estendeu-se para o mercado em módulos comerciais e é atualmente a tecnologia mais madura e estudada para aplicações fotovoltaicas terrestres. O silício oferece várias vantagens sobre outros materiais PV, incluindo a abundância, uma base tecnológica estabelecida, qualidade e estabilidade elevada do material e características de passivação de superfície boas. A desvantagem óbvia é o atual custo de processamento elevado para material e dispositivos de silício. Assim, continua a pesquisa para melhorar os materiais de silício e em estudar e desenvolver outras tecnologias baseadas em silício [2].

Os modelos cristalinos sempre tiveram uma cota de mercado de módulos comerciais superior a 80%. Foi criado com base na tecnologia fotovoltaica de silício amorfo. Se excluíssemos todos os elementos de eletrônica e definíssemos o mercado de sistemas de MP acima de 1 kW, os módulos de silício de cristal único e policristalino representariam 94% do mercado. Existe atualmente uma variedade de tecnologias de células PV no mercado, utilizando diferentes tipos de materiais e essa variedade aumentará no futuro. As tecnologias de células PV são habitualmente classificadas em 3 tipos, dependendo do material-base utilizado e a maturidade a nível comercial [2]:

1. Sistemas fotovoltaicos de primeira geração (comerciais) utilizam a tecnologia de placas de c-Si, seja cristalino único (sc-Si) ou multi-cristalino (mc-Si);
2. Sistemas fotovoltaicos de segunda geração (lançamento prematuro no mercado) são baseados na tecnologia de película fina PV e geralmente incluem 3 famílias principais:
 - Silício amorfo (a-Si) e micro-amorfo (a-Si/c-Si);
 - Telureto de cádmio (CdTe);
 - Seleneto de cobre (CIS) e película fina de disseleneto de cobre, gálio e índio (CIGS);
3. Sistemas fotovoltaicos de terceira geração incluem células fotovoltaicas concentradas (CPV) e orgânicas que ainda estão em fase de teste ou ainda não foram vastamente comercializados, tal como conceitos recentes sob desenvolvimento. Estes incluem a tecnologia GaAs e a aproximação multijunção, utilizando combinações de ligas de material III-V.

Atualmente, a célula solar de c-Si mais eficiente é a estrutura *passivated emitter and rear locally diffused* (PERL), tendo uma eficiência de aproximadamente 24,4%. As características principais desta célula são [2]:

- Reduzidas perdas por reflexão de superfície frontal por pirâmides invertidas;
- Perfil de elevada qualidade de difusão de emissor;
- Óxido térmico apassivante de elevada qualidade nas superfícies frontal e traseira para reduzir perdas por recombinação de superfície;
- Pequenos contactos frontais e difusão localizada de p+ traseiro para reduzir a contribuição do contacto para as perdas totais de recombinação. Uma aproximação idêntica foi aplicada à célula solar de silício multi-cristalino, onde uma textura de superfície frontal em ‘colmeia’ foi feita. Como resultado, foram produzidas células solares de silício multi-cristalino com 19,8% de eficiência.

Existe uma continuidade a nível de pesquisa e desenvolvimento de novas alternativas de tecnologia fotovoltaica. Na atualidade, a tecnologia fotovoltaica é reconhecida como parte da solução ao desafio crescente de energia e um componente essencial na produção de energia global futura [2].

A energia solar é o recurso mais disponível desde sempre. Pode ser utilizada para aquecimento e iluminação de habitações e outros edifícios, para geração de energia elétrica, cozinhar, aquecimento de águas sanitárias, arrefecimento solar, secagem de materiais e uma variedade de utilizações comerciais e industriais [2].

A energia solar pode ser utilizada por 2 meios diferentes: solar térmico e solar fotovoltaico. A energia elétrica contínua criada por sistemas PV pode ser utilizada assim mesmo, convertida para corrente alternada ou armazenada para uso posterior [2].

2.3 - O futuro do armazenamento de energia solar

Uma das maiores questões que se colocam acerca do futuro da indústria de energia solar fotovoltaica é a sua capacidade de fornecer armazenamento com uma boa relação custo-eficiência. A natureza intermitente da energia solar é um dos motivos que pode prevenir uma adoção global como uma substituição viável da geração de energia elétrica tradicional [3].

2.4 - Vantagens e desvantagens da tecnologia solar fotovoltaica

A nível da própria tecnologia solar fotovoltaica aplicada à MP, as vantagens são as seguintes [4,5]:

- O processo de geração de energia não gera poluição ambiental ou sonora e o próprio fabrico também é controlável do ponto de vista da poluição;
- A única matéria-prima é gratuita e abundante em todo o mundo (Portugal está geograficamente num lugar bastante privilegiado a nível europeu);
- Os painéis têm uma elevada fiabilidade;
- Os painéis fotovoltaicos são bastante adaptáveis a muitas aplicações e potências e fáceis de montar, com estruturas próprias;
- Necessita de pouca manutenção, e com intervalos de tempo relativamente grandes;
- Com o evoluir das tecnologias e o passar do tempo, os custos de aquisição irão diminuir e a eficiência dos painéis solares irá aumentar, tornando a tecnologia PV mais viável economicamente;
- Em lugares remotos, de difícil acesso, ou muito distantes da rede de distribuição, é uma excelente alternativa pois não obriga a enormes investimentos na rede de energia;
- A nível nacional, dado as condições climáticas e geográficas, é uma ótima solução para produção para venda direta à rede ou autoconsumo;
- É garantida a compra de energia excedentária produzida por parte da rede, aumentando os rendimentos possíveis totais.

Quanto às desvantagens da tecnologia solar fotovoltaica aplicada à MP, são de realçar as seguintes:

- Não existe energia solar durante a noite, e durante o dia há variáveis que podem limitar a produção de energia como condições climáticas (nuvens, neve e chuva) e latitude (zonas com latitude média e alta têm quedas bruscas de produção no Inverno);
- Os painéis solares atualmente têm preços algo elevados, tornando-os um investimento com recuperação a longo prazo;
- A tecnologia PV tem, do ponto de vista económico, a partir de uma dada potência, uma fraca competitividade quando comparada com outros tipos de produção de energia, em especial, com as energias convencionais;

- Os sistemas precisam de ter eletrônica de potência de modo a regular e tornar a energia produzida utilizável em AC;
- As tecnologias de armazenamento de energia solar são pouco eficientes e bastante dispendiosas;
- Os sistemas de MP fotovoltaicos têm uma baixa eficiência.

2.5 - Fatores influentes na tecnologia fotovoltaica

Como já referido anteriormente, existem fatores que podem limitar e alterar a produção de energia através de painéis solares fotovoltaicos. São eles [6]:

- Posicionamento dos painéis;
- Orientação;
- Latitude geográfica;
- Sombreamento do painel;
- Ligação dos painéis;
- Temperatura dos painéis.

Quanto ao ângulo com a horizontal, se o valor for superior a 35° , favorece o Inverno e se for inferior, favorece o Verão. Quando possível, o ângulo com a horizontal deverá ser o da latitude $\pm 5^\circ$. A orientação ótima em Portugal para os painéis solares é para sul, com uma inclinação de 38° . Existem muitos sistemas de MP que seguem um ângulo de inclinação de latitude -5° , pois permite uma remuneração mais constante durante o ano, apesar de em geral ser de menor valor, sendo muito frequente em instalações de MP para consumo próprio [6,7].

Os dados importantes relativos à radiação incidente, ângulos de inclinação, orientação e temperatura ambiente, obtêm-se a partir da latitude. Quanto maior for a radiação incidente, mais energia elétrica é possível produzir [8], como ilustra a Figura 1.

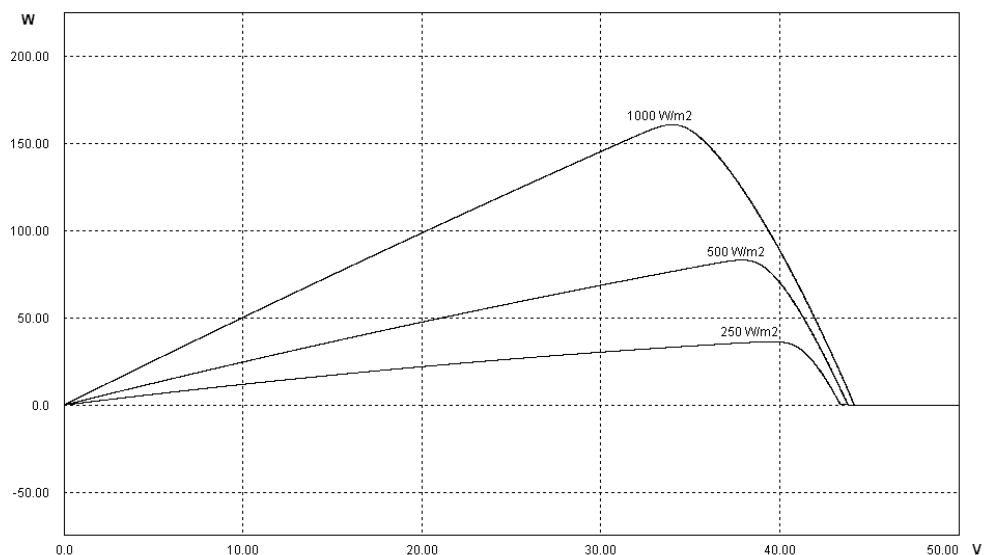


Figura 1 - Curvas de potência com a variação de radiação solar, adotado de [8]

De uma forma inversa, quanto maior for a temperatura ambiente, menor será a energia possível de produzir, devido ao efeito de redução de potência de saída dos módulos fotovoltaicos [8], como mostrado na Figura 2.

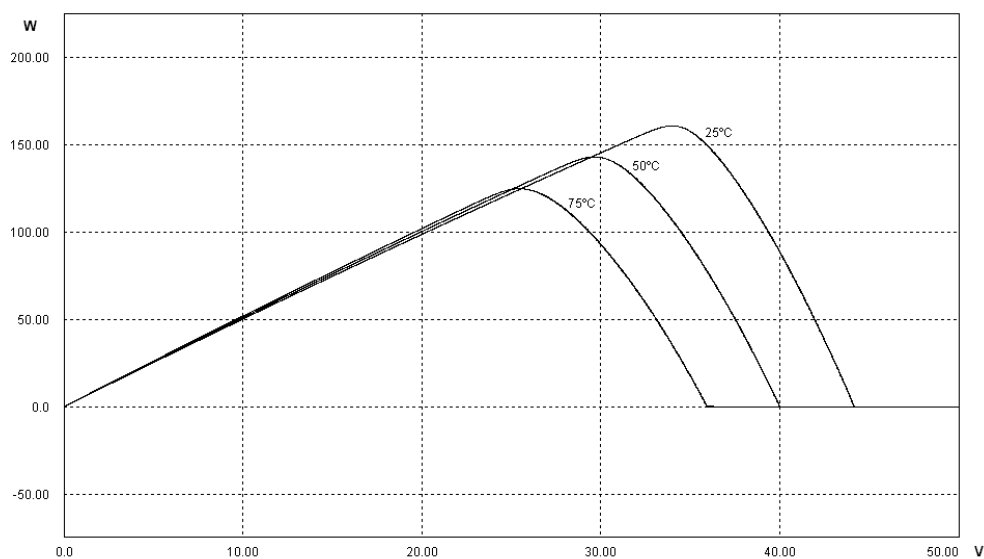


Figura 2 - Curvas de potência com a variação da temperatura, adotado de [8]

O sombreamento nos módulos pode ser causado de diversas formas: nuvens, neve, chuva, partículas no ar, sujeira, edifícios adjacentes, árvores, postes, etc... Caso exista um sombreamento prolongado e os painéis estejam ligados em série, poderá haver uma redução de

potência máxima de saída, reduzindo assim a energia produzida, pois a curva de funcionamento do sistema gerador (Anexo A) sofre alterações [8].

Com a ligação em paralelo dos módulos, caso o sombreamento seja feito por fileiras, é possível reduzir substancialmente as perdas, por exemplo, individualizando cada módulo. Assim, caso haja o efeito de sombreamento num único módulo ou conjunto, apenas esses elementos serão afetados.

No entanto, o investimento seria maior a nível de eletrónica de potência e ligações, tal como o conjunto ficaria mais complexo, tornando esta opção muito pouco viável. Contudo, este aspeto não irá ser discutido no estudo de caso, uma vez que a instalação de sistemas de painéis solares tem que ser feita de forma a mitigar este efeito o máximo possível (colocação nos telhados ou em espaços abertos), não sendo também possível simular com precisão as condições atmosféricas ao longo do tempo.

2.6 - Custos associados à tecnologia fotovoltaica

A tecnologia solar fotovoltaica é a que permite maiores valores de remuneração a um microprodutor, mas a verdade é que é também possivelmente a tecnologia mais cara em termos de investimento inicial. Um dos fatores que contribui para isto é o processo de fabrico dos painéis e células solares constituintes dos mesmos.

Algumas empresas, certificadas pela Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG), dispõem de conjuntos de equipamentos necessários para a ligação à rede de energia. O preço apresentado por estas empresas englobam normalmente o orçamento do sistema em si, a montagem do mesmo e, por vezes, a manutenção durante alguns anos.

Atualmente, o preço de um sistema de MP ligado à rede de energia situa-se nos 1,5-3 € por Wp instalado para sistemas fixos e nos 3-4,5 € por Wp instalado para sistemas de seguidor de dois eixos [9].

A manutenção destes sistemas é importante, pois reduz o risco de avarias ou perdas de produção, tal como o surgimento de situações não cobertas por garantia. Mas mesmo com esta manutenção, é explicado pelas empresas comercializadoras que a potência máxima garantida do conjunto situa-se nos 90-95% do anunciado nos 10 primeiros anos e nos 75-80% nos 15 anos seguintes, em termos médios [10]. As garantias destes equipamentos também são dadas entre os 10-25 anos.

Em geral, as instalações de maior potência são as mais rentáveis, pois alguns custos são independentes da potência instalada. Por exemplo, para uma diferença entre 2 kW e 3 kW, são idênticos ou mesmo iguais os preços do inversor, contador, mão-de-obra e coletores solares térmicos (obrigatório no regime bonificado).

No que se refere aos custos de construção, ou seja, ao investimento inicial para que o sistema de MP possa ser ligado e funcionar corretamente, estes valores variam com a dimensão do projeto, equipamentos adquiridos (desde os próprios painéis fotovoltaicos, inversores, aos próprios cabos de ligação e acessórios vários), taxas e licenciamentos aplicáveis, mão-de-obra e por vezes condições geográficas. Seguem-se os principais custos associados a um sistema de MP:

- Custo de equipamentos;
- Custo de ligação à rede e registo de microprodutor;
- Custo de montagem (mão-de-obra).

2.7 - Constituintes de um sistema fotovoltaico

Um sistema fotovoltaico é constituído por vários elementos, dependendo do tipo de sistema em questão. Os elementos principais são [11]:

- Células solares / painéis PV;
- Conversores;
- Inversores;
- Reguladores de carga (em sistemas isolados);
- Baterias (em sistemas isolados).

Os painéis fotovoltaicos são constituídos por várias células solares, podendo estes ser ligados em paralelo, série ou um misto de ambos, de acordo com a configuração desejada.

O regulador tem como função controlar o fluxo de energia entre o gerador e a carga e deverá servir de proteção à bateria contra sobrecargas, descargas profundas e também ter a tarefa de monitorizar o sistema. Estes reguladores podem dividir-se em 3 grupos [11]:

- Reguladores série, que atuam como um interruptor entre o gerador e acumulador, para interromper o fornecimento de energia à carga quando necessário;

- Reguladores de derivação, que atuam como um interruptor que curto-circuita o gerador em fim de carga;
- Reguladores de ponto de potência máxima (MPPT), que permitem otimizar a recolha de energia proveniente dos painéis PV, fazendo com que operem no ponto de máxima potência (Figura 3), sendo que este parâmetro possa variar com a temperatura, radiação incidente e a tensão aos terminais do módulo.

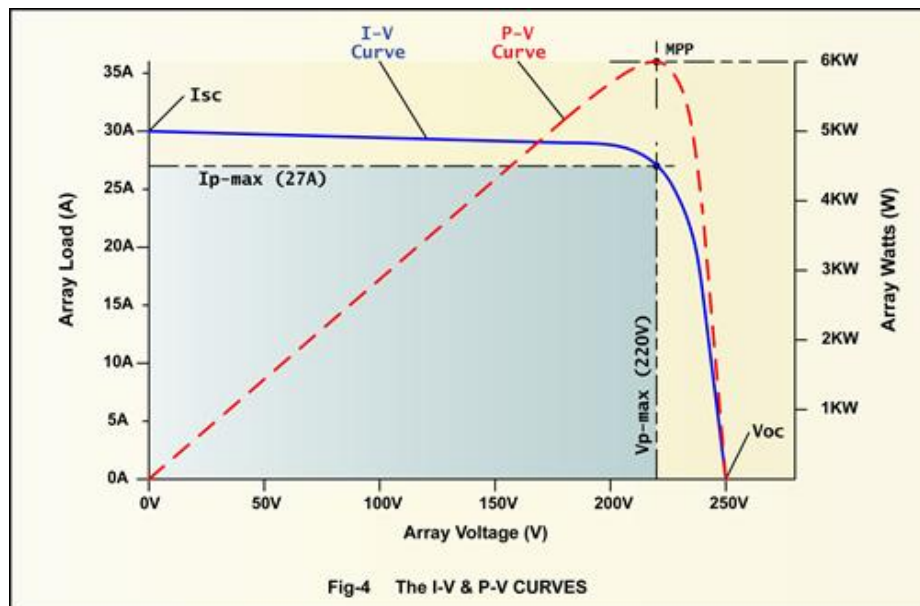


Figura 3 - Curva de funcionamento dos painéis fotovoltaicos com indicação da linha de máxima potência, adotado de [12]

Em termos de conversores temos [11]:

- Conversores DC/DC, que convertem uma tensão ou corrente contínua que tem uma determinada amplitude, em outra tensão ou corrente contínua com outra amplitude diferente;
- Inversores, ou conversores DC/AC, que convertem a energia elétrica em corrente contínua para corrente alternada. No caso de sistemas ligados à rede elétrica, usam-se os inversores comutados pela rede, podendo estes ter isolamento galvânico ou não (com transformador ou sem transformador, respetivamente).

Por fim, as baterias têm como objetivo o armazenamento da energia gerada pelos painéis fotovoltaicos.

Também é necessário para a instalação do microprodutor, embora não faça parte do sistema fotovoltaico em si, o contador de energia bidirecional com um dispositivo de controle (ou o contador de energia vendida à rede e respectivo modem de controle e contador de energia consumida), o quadro de entrada, e a portinhola de consumo/produção. Todos estes dispositivos têm que estar de acordo com as normalizações impostas pela DGEG para estar em conformidade com [13].

2.8 - Conceção de sistemas fotovoltaicos ligados à rede

São precisos ter em conta vários aspetos aquando da ligação à rede de sistemas de MP. Os mais importantes são a área mínima necessária para instalar, o tipo de módulo solar, especificações do inversor, número de fileiras e espaçamento entre os mesmos (a distância mínima necessária é a que minimiza o efeito de sombreamento entre fileiras), as proteções do sistema, a secção dos cabos e os interruptores do sistema.

Quanto ao inversor, que deverá ter uma potência compreendida entre 70-120% da potência do gerador fotovoltaico, podemos optar por várias configurações [14]:

- Inversor central – utiliza-se apenas um único inversor para todo o sistema;
- Inversor *Master-Slave* – utilizam-se mais que um inversor, dividindo assim a potência total do sistema. Para períodos de baixa radiação, o inversor principal opera sozinho e quando existe maior radiação, entram em funcionamento o (s) outro (s) inversor (es) caso ultrapasse os valores estipulados para operação do inversor principal, contribuindo para uma maior eficiência do sistema em momentos de menor radiação;
- Inversores de cadeia de módulos – consiste na integração de um inversor por fileira, reduzindo as perdas por sombreamento;
- Inversores de unidades integradas – utiliza-se um inversor para cada módulo, aumentando assim a eficiência global do sistema pois todos os módulos operam no seu nível de máxima potência, mas ao mesmo tempo aumentando o custo associado.

A tensão do inversor é dada pelo somatório das tensões individuais de todos os módulos ligados em série numa fileira. Como as tensões de cada módulo variam com a temperatura, é necessário ter em atenção as condições operacionais extremas de Inverno e assim, o número máximo de módulos que se pode ligar em série é dado pela Equação 1 [15].

$$N_s < \frac{V_{max}^{INV}}{V_{ca(Módulo\ a-10^{\circ}C)}} \quad \text{Equação 1, adaptada de [15]}$$

Com:

N_s – Número máximo de módulos em série por fileira;

V_{max}^{INV} – Tensão contínua máxima no inversor;

$V_{ca(Módulo\ a-10^{\circ}C)}$ – Tensão em circuito aberto do módulo à temperatura de -10 °C.

Por sua vez, o número mínimo de módulos ligados em série por fileira tem que ser associado a condições de temperatura máxima de operação dos módulos (70 °C, pois apesar de os módulos conseguirem atingir temperaturas mais elevadas, é pressuposto terem sistema de ventilação) é dado pela Equação 2 [15].

$$N_s^{min} < \frac{V_{min}^{INV}}{V_{max(Módulo\ a\ 70^{\circ}C)}} \quad \text{Equação 2, adaptada de [15]}$$

Com:

N_s^{min} – Número mínimo de módulos ligados em série por fileira;

V_{min}^{INV} – Tensão mínima do inversor;

$V_{max(Módulo\ a\ 70^{\circ}C)}$ – Tensão máxima do módulo à temperatura de 70 °C.

É também preciso ter em conta que a corrente de entrada no inversor terá que ser menor que a corrente máxima suportada pelo inversor. Esta corrente é composta pelo somatório das correntes de todas as fileiras ligadas ao inversor e assim, entende-se que o número máximo de fileiras por inversor é dada pela Equação 3 [15].

$$N_p < \frac{I_{FV}}{I_{max}}$$

Equação 3, adaptada de [15]

Onde:

N_p – Número máximo de fileiras por inversor;

I_{FV} – Corrente de entrada do inversor;

I_{max} – Corrente que atravessa cada módulo (que para a mesma fileira, todos os módulos terão a mesma corrente a atravessá-los).

Quanto à secção dos cabos, é necessário ter em conta os limites fixados pela tensão nominal, corrente máxima e minimização de perdas na linha [14].

Os equipamentos de corte de segurança deverão conseguir isolar o sistema de MP da rede de energia automaticamente (aquando de uma falha de tensão ou frequência ou deteção de defeito de terra ou isolamento) ou manualmente (em caso de necessidade de realização de manutenção em segurança), devendo estes ser integrados com o inversor.

A caixa de junção geral do gerador liga as várias fileiras de módulos fotovoltaicos e também são ligados à caixa o cabo principal de curto-circuito e o condutor de ligação equipotencial. A caixa de junção geral contém também aparelhos de corte (se necessário também fusíveis de fileira para funcionamento em CC e díodos de bloqueio de fileira ligados em série para a continuidade de funcionamento em situações de sombreamento de uma fileira ou curto-circuito) e descarregadores de sobretensões. Para isolar o cabo principal de curto-circuito, deverá ser instalado um interruptor de curto-circuito imediatamente antes do inversor [15].

3 - Microprodução com tecnologia solar fotovoltaica

3.1 - Microprodução a nível nacional

A Microprodução proveniente de energias renováveis é atualmente um conceito importantíssimo no que toca a sistemas de geração de energia elétrica, seja em Portugal ou em praticamente qualquer outro país do mundo.

A produção de eletricidade é composta maioritariamente por grandes centrais de energia, muitas vezes longes de habitações, levando à necessidade de sistemas de transmissão e distribuição para transportar e distribuir a energia pelos vários pontos de entrega aos consumidores.

Ao produzir energia a partir de sistemas de pequena escala em vários pontos da rede, surgem vantagens não só económicas mas também ambientais, pois têm um impacto na redução de perdas na rede de distribuição com contribuição para a quebra do fluxo unidirecional de energia. A injeção de energia na rede contribui para uma diminuição das quedas de tensão na rede (o que é vantajoso especialmente em pontos de perfis de consumo de valores elevados e se o mesmo estiver em zonas rurais a uma distância considerável do posto de transformação).

3.1.1 - Potencial em Portugal

Portugal tem condições geográficas favoráveis em comparação com o resto da Europa, no que toca a incidência horizontal de radiação solar, sendo o país com maior número de horas de exposição solar, como pode comprovar a Figura 4, superior a 2000 horas por ano (com a maior parte do território nacional tendo um número de horas de exposição solar superior a 2500 horas por ano), com uma média de 5 horas por dia de Inverno e 11 horas por dia de Verão [16].

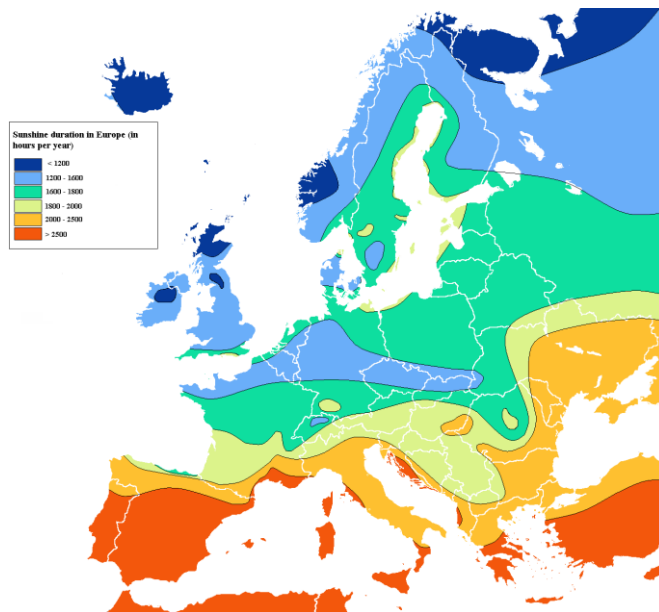


Figura 4 - Radiação solar no mapa europeu

Embora o sol emita uma enorme quantidade de radiação solar, apenas cerca de 50% da quantidade de radiação solar incidente na atmosfera incide na superfície da Terra, devido aos diversos fenómenos físicos existentes na atmosfera terrestre, sendo este total de radiação constituído por 3 partes [17]:

- Radiação direta: a componente que provém diretamente do Sol;
- Radiação difusa: a que sofre reflexões nas partículas suspensas na atmosfera terrestre (com um décimo da potência de radiação direta);
- Radiação refletida: proveniente de reflexões de raios do sol em superfícies espelhadas e/ou claras, podendo ter uma importância para produção de energia solar em células fotovoltaicas.

No que toca à radiação solar diária horizontal, Portugal tem também um valor bastante elevado quando comparado com os restantes países europeus, na ordem de 1600-1900 kWh/m²/ano como comprova a Figura 5, mas que infelizmente não tem o aproveitamento devido [18].

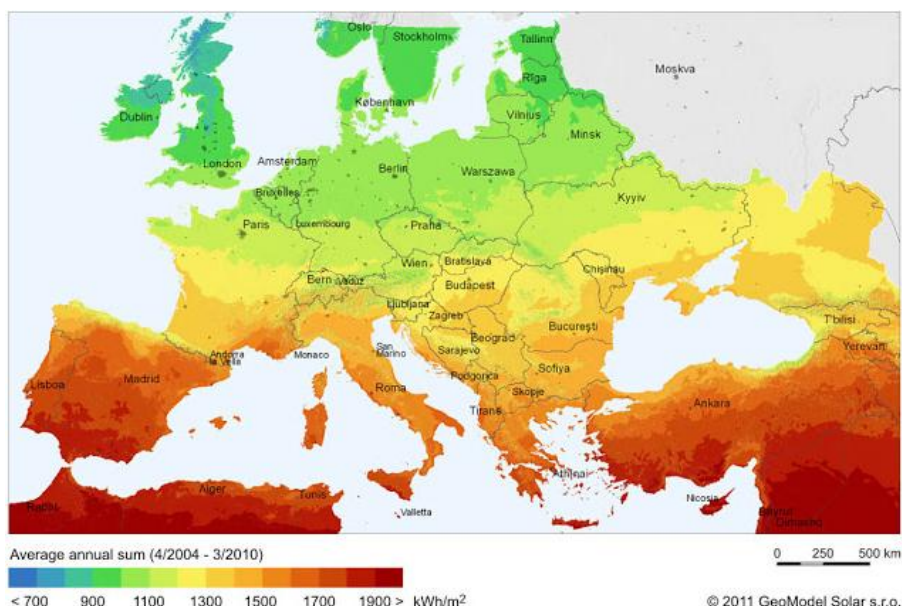


Figura 5 - Radiação solar na Europa

3.2 - Evolução da microprodução a nível nacional

No ano 2014, até ao mês de Maio, o sistema de registo de microprodução (SRM) aceitou ao todo 76 registos, com uma potência de ligação total de 271,4 kW. Este valor é um valor bastante reduzido em relação ao total de potência a atribuir dos primeiros 5 meses do ano (8250 kW). A Figura 6 mostra esta evolução na forma gráfica para ajudar a compreender melhor o estado atual dos pedidos de ligação.

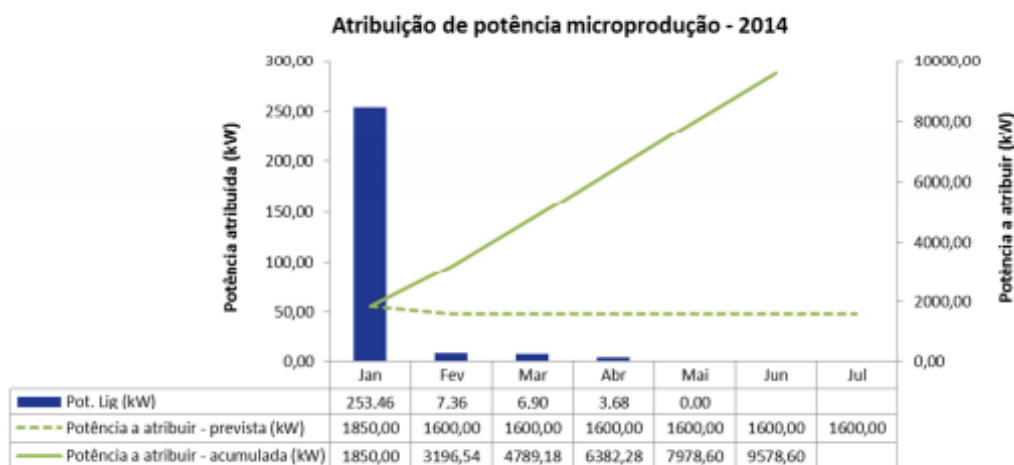


Figura 6 - Evolução dos registos de microprodução do ano de 2014, adotado de [19]

3.3 - Vantagens da Microprodução

A integração da MP na rede elétrica é vantajosa no sentido que [20]:

- Reduz as perdas de energia na rede de distribuição, podendo também contribuir para um aumento de tensão em instalações muito afastadas na linha de um posto de transformação;
- Contribui para a diminuição da dependência energética externa ao sistema energético português;
- Adia investimentos necessários para renovação e reforço das infraestruturas da rede nacional;
- Melhora o desempenho ambiental do sistema energético, diminuindo a necessidade de produção por centrais de energias convencionais;
- Cria oportunidades para a indústria de bens de equipamentos do sector elétrico, com impacto importante na criação de emprego e no crescimento económico, com possibilidade de exportação;
- Dá mais autonomia e poder de decisão aos consumidores e às comunidades locais.

3.4 - Barreiras à penetração da microprodução

Apesar das vantagens adjacentes à integração da MP na rede energética nacional, existem também barreiras económicas, legislativas ou até físicas da rede elétrica pública que impedem que este processo de integração tenha um desenvolvimento rápido.

Não obstante, é entendível a continuação da existência de um certo receio por parte de investidores com interesse da integração da MP nas suas instalações pois os sistemas de produção de energia PV apresentam ainda um investimento elevado e não dão uma garantia certa do tempo de retorno desse investimento. Os retornos de investimentos, dados pelas empresas fabricantes são feitos com base em estimativas e probabilidades, contribuindo também para o crescimento das dúvidas e receios dos interessados.

A nível da estrutura física das redes, apesar das muitas vantagens da introdução da MP, existem também alguns problemas graves que poderão surgir com uma grande concentração de sistemas de microprodução num dado ponto da rede. Com uma injeção de energia na rede em quantidades elevadas num dado local da rede de distribuição em baixa tensão, poderá existir uma inversão do fluxo de potência, aumentando a tensão nesse ponto. Para combater isto está previsto

na legislação uma limitação dos valores de potência de ligação dos sistemas de MP. Assim, à medida que o número de sistemas de MP na rede nacional aumenta e haja possibilidade de injeção de energia com valores significativos, a legislação terá que estar adequada de forma a prevenir e mitigar os efeitos nocivos associados a essa injeção.

Também um caso problemático é o facto de os inversores associados aos sistemas de MP gerarem harmónicos na tensão da rede de energia, que podem prejudicar a qualidade de serviço de energia.

3.5 - Produção em ambiente urbano

Tem-se verificado um aumento da concentração de pessoas e habitações em alguns pontos rurais e urbanos do país, normalmente em zonas distantes de postos de transformação, levando a diversos problemas na distribuição de energia, sobretudo situações de subtensão nos pontos de entrega.

Nesses pontos em questão, uma produção descentralizada do tipo MP fotovoltaica seria uma boa solução, aplicada não só em habitações, como em zonas públicas, tal como parques de estacionamento, espaços abertos junto a estradas, etc...

É de referir também, como é regulamentado em [13], quando o somatório das potências de injeção ligadas a um posto de transformação (PT) ou subestação exceda 20% da potência do respetivo PT ou subestação, o operador da rede de distribuição pode restringir o acesso a novos registos de forma a salvaguardar o bom-funcionamento da rede.

3.6 - Microprodução fotovoltaica – tipos de sistemas

A nível de sistemas de MP a partir de painéis fotovoltaicos, estes poderão ser divididos em 3 tipos de sistemas:

- Sistemas autónomos ou isolados (de pequena dimensão);
- Sistemas híbridos;
- Sistemas ligados à rede.

Os sistemas autônomos são sistemas sem ligação com a rede de distribuição de energia, sendo que toda a energia que circula nesse sistema é produzida pelo mesmo, havendo necessidade de armazenamento de energia em baterias.

Os sistemas ligados à rede são os mais comuns e com maior procura em termos de mercado, pois estando interligados com a rede, permitem a opção de venda à rede da energia produzida pelo sistema de MP, tendo por isso uma melhor razão custo-benefício (implementação e manutenção) que os sistemas autônomos.

Este trabalho incidirá mais sobre o último tipo de sistemas, sendo estes normalmente de baixa potência (ordem de poucos kWp). São sistemas criados para autoconsumo de energia produzida e venda direta à rede da restante energia não-consumida quando as condições assim o permitam.

Estes sistemas não conseguem competir diretamente com centrais de produção de grande escala, sejam de outro tipo de energias renováveis ou de fontes convencionais, devido ao elevado investimento inicial dos mesmos e ao valor baixo de aproveitamento de potência comparativamente às grandes centrais. Não obstante, a nível de consumidor final, são uma boa alternativa de produção de energia.

Existem 4 soluções para ligação da unidade de MP à rede para clientes em baixa tensão normal (BTN) (Anexo B) [1].

3.7 - Produção de energia a partir da energia solar fotovoltaica

No fabrico dos módulos fotovoltaicos, a potência de pico dos painéis é definida como sendo a potência em condições de teste *standard* (CTS). As CTS implicam uma radiação incidente de 1 kW/m² e temperatura do módulo de 25 °C [22,23].

Em CTS obtém-se 1 kWp de potência dos módulos fotovoltaicos quando o valor da área total (A) dos mesmos é inverso à eficiência (η) do painel [24]:

$$A = \frac{1}{\eta}$$

Equação 4, adaptado de [24]

Na produção de energia a partir de painéis fotovoltaicos, há fatores importantes a realçar, nomeadamente o coeficiente de performance do conjunto e a radiação solar incidente. Esta última representa a quantidade de energia solar incidente numa dada área, num período de tempo, expressa em Wh/m^2 , sendo variável e dependente da altura do ponto em estudo, hora do dia, latitude e longitude [24].

Quanto ao coeficiente de performance de um painel fotovoltaico (PR), este é expresso como sendo o rácio entre a capacidade de produção de saída em kWh/kWp (Y_f) e a capacidade de produção nominal do conjunto dado também em kWh/kWp (Y_r), traduzindo assim as perdas em todo o sistema [24]:

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r} \quad \text{Equação 5}$$

A potência nominal alcançada por um módulo é determinada da seguinte forma [24]:

$$P_{nom} = A \times G \times \eta \quad \text{Equação 6}$$

Onde G é a irradiância em W/m^2 , η é a eficiência em valor percentual e A é a área dos painéis fotovoltaicos em m^2 .

Ao multiplicar o coeficiente de performance pela potência nominal do módulo obtemos a produção entregue à rede pelo sistema PV (E_{rede}) [24]:

$$E_{rede} = PR \times E_{nom} \quad \text{Equação 7}$$

Por fim, para calcular o total de energia entregue à rede ($E_{rede\ total}$) é necessário multiplicar a equação (7) pela potência total instalada ($P_{instalada}$) do sistema fotovoltaico (dado que até à equação anterior os valores estavam a ser calculados para 1 kWp):

$$E_{rede\ total} = E_{rede} \times P_{instalada} \quad \text{Equação 8}$$

4 - Sistemas de incentivo à microprodução

4.1 - Políticas remuneratórias de fornecimento de energia

4.1.1 - Tarifas *feed-in*

A nível nacional o meio de promoção principal à utilização das FER são as tarifas *feed-in*. Nestas tarifas, é obrigatório que operador de rede celebre um contrato de compra de energia elétrica a um preço estipulado legalmente e consiste numa taxa de pagamento garantido e num montante calculado e definido legalmente. São também definidos os tipos de energia renovável possíveis, as tecnologias utilizadas, a duração da remuneração e as instalações permitidas. Nestas tarifas, a garantia de compra é especificada para que seja bem entendida a separação da produção renovável da produção dinâmica ocorrente no mercado [26].

Com a implementação do conceito de autoconsumo, irá existir uma redução da dependência dos apoios financeiros como as tarifas *feed-in*.

4.1.2 - Tarifa *feed-in-premium*

Esta tarifa adiciona um bónus ao preço praticado no mercado de energia elétrica. Ao contrário das tarifas *feed-in*, as tarifas *feed-in-premium* têm um preço variável e dependente do comportamento do mercado. Nestas tarifas, a energia elétrica produzida é vendida praticamente ao preço de mercado, recebendo os produtores um valor acima desse preço. São dimensionadas de forma a perseguir dois objetivos [26]:

- Representar os atributos ambientais e/ou sociais da produção a partir de FER;
- Aproximar os custos de produção a partir de FER.

4.2 - *Net metering*

O conceito de *net metering* permite que consumidores residenciais e comerciais gerem a sua própria energia elétrica a partir da sua produção com origem na energia solar e enviem para a rede o que não consomem. Em vários países já existe legislação dedicada a este conceito, enquanto noutros países os próprios operadores dos sistemas de energia podem oferecer alguns programas energéticos voluntariamente como um resultado de decisões regulamentares [27].

O conceito de *net metering* consiste num mecanismo de contagem que credita aos donos de sistemas de MP fotovoltaicos a energia que enviam para a rede. Assim, o contador irá operar de forma a fornecer crédito pela energia produzida e enviada para a rede. Nas horas sem produção ou com produção inferior às necessidades do consumo será usado esse crédito de energia produzida [27]. A Figura 7 ilustra um contador bidirecional utilizado em *net metering*.



Figura 7 - Exemplo de um contador bidirecional utilizado em *net metering*

Este conceito tem várias vantagens, entre os quais alguns benefícios financeiros tanto para a rede como para o dono da instalação, alguns benefícios físicos para a rede, tal como a diminuição de picos de procura de energia e também benefícios para a criação de empregos relacionados com instalação dos sistemas, apesar de que por vezes os operadores de rede entendam este conceito como sendo prejudicial, no sentido de implicar uma perda de vendas de energia [27].

4.3 - Modelos europeus

A nível europeu existe uma diversidade de modelos de autoconsumo, das quais alguns têm como esquema base o *net-metering* (caso da Bélgica, Chipre e Dinamarca) enquanto outros realçam mecanismos de promoção ao consumo instantâneo da energia elétrica produzida (caso da Espanha e Alemanha) [28].

Os regimes de apoio diretos para incentivar este movimento baseia-se na compra direta de energia produzida (tarifas *feed-in* e leilões, por exemplo) ou então na redução de despesas de investimento inicial (subsídios e redução de impostos) [28].

A Tabela 1 ilustra os modelos aplicados em vários países europeus.

Tabela 1 - Modelos de autoconsumo aplicados em vários países europeus [28]

	<i>Feed-in</i>	<i>Feed-in-premium</i>	Leilões	Venda de energia no mercado	Garantias de investimento	Incentivos Fiscais	<i>Net-metering</i>	Autoconsumo	Incentivo de Armazenamento
Áustria	✓			✓	✓			✓	
Bélgica	✓			✓		✓	✓		
Bulgária	✓							✓	
Croácia	✓						✓		
Chipre	✓				✓				
República Checa	✓			✓	✓	✓	✓	✓	
Dinamarca	✓				✓				
Estónia		✓		✓	✓				
Finlândia				✓	✓				
França			✓						
Alemanha	✓	✓		✓	✓			✓	
Grécia	✓					✓	✓		
Hungria	✓				✓		✓		
Irlanda	✓					✓	✓	✓	
Itália				✓					
Letónia				✓	✓		✓	✓	
Lituânia	✓			✓	✓				
Luxemburgo	✓				✓	✓			
Malta	✓			✓				✓	
Holanda			✓	✓		✓	✓		✓
Polónia				✓					
Portugal	✓		✓			✓		✓	
Roménia				✓					
Eslováquia	✓						✓		
Eslovénia	✓	✓		✓					
Espanha				✓				✓	
Suécia				✓	✓	✓			
Suíça	✓			✓	✓	✓		✓	
Turquia	✓						✓		
Ucrânia	✓					✓		✓	
Reino Unido	✓			✓		✓		✓	✓

5 - Legislação nacional relativa à microprodução

5.1 - Evolução da legislação de microprodução a nível nacional

A atividade de MP propriamente dita foi iniciada a nível nacional em 2007. Desde então, a legislação tem sido produzida, com a publicação de [13], que atualizou [30], que por sua vez atualizou [31]. Em [13], menciona-se que o governo intenciona “*iniciar um processo de revisão dos regimes jurídicos da microprodução e miniprodução, tendo em vista a respetiva integração*”, estando assim previsto a publicação de uma nova legislação que irá renovar o enquadramento da microprodução, miniprodução e o autoconsumo [29].

De acordo com [32], para auxiliar o bom funcionamento da rede de energia elétrica, no caso da interligação de sistemas de produção em baixa tensão, a potência de ligação do mesmo não pode exceder 4% da potência de curto-circuito mínima no ponto de interligação, sendo definido um valor absoluto máximo de 100 kW [29].

Para o regime geral, atualmente, o preço de venda de energia corresponde à parcela de energia da tarifa simples de BTN de 0,1393 €/kWh, atualizada em função da inflação anualmente, de acordo com [13]. Mas, com o anúncio do lançamento da nova legislação, mantém-se a incerteza em relação à continuação da tarifa aplicável ao regime geral. É imposta a limitação de potência de ligação do sistema de MP a 50% da potência contratada para moradias (até um máximo de 5,75 kW) e para condomínios (até um máximo de 11,04 kW) [29].

No que diz respeito ao regime bonificado, o preço de venda de energia é definido pelo governo, por despacho do Diretor-Geral da DGEG [33]. Este despacho define o valor da tarifa bonificada, como sendo de 0,066 €/kWh nos primeiros 8 anos, 0,145 €/kWh nos seguintes 7 anos e o mesmo preço de compra referente a comercializador de último recurso a partir do 16º ano para os sistemas de MP fotovoltaicos, inviabilizando assim na prática este regime. É também imposta a limitação de potência de ligação do sistema de MP a 50% da potência contratada para moradias (até um máximo de 3,68 kW) e para condomínios (até um máximo de 11,04 kW) [29].

A MP beneficia da isenção de IVA e IRS/IRC (até uma receita anual de 5000 €) na venda de eletricidade à Energias de Portugal (EDP) [29].

5.2 - Enquadramento legal nacional

A criação de legislação aplicável à área das energias renováveis tem sido uma das muitas prioridades nacionais, de modo a ir de encontro à atualidade e tendência da Europa. Os objetivos desta legislação são: simplificar os processos de licenciamento, clarificar os incentivos e regular a produção de energia elétrica através de sistemas de MP.

Em [33], é estabelecido, no caso de unidades de MP fotovoltaica, a tarifa de referência do regime bonificado para o ano 2014, sendo de 66 €/MWh durante o primeiro período de 8 anos e 145 €/MWh durante o segundo período de 7 anos. Isto corresponde a um decréscimo de 130 €/MWh no primeiro período e de 20 €/MWh para o segundo período, face à mesma tarifa de referência publicada em [34]. A tecnologia solar PV, no que respeita ao primeiro período de 8 anos da tarifa bonificada, é a que tem um valor de tarifa de referência mais baixa de todas as tecnologias englobadas no plano de MP, como ilustra a Tabela 2.

Tabela 2 - Valores de tarifa de referência de todas as tecnologias englobadas no plano de MP

Tecnologia	Tarifa Base	Percentagem	Tarifa Final
Solar	66 €/MWh	100%	66 €/MWh
Eólica	218 €/MWh	80%	174,4 €/MWh
Hídrica	218 €/MWh	40%	87,2 €/MWh
Cogeração a Biomassa	218 €/MWh	70%	152,6 €/MWh
Cogeração não-renovável	218 €/MWh	40%	87,2 €/MWh

Anualmente, a limitação de energia elétrica vendida pelo conjunto nacional de sistemas de MP não pode exceder 2,4 MWh por cada quilowatt de potência instalado. Desta forma evitam-se situações de registos de produção e envio para a rede elétrica de energia que não seja produzida a partir das FER, reduzindo as tentativas de fraude [13].

Esta tendência de decréscimo de valores da tarifa de referência do regime bonificado ao longo do tempo, resultante da ocupação da quota de potência de ligação disponibilizada, tem tido um impacto negativo na MP no que diz respeito aos incentivos. A última atualização refere que a potência de ligação a alocar para o ano de 2014 é de 11,45 MW [35].

Para a prática de MP em regime geral, é definido em [13] o cálculo da remuneração prestada pelo comercializador de último recurso correspondente à energia elétrica produzida entregue à rede. Esta é calculada da seguinte forma:

$$Rem_m = W_m \times P_{ref} \times \frac{IPC_{n-1}}{IPC_{ref}}$$

Equação 9

em que:

- Rem_m é a remuneração do mês m, em [€];
- W_m é a energia produzida no mês m, em [kWh];
- P_{ref} é o valor da parcela de energia da tarifa simples entre 2,30 e 20,7 kVA aplicada no ano de 2012 pelo comercializador de último recurso ao fornecimento da instalação de consumo;
- IPC_{ref} é o índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês de dezembro de 2011, publicado pelo Instituto Nacional de Estatística (INE);
- IPC_{n-1} é o índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês de dezembro do ano n-1, publicado pelo INE.

5.3 - Contribuição para as metas do governo

A MP está inserida nas metas traçadas no Estratégia Nacional para a Energia 2020 (ENE 2020), de 18 de Março de 2010 onde é esperado uma evolução grande na produção de energia elétrica a partir de FER. Esta estratégia prevê para 2020 e relativamente às FER que [36]:

- 31% da energia final seja obtido a partir de fontes endógenas;
- 60% da energia elétrica produzida seja a partir de FER;
- Haja uma redução de 25% do saldo importador energético;
- Haja uma consolidação das energias renováveis a nível nacional, investindo 3800 M€ até 2020;
- Seja instalada uma potência de 1500 MW, entre as diversas energias renováveis;
- O programa da MP seja atualizado;
- Seja introduzido um programa de miniprodução para projetos com potências até 250 kW;
- Seja atribuída potência para projetos de concentração solar;
- Se prossiga a aposta no solar térmico.

5.4 - Nova legislação de Autoconsumo em discussão pública

É definido por autoconsumo a hipótese de qualquer consumidor instalar um sistema de produção de energia de forma a gerar energia para consumo próprio. No caso de a instalação estar ligada à rede, trata-se de uma instalação *prosumer* (junção dos termos *producer* e *consumer*). A Figura 8 é um esquema explicativo do autoconsumo.

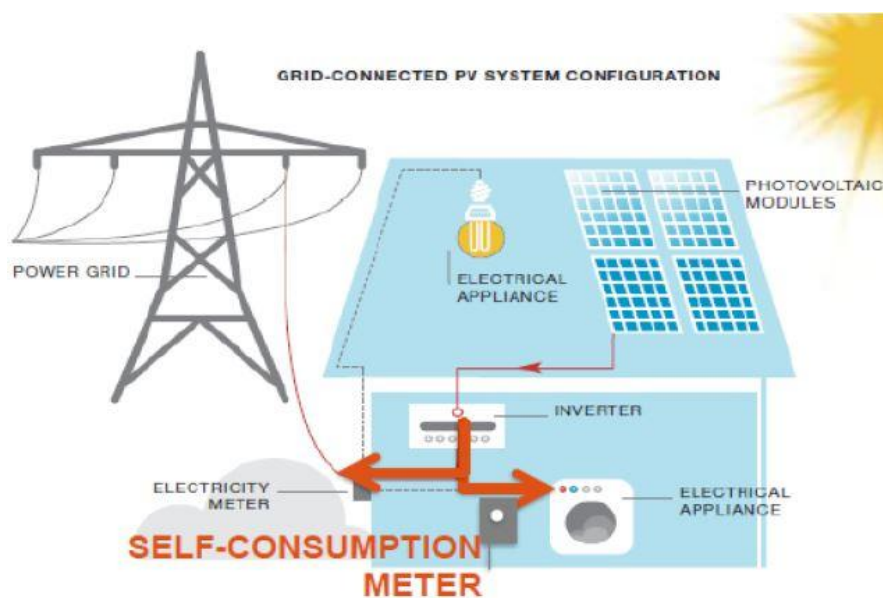


Figura 8 - Esquema explicativo do conceito de autoconsumo

Com o crescimento do conceito de autoconsumo, irá ser dada mais ênfase à poupança de consumo energético do que propriamente à receita de venda de energia à rede e à rentabilidade do investimento inicial.

Em Junho de 2014 foi colocado em discussão pública um novo documento legislativo referente à atividade de produção descentralizada de energia elétrica através de unidades de MP, dando ênfase ao conceito de autoconsumo, privilegiando a injeção da energia elétrica produzida no local de consumo em vez de diretamente na rede de distribuição, sendo a energia elétrica produzida não-consumida vendida à rede a um preço 10% inferior ao da compra. Assim a MP passa a beneficiar de compra da energia excedentária garantida com uma tarifa regulada, estando integrada na produção de energia elétrica a partir de energias renováveis com potência de ligação à rede igual ou inferior a 250 kW [37].

Mantém-se a obrigação de ser consumido na instalação pelo menos 50% da energia produzida pela unidade de MP, mas aumenta a limitação da potência de ligação da unidade de produção para 100% da potência contratada. No entanto, em termos práticos, num caso geral de

uma instalação residencial consumir pelo menos 50% da energia produzida implica que a potência instalada seja muito inferior à limitação imposta, de modo a evitar que seja injetada energia na rede em excesso que não seria remunerada [37].

Prevê-se também a monitorização da energia elétrica produzida nas unidades para efeitos de averiguação de cumprimento da legislação em vigor, tal como inspeções periódicas com periodicidade de 10 anos para unidades de MP [37].

Com a entrada em vigor desta nova legislação, o regime remuneratório geral até agora existente será eliminado. Com o novo regime remuneratório dar-se à primazia ao termo de autoconsumo, destinando predominantemente a energia elétrica produzida por uma unidade de MP ao consumo próprio na instalação associada, sendo que o produtor beneficia de um dimensionamento adequado da unidade de produção de energia de modo a que esteja de acordo com as necessidades energéticas da instalação [37].

Qualquer unidade de MP, com potência superior a 1,5 kW que esteja ligada à rede está também sujeita a participar para o pagamento ao Estado de 30% dos custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral (CIEG), o que corresponde a 3,6 €/mês. Esta taxa é uma compensação que permita recuperar uma parcela dos custos políticos da eletricidade, mas só será aplicada se o mercado da MP e miniprodução representarem entre 1% e 3% da potência total do sistema elétrico nacional (aproximadamente 180 MW e 540 MWh, respetivamente). Caso ultrapasse os 3% da potência total do sistema nacional, os consumidores terão que participar com 50% dos CIEG, ou seja, 6 €/mês [37, 38].

5.5 - Regimes remuneratórios:

Em [13], explica-se que o microprodutor tem acesso a 2 regimes remuneratórios: o regime geral e o regime bonificado.

O regime geral é acessível e aplicável a todos os microprodutores. Neste regime os microprodutores podem optar por vender a energia elétrica produzida diretamente em mercados organizados ou mediante a celebração de contratos bilaterais, incluindo a entidade que exercer a atividade de facilitador de mercado.

Quanto ao regime bonificado, os microprodutores que queiram ter acesso devem cumulativamente:

- Ter uma potência de ligação do sistema de MP inferior a 3,68 kW, para o caso de moradias, e inferior a 11,04 kW, no caso de condomínios;
- Possuir, no local de consumo associado ao sistema de MP, coletores solares térmicos com um mínimo de 2m² de área útil de coletor ou de caldeira a biomassa com produção anual de energia térmica equivalente.

O regime bonificado também é acessível aos condomínios, mediante uma auditoria energética, em que as medidas de eficiência energética identificadas tenham um retorno até 2 anos.

Este mesmo regime é apenas aplicável durante um período de 15 anos, após o qual o microprodutor é ingressado no regime remuneratório geral.

5.6 - Deveres do produtor

O microprodutor deve, em conformidade com [13]:

- Produzir energia elétrica apenas a partir da fonte de energia renovável registada;
- Entregar toda a energia elétrica produzida não-consumida à rede pública de distribuição em baixa tensão;
- Prestar à DGEG ou outra entidade designada pela mesma, ao Diário da República Eletrónico (DRE), ao comercializador de último recurso e ao operador da rede de distribuição todas as informações necessitadas e solicitadas pelos mesmos, tal como facilitar o acesso ao pessoal técnico de cada uma destas instituições;
- Suportar os custos da ligação à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) incluindo o respetivo contador de venda de energia.

5.7 - Processo de registo e licenciamento

Com [31], que foi alterado por [30], simplificou-se o processo necessário para o registo e licenciamento de sistemas de MP, passando apenas a durar aproximadamente 165 dias em vez dos 12 a 15 meses anteriores à entrada em vigor da nova legislação, sendo todo o processo executado através do portal www.renovaveisnatura.pt.

O primeiro passo consiste no preenchimento de um formulário disponibilizado no *site* online (registo no SRM) que inclui o comercializador com o qual se pretende realizar o contrato de compra e venda de energia elétrica, tal como o tipo de regime remuneratório pretendido, que terá que ser aprovado pelo Diretor-geral da DGEG.

De seguida, terá de ser paga a taxa de registo mediante transferência bancária dentro de 5 dias úteis. Caso esta condição não se realize, o registo é anulado. Após o pagamento, é garantida a reserva da potência de ligação para a instalação por 120 dias após a data de informação no SRM, devendo ser instalada neste período o sistema de MP. Após estes 120 dias, deverá ser requerido o Certificado de Exploração, preenchendo um formulário eletrónico com a indicação dos equipamentos instalados, o técnico responsável e a entidade instaladora respetiva.

O próximo passo consiste numa inspeção, realizada pela Entidade Regional Inspectora de Instalações Elétricas, com a presença do técnico responsável pela instalação. Caso a instalação esteja conforme, o técnico responsável e microprodutor receberão um relatório de inspeção, substituindo o certificado de exploração até a emissão deste último. Após isto, o comercializador envia um contrato de compra e venda de energia elétrica ao microprodutor.

De seguida, o SRM terá que anunciar o contrato ao operador da rede de distribuição em baixa tensão para poder proceder à ligação do sistema de MP à rede elétrica, com um prazo de 10 dias úteis.

Por último, o operador da rede de distribuição terá de informar o SRM da data inicial de produção de energia. A partir desse instante o sistema de MP está pronto a injetar energia na rede.

6 - Ferramenta de simulação de apoio ao dimensionamento de um sistema de microprodução

6.1 - Desenvolvimento da ferramenta de simulação

Para ajudar no dimensionamento de um sistema de microprodução foi desenvolvida uma ferramenta de simulação usando para o seu desenvolvimento o Matlab da Mathworks. Para esta ferramenta de simulação foi criado um algoritmo capaz de, com base em informação introduzida pelo utilizador, calcular parâmetros importantes para analisar a viabilidade económica de um sistema respeitando as restrições legislativas existentes. Um esquema simplificativo do funcionamento do algoritmo implementado é demonstrado na Figura 9.

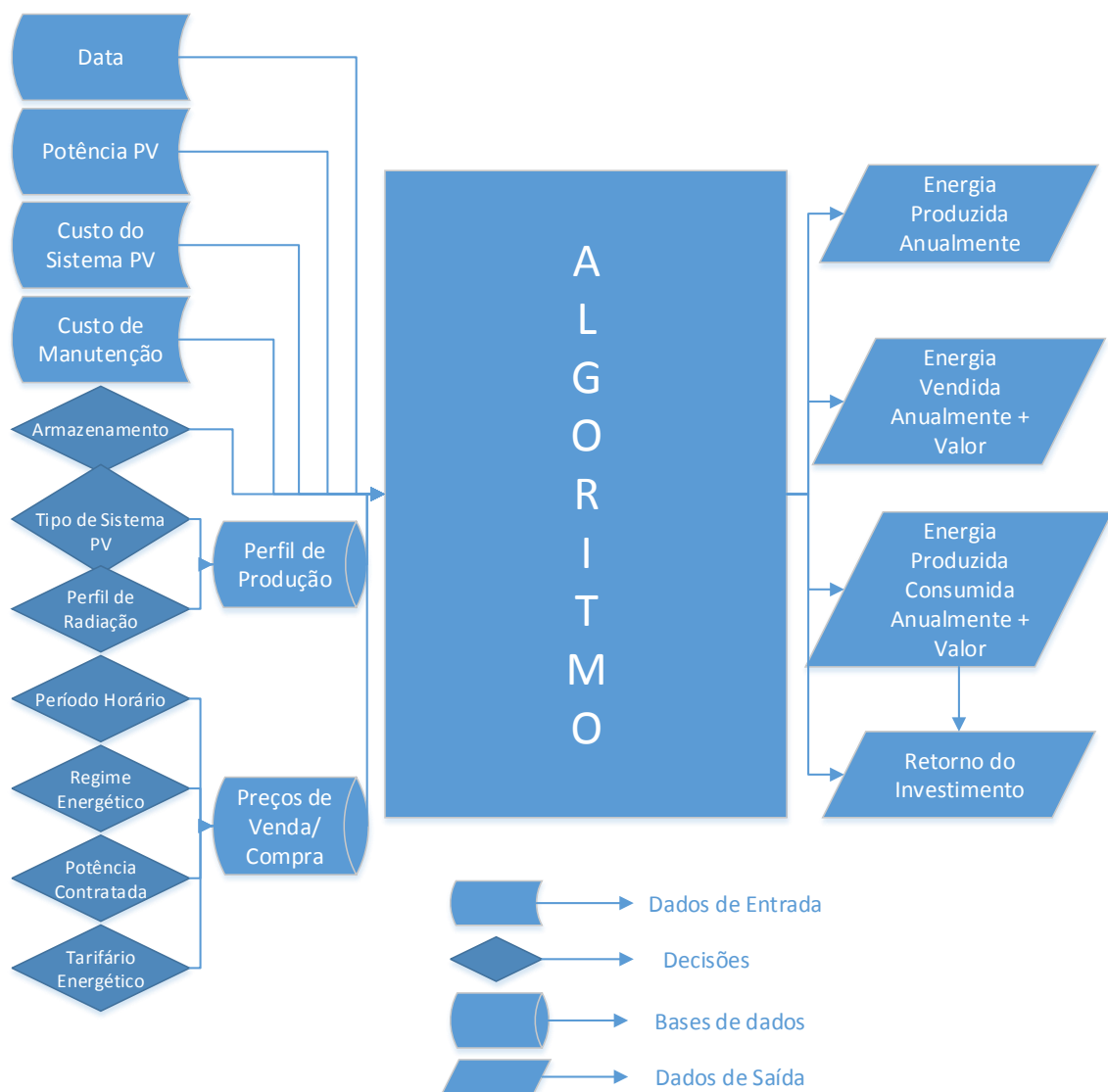


Figura 9 - Esquema simplificativo do funcionamento do algoritmo utilizado

O objetivo principal desta ferramenta é conseguir determinar a viabilidade económica de um sistema fotovoltaico aplicado à MP, com base nos parâmetros de entrada e de um modo mais preciso quanto possível. Tem utilidade para auxiliar um investidor interessado na aquisição e instalação de um sistema fotovoltaico no sector residencial, ou até como ferramenta de simulação para técnico de instalação de sistemas de MP.

Esta ferramenta utiliza como valores de entrada:

- Data de arranque do sistema;
- Potência do sistema fotovoltaico;
- Custo do sistema fotovoltaico;
- Custo de manutenção;
- Existência ou não de armazenamento;
- Potência contratada da instalação;
- Tipo de sistema fotovoltaico (fixo ou com seguidor) (Anexo C);
- Perfis de radiação (obtidos através de [39]) (Anexo D);
- Período horário (ciclo diário ou semanal, obtido através de [40]) (Anexo E);
- Regime energético (regime geral, bonificado ou autoconsumo, obtido através de [13, 37, 41]);
- Tarifário energético (tarifa simples, bi-horária ou tri-horária, obtido de [43]) (Anexo F).

Como resultado final, a ferramenta de simulação permite obter uma estimativa de:

- Quantidade de energia produzida anualmente pelo sistema fotovoltaico;
- Quantidade de energia produzida consumida anualmente e o contributo económico associado;
- Quantidade de energia entregue à rede anualmente (total e remunerada) e o valor da remuneração associado;
- Retorno do investimento do sistema fotovoltaico.

Para obter resultados de simulação mais precisos, é sempre conveniente usar dados de produção e consumo com integrações temporais com intervalos de tempo relativamente pequenos. Recorreu-se a uma integração temporal de 15 minutos, uma vez que o conjunto de parâmetros de entrada utilizados têm valores que são constantes ou no máximo variam em

intervalos de 15 minutos. Assim para vetores de valores diários obteve-se 96 valores (4 valores por hora).

No desenvolvimento do algoritmo, por simplificação dos cálculos, foram usadas séries de valores semanais (672 valores) em detrimento de séries mensais (2880 valores). A justificação disto prende-se com a simplicidade de interligar todos os vetores e matrizes de dados com resolução de 15 minutos e por um período de uma semana.

Para o cálculo da produção diária média de um dado sistema solar fotovoltaico, recorreu-se à multiplicação da matriz de perfil de radiação percentual pelo vetor energia produzida diária total de um sistema de 1 kW (ambos retirados de [39]) e pela potência de pico do sistema a simular. Isto porque a multiplicação da potência de pico do sistema pela matriz de energia produzida diária total de um sistema de 1 kW corresponde aproximadamente à energia produzida diária do sistema em causa, de acordo com [39]. Para obter a matriz distribuição percentual de energia produzida de um sistema num dado local para um dia de cada mês, multiplicou-se o vetor de energia total produzida diária (Anexo C) pela matriz de perfil de radiação percentual distribuída (Anexo D).

As bases de dados auxiliares necessárias são vetores ou matrizes de dados com resolução de 15 em 15 minutos. Isto é justificado pelo facto de os preços poderem ter variações do seu valor em intervalos de tempo de 15 minutos e em geral os diagramas de cargas usarem a mesma resolução.

Nos dados de entrada, tanto existem valores de referência, como por exemplo os preços em vigor da compra e venda de energia, como existem outros que são obtidos através de estimativas ou aproximações, ou recolhidos a partir de fontes terceiras, não podendo garantir a sua exatidão, como é o caso dos dados relativos aos perfis de radiação e energia solar obtidos do simulador PVGIS [39].

Os resultados obtidos com o algoritmo são sempre estimativas, não correspondendo exatamente à realidade, contudo são as aproximações realistas e possíveis de obter, tendo em conta a natureza dos dados de entrada, nomeadamente os que afetam a produção.

A concretização do algoritmo não consistiu apenas no desenvolvimento do código de programação, mas também com a criação das bases de dados pré-definidas que são carregadas consoante as opções escolhidas pelo utilizador bem como a introdução de valores numéricos associados ao sistema a simular. Esta tarefa, de criação dos dados pré-definidos, foi algo bastante trabalhosa e dispendiosa de tempo.

Uma forma de automatizar mais a ferramenta de simulação, e assim torná-la ainda mais agradável de usar, seria criar a possibilidade de carregamento automático de dados através de ligações de rede web a plataformas de informação (por exemplo atualizações de preços, carregamento de perfis de consumo e de radiação), em vez de introdução e alteração de dados manualmente.

6.2 - Estudo de caso

Utilizando dados do PVGIS e dados de consumo disponibilizados pelo Laboratório de Gestão de Energia (Anexo G), procedeu-se ao estudo do dimensionamento de um sistema solar fotovoltaico de MP para uma dada habitação, como estudo de caso demonstrativo das capacidades da ferramenta desenvolvida.

Para o efeito, foram definidos os dados iniciais e fixaram-se outras variáveis e fatores. De seguida foram-se alterando esses vários dados para analisar se haveria melhorias em termos de rentabilidade e diminuição do retorno do investimento do sistema de MP, por exemplo. Assim como caso geral, foi definida a data inicial como sendo 4 de Setembro de 2014, com um horário de BTN de ciclo diário em regime geral, de tarifário simples, tendo a instalação uma potência contratada de 6,9 kVA e um sistema de MP fixo de 3,45 kWp (valor máximo de acordo com a legislação em vigor) sem armazenamento, localizada na zona centro do país, com um custo aproximado de 6800 € e um custo de manutenção anual de 75 €. Os resultados foram os apresentados na Tabela 3.

Tabela 3 - Resultados da simulação das condições iniciais do estudo de caso

Potência Instalada (kWp)	3,45
Investimento inicial (€)	6800
Energia produzida anual (kWh)	4901,1
Energia produzida consumida anual (kWh)	690,3
Energia entregue à rede anual (kWh)	4000,2
Energia vendida remunerada anual (kWh)	666,2
Energia remunerada/entregue à rede	16,7%
Remuneração líquida anual (€)	255,47
Retorno do investimento (anos)	28,4

Pela análise dos resultados verifica-se que este caso não seria viável tendo em conta a duração do período de recuperação do investimento, como era de esperar pois, aproximadamente

83% da energia entregue à rede não é remunerada. Isto acontece porque não se verifica a restrição semanal de consumir na instalação metade da energia produzida pelo sistema fotovoltaico, implicando uma recuperação do investimento com um período de aproximadamente 28,4 anos. Como foi explicado anteriormente, para esta condição se verificar, é necessário que o sistema fotovoltaico tenha uma potência instalada bastante inferior à restrição imposta legalmente de modo a evitar enviar para a rede energia que não seja remunerada.

É de referir que o valor mencionado na tabela como sendo remuneração é resultado da soma das parcelas, da energia vendida à rede e da energia não comprada à mesma por se consumir energia produzida pelo sistema, não correspondendo ao valor de rendimento líquido, pois é necessário retirar a parcela anual do custo de manutenção do sistema fotovoltaico, neste caso passando a ser um total de 180,47 € anuais.

Como primeira alteração nos dados de entrada neste estudo de caso, foram introduzidos diferentes valores da potência instalada do sistema fotovoltaico (inferiores a 3,45 kWp), de modo a conseguir determinar o valor da potência instalada capaz de melhorar a remuneração total e ao mesmo tempo minimizar o retorno do investimento. Para tal, vai-se usar uma relação de preço (€) por potência instalada (W) de 2. Assim obteve-se os resultados apresentados na Tabela 4.

Tabela 4 - Resultados da simulação das várias potências instaladas do estudo de caso

Potência Instalada (kWp)	3	2,5	2	1,5	1	0,75	0,5
Investimento inicial (€)	6000	5000	4000	3000	2000	1500	1000
Energia produzida anual (kWh)	4261,8	3551,5	2841,2	2130,9	1420,6	1065,5	710,3
Energia produzida consumida anual (kWh)	682,5	672,4	658,8	637,1	596,2	558,2	486,2
Energia entregue à rede anual (kWh)	3400,3	2735,1	2073,3	1419,1	783,2	481,9	212,9
Energia vendida remunerada anual (kWh)	656,9	645,2	630,2	607,5	566,7	465,5	212,9
Energia remunerada/entregue à rede	19,3%	23,6%	30,4%	42,8%	72,4%	96,6%	100%
Remuneração líquida anual (€)	252,3	248,23	242,86	234,55	219,18	194,3	136,7
Retorno do investimento (anos)	26,7	24	20,9	17,9	14,7	13,8	14,8

Conclui-se que à medida que a potência instalada do sistema fotovoltaico diminui, a razão entre energia remunerada e entregue à rede aumenta devido à existência de menor quantidade de energia entregue à rede que ultrapassa a quantidade de energia produzida consumida, ao mesmo tempo que a duração de retorno do investimento diminui, mesmo com uma redução da remuneração líquida anual. A partir de um dado valor inferior de potência instalada, pesa muito o facto da ferramenta de simulação ter em conta o custo de manutenção do sistema. Considerando que no mercado existem sistemas compostos por módulos de 0,25 kWp, a

potência instalada ótima do sistema fotovoltaico seria de 0,75 ou 1 kWp pois, de todos os casos determinados, são os que apresentam uma duração de retorno de investimento inferior e uma razão entre energia remunerada e entregue à rede elevada, mesmo que esta não seja de 100% (caso da potência instalada de 0,5 kWp) e que a remuneração seja das que tem valor inferior.

Contudo, escolhe-se como sendo de 1 kWp a potência instalada razoável, pois a diferença da recuperação do investimento em comparação com o de 0,75 kWp é inferior a 1 ano, enquanto a diferença de remunerações anuais é aproximadamente 25 €, o que, tendo em conta a subtração do custo de manutenção anual, implicaria que esta diferença fosse ultrapassada em aproximadamente 5 anos.

Considerando a potência instalada de 1 kWp para o sistema fotovoltaico selecionada anteriormente como bastante razoável, fez-se a simulação para várias datas de arranque do sistema, para ver se alterava a duração de retorno do investimento, e averiguar se as quantidades de energia produzida, vendida, remunerada e produzida consumida se mantinham aproximadamente iguais, tal como a remuneração anual. Assim foram obtidos os seguintes resultados demonstrados na Tabela 5.

Tabela 5 - Resultados da simulação das várias datas de arranque do sistema de MP

Data de arranque (mês/dia/ano)	04/11/2014	04/01/2014	04/03/2014	04/05/2014	04/07/2014
Potência instalada (Wp)	1	1	1	1	1
Investimento inicial (€)	2000	2000	2000	2000	2000
Energia produzida anual (kWh)	1420,6	1420,6	1420,6	1420,6	1420,6
Energia produzida consumida anual (kWh)	596,3	595,9	596,3	595,9	596,6
Energia entregue à rede anual (kWh)	783,1	783,5	783,1	783,5	782,8
Energia vendida remunerada anual (kWh)	566,2	566,7	566,7	566,5	568,7
Energia remunerada/entregue à rede	72,3%	72,3%	72,4%	72,3%	72,7%
Remuneração líquida anual (€)	219,11	219,12	219,22	219,08	219,6
Retorno do investimento (anos)	14,6	14,6	14,5	14,6	14,6

Como seria de esperar, se o arranque do sistema for feito durante ou depois do Verão (altura de maior exposição solar), a recuperação do investimento será um pouco mais rápida. Os valores da recuperação do investimento do caso em que o arranque do sistema é feito em Maio e em Novembro prende-se com o facto de ser em Abril e Outubro que ocorre a alteração dos ficheiros relativos ao consumo da instalação, sabendo-se que em média é consumido mais energia no Inverno do que no Verão, para a instalação em causa. Apesar de tudo isto, não se

verificam diferenças significativas quanto à duração do retorno do investimento pois, para o estudo de caso em questão, todos os anos são iguais em termos de dados de entrada.

De seguida fez-se uma análise comparativa entre os dois regimes remuneratórios para o estudo de caso (regime bonificado e autoconsumo), mantendo na mesma as condições iniciais e a potência instalada selecionada anteriormente. Os dados apresentados na Tabela 6 ilustram os resultados.

Tabela 6 - Resultados da simulação dos regimes remuneratórios alternativos ao regime geral

Regime remuneratório	Bonificado	Autoconsumo
Potência instalada (Wp)	1	1
Investimento inicial (€)	2000	2000
Energia produzida anual (kWh)	1420,6	1420,6
Energia produzida consumida anual (kWh)	596,2	596,2
Energia entregue à rede anual (kWh)	783,2	783,2
Energia vendida remunerada anual (kWh)	566,7	566,7
Energia remunerada/entregue à rede	72,4%	72,4%
Remuneração líquida anual (€)	161,04	209,62
Retorno do investimento (anos)	19,5	15,9

O regime bonificado, tendo uma remuneração de energia vendida nos primeiros 8 anos de 0,066 €/kWh e de 0,145 €/kWh nos seguintes 7 anos, como seria de esperar não apresenta qualquer vantagem em comparação com o regime remuneratório que se prevê para o autoconsumo. O regime remuneratório geral é o que apresenta melhores parâmetros de viabilidade económica, com uma remuneração anual de 219,18 € (em comparação com os 209,62 € do regime de autoconsumo) e uma duração de recuperação do investimento de 14,65 anos (em comparação com os 15,85 anos do regime de autoconsumo). Isto coincide com o esperado, pois os preços de venda de energia do regime remuneratório em autoconsumo são inferiores em 10% aos do regime geral, em qualquer momento.

Como próxima análise, foi implementado no sistema fotovoltaico da instalação um seguidor de 2 eixos (cujo preço ronda os 5000 €) para verificar se traz melhorias económicas ao estudo de caso. Mantém-se as condições iniciais do estudo de caso e a potência instalada selecionada anteriormente. Assim foram obtidos os dados da Tabela 7.

Tabela 7 - Resultados da simulação com a implementação de um seguidor solar

Potência instalada (kWp)	1
Investimento inicial (€)	7000
Energia produzida anual (kWh)	1940,1
Energia produzida consumida anual (kWh)	647,4
Energia entregue à rede anual (kWh)	1228,1
Energia vendida remunerada anual (kWh)	616,5
Energia remunerada/entregue à rede	50,2%
Remuneração líquida anual (€)	238,2
Retorno do investimento (anos)	35,7

Como é possível verificar, a implementação do seguidor solar para a instalação em causa, apesar de implicar uma produção maior de energia e por sua vez uma remuneração anual maior, não é favorável devido ao seu elevado custo inicial em conjunto com a baixa produção de energia, fazendo com que a recuperação do investimento dispare para 35,7 anos. Como conclusão verifica-se que um seguidor solar apenas é rentável se o perfil de consumo da instalação for de valores elevados e o sistema de MP instalado tenha uma potência instalada considerável, de forma a minimizar a recuperação do investimento, aumentando a receita anual.

Não irá ser estudado a implementação de um sistema de armazenamento de energia no estudo de caso porque este estudo foca-se em sistemas ligados à rede para MP, os quais não possuem sistemas de armazenamento e também porque apenas iria implicar um custo acrescentado ao conjunto fotovoltaico, trazendo poucas mais-valias económicas.

Como última simulação para o estudo de caso averiguou-se o impacto na viabilidade económica em consequência da localização da instalação, mantendo todos os restantes parâmetros de entrada e a potência instalada do sistema fotovoltaico escolhida anteriormente. Para tal, foi escolhido um ponto no sul do país aleatoriamente, dado que é sabido que é a zona do país que tem maior exposição solar. Os dados apresentados na Tabela 8 demonstram os resultados obtidos.

Tabela 8 - Resultados da simulação para dois pontos de localização do país

Zona	Centro	Sul
Potência instalada (kWp)	1	1
Investimento inicial (€)	2000	2000
Energia produzida anual (kWh)	1420,6	1618
Energia produzida consumida anual (kWh)	596,2	613,9
Energia entregue à rede anual (kWh)	783,2	953,9
Energia vendida remunerada anual (kWh)	566,7	583,8
Energia remunerada/entregue à rede	72,4%	61,2%
Remuneração líquida anual (€)	219,18	225,74
Retorno do investimento (anos)	14,7	13,9

Verifica-se que o sul apresenta uma quantidade de energia produzida anual superior, levando a uma maior quantidade de energia produzida consumida, entregue à rede e remunerada anual, embora apresente uma razão de energia remunerada e entregue à rede menor. Assim, a remuneração líquida anual é superior, quando comparada com a simulação para o centro do país, implicando um retorno do investimento mais rápido. Perante isto, conclui-se que seria preferível a localização desta instalação ser no sul do país.

7 - Conclusão

7.1 - Considerações finais

O objetivo deste trabalho, desenvolver uma ferramenta de apoio ao dimensionamento de um sistema fotovoltaico para a MP a instalar numa instalação no sector residencial, foi conseguido. Dos estudos de caso analisados com a ferramenta de simulação, constatou-se que existem vários fatores que podem ser importantes na análise da viabilidade económica de um sistema de MP.

As principais tarefas no desenvolvimento deste trabalho foram:

- Consolidar toda a informação legislativa recolhida para poder implementar na ferramenta de simulação de apoio;
- Desenvolver o algoritmo utilizado na ferramenta de simulação;
- Criar todas as bases de dados em folha de cálculos com informação pré-definida às simulações;
- Analisar um estudo de caso para validar a ferramenta.

Os preços típicos no mercado dos sistemas fotovoltaicos de MP são ainda elevados e, além disso as restrições legislativas, os reduzidos incentivos e os perfis de consumos médios de uma instalação no sector residencial, conduzem a que os benefícios económicos obtidos pela adesão à MP ainda sejam pouco atraentes a um possível interessado, tanto pela duração do retorno do investimento como pela remuneração anual respetiva que advém da mesma. Isto talvez justifique o número escasso de registos de microprodutores nos últimos tempos a nível nacional.

Espera-se que, com a saída da nova legislação sobre autoconsumo em discussão pública, haja uma evolução positiva na procura por sistemas MP. Com a contínua diminuição dos custos de investimentos em conjunto com uma estabilidade na regulação da MP (ligação à rede elétrica e remuneração da energia vendida à rede) possa conduzir a melhores condições a nível de benefícios económicos para os microprodutores (tempos de retorno de investimento mais baixos), conduzindo a um maior número de possíveis interessados em investir na MP.

7.2 - Propostas de trabalho futuras

Como trabalho futuro seria interessante melhorar o algoritmo da ferramenta de simulação de apoio a nível de precisão dos resultados obtidos através de séries de dados de consumo mais longas, isto é, em vez de ter ciclos de integração semanais, conseguir obter um perfil de consumo anual (com resolução de 15 minutos) e adaptar o simulador para conseguir ler esses dados para calcular os parâmetros de viabilidade económica de um sistema fotovoltaico aplicado à MP.

Da minha perspetiva seria igualmente desafiante conseguir que a ferramenta de simulação obtivesse alguns dos parâmetros de entrada por descarregamento direto de fontes terceiras como o PVGIS (caso dos perfis de radiação por localização, potência de ligação do sistema fotovoltaico e seu tipo), automatizando e tornando a ferramenta de simulação muito mais simples de utilizar e algoritmicamente mais completa, de fácil aplicação prática no campo de trabalho.

8 - Referências bibliográficas

- [1] http://iopscience.iop.org/1742-6596/253/1/012007/pdf/1742-6596_253_1_012007.pdf
- [2] <http://www.hindawi.com/journals/cpis/2013/764132/>
- [3] <http://www.renewableenergyworld.com/rea/news/article/2014/02/the-solar-energy-outlook-for-2014>.
- [4] <http://www.portal-energia.com/vantagens-e-desvantagens-da-energia-solar/>
- [5] http://pt.wikipedia.org/wiki/Energia_solar
- [6] http://www.lusosol.com/faq_solar.htm
- [7] <http://www.energialateral.pt/solar-termica.html>
- [8] Dissertação de José Pedro Marques, FEUP, 2009.
- [9] <http://www.blastingfm.com/uploads/1/7/4/1/1741685/solar.pdf>
- [10] <http://www.solarwaters.pt/microgeracao-fotovoltaico>
- [11] <http://e-lee.ist.utl.pt/realisations/EnergiesRenouvelables/FiliereSolaire/PanneauxPhotovoltaiques/Principes/Composants.htm>
- [12] <http://www.chromausa.com/applications/solarpv.php>
- [13] Decreto-Lei nº 25/2013, de 19 de Fevereiro de 2013.
- [14] SOUSA, Filipe Alexandre de; OLIVEIRA, Manuel Â. S. de - Curso Técnico Instalador de Energia Solar Fotovoltaica.
- [15] <http://repositorium.sdum.uminho.pt/bitstream/1822/16965/1/DIMENSIONAMENTO%20DE%20SISTEMAS%20FOTOVOLTAICOS.pdf>
- [16] http://pt.wikipedia.org/wiki/Clima_de_Portugal#cite_note-7
- [17] http://pt.wikipedia.org/wiki/Radia%C3%A7%C3%A3o_solar
- [18] <http://www.inforse.org/europe/dieret/Solar/solar.html>
- [19] http://www.renovaveisnatura.pt/c/document_library/get_file?uuid=702aac5c-55b4-4a55-a736-436b7044d9ca&groupId=13360
- [20] <http://www.portal-energia.com/sistemas-microgeracao/>
- [21] Soluções de ligação da unidade de Microprodução à RESP, de 27 de Junho de 2011.
- [22] http://www.iop.org/careers/top50/placement/industry/file_62914.pdf
- [23] http://ecotec-energy.com/gekuehlte_photovoltaik/bedingungen_e.htm

- [24] IEA-PVPS. Cost and Performance Trends in Grid-Connected Photovoltaic Systems and Case Studies. s.l. : IEA, 2007.
- [25] <http://photovoltaic-software.com/PV-solar-energy-calculation.php>
- [26] Hellenic Association of Photovoltaic Companies. “Feed-in-Tariffs vs Feed-in-Premium Policies”. Disponível em: http://helapco.gr/pdf/FiT_vs_FiP_NREL.pdf. Acesso em Fevereiro de 2014.
- [27] <http://www.seia.org/policy/distributed-solar/net-metering>
- [28] http://www.epia.org/fileadmin/user_upload/Policies/OSS-_2014__short__version_01.pdf
- [29] <http://www.energlobo.pt/microproducao.html>
- [30] Decreto-Lei 118-A/2010, de 25 de Outubro de 2010.
- [31] Decreto-Lei n.º 363/2007, de 2 de Novembro de 2007.
- [32] Decreto-Lei n.º 168/99 de 18 de Maio de 1999.
- [33] Despacho DGEG, de 26 de Dezembro de 2013.
- [34] Despacho DGEG, de 9 de Agosto de 2013.
- [35] http://www.renovaveisnagora.pt/c/document_library/get_file?uuid=702aac5c-55b4-4a55-a736-436b7044d9ca&groupId=13360
- [36] Resolução do Conselho de Ministros n.º 54/2010 (ENE 2020).
- [37] Projeto de Decreto-Lei n.º .../2014 de .../... (Autoconsumo).
- [38] <http://observador.pt/2014/06/24/energia/>
- [39] <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php?lang=en&map=europe>
- [40] <http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/periodoshorarios/Paginas/default.aspx>
- [41] <http://www.edpsu.pt/pt/CUR/Pages/compraDeEnergia.aspx>
- [42] http://www.erse.pt/consumidor/electricidade/querosercliente/tenholigacaoarede/Documents/Documento_CiclosHor%C3%A1rios_Electricidade.pdf
- [43] http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/2014/Documents/PrecosTVCF%20PTCont_2014.pd

Anexos

Anexo A - Curva de funcionamento de um sistema gerador

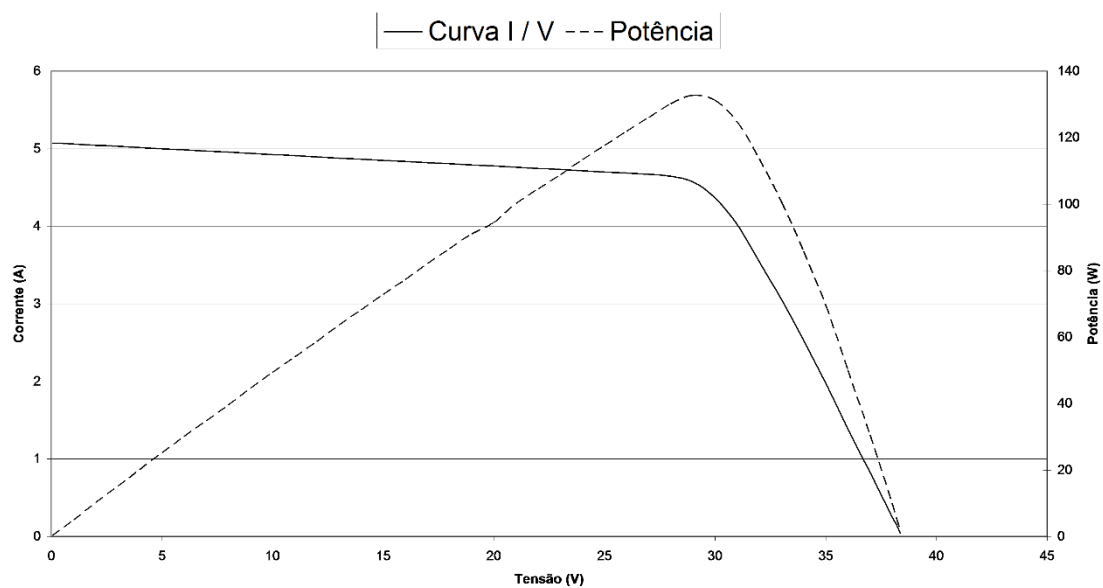


Figura 10 - Curvas características de um painel fotovoltaico, adotado de [8]

Anexo B - Soluções para ligação da unidade de MP à rede para clientes em BTN

- Solução A - para instalações novas ou existentes (preferencial), com ligação a ramal aéreo ou subterrâneo (Figura 11):

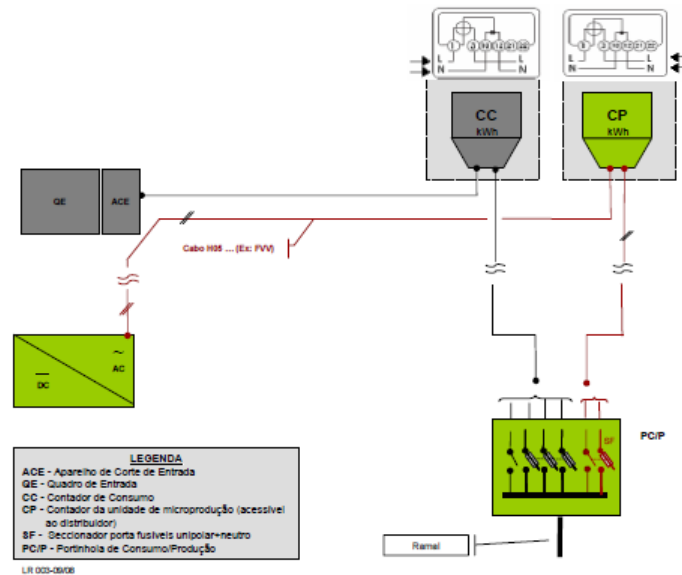


Figura 11 - Solução A para ligação da unidade de MP à rede para clientes em BTN, adotado de [21]

- Solução B - para instalações existentes (alternativa), com ligação a ramal subterrâneo (Figura 12):

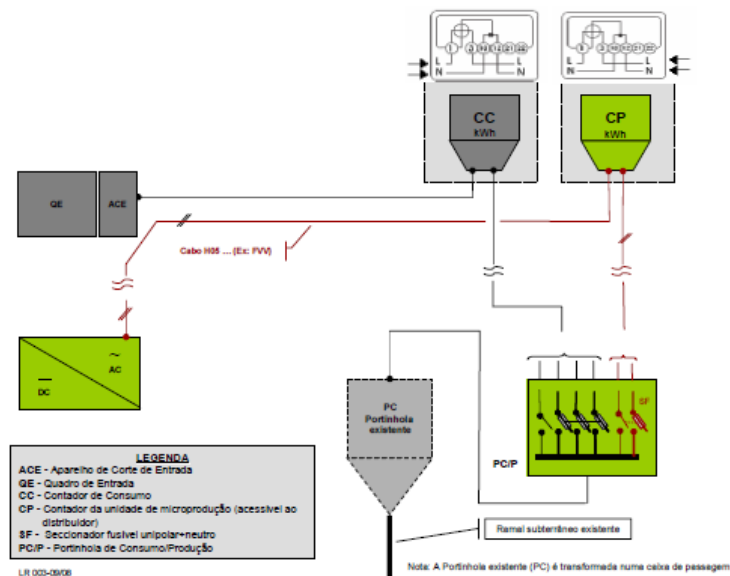


Figura 12 - Solução B para ligação da unidade de MP à rede para clientes em BTN, adotado de [21]

- Solução C - para instalações existentes (alternativa), com ligação à rede aérea em torçada com portinhola já existente na instalação de consumo (Figura 13):

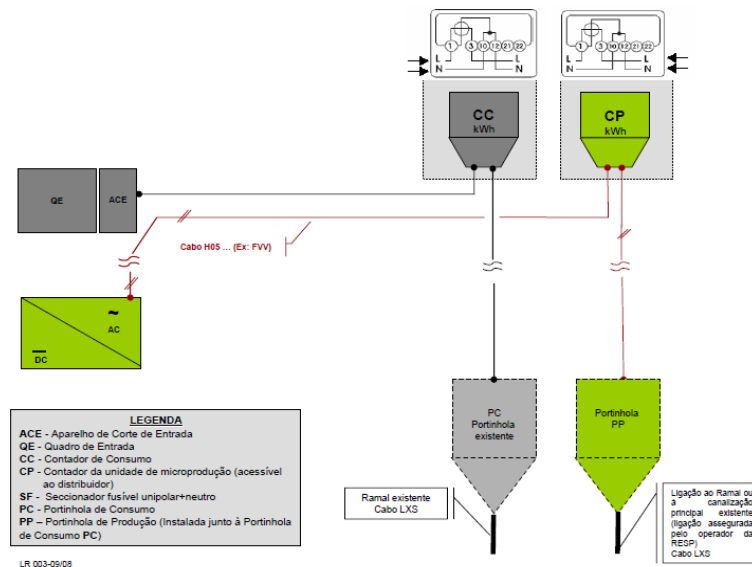


Figura 13 - Solução C para ligação da unidade de MP à rede para clientes em BTN, adotado de [21]

- Solução D - para instalações existentes (alternativa), com ligação a ramal aéreo ou subterrâneo através dos terminais de entrada do Contador de Produção, sendo que esta solução apenas deve ser utilizada quando as outras soluções não forem possíveis, por razões de espaço ou arquitetónicas (Figura 14):

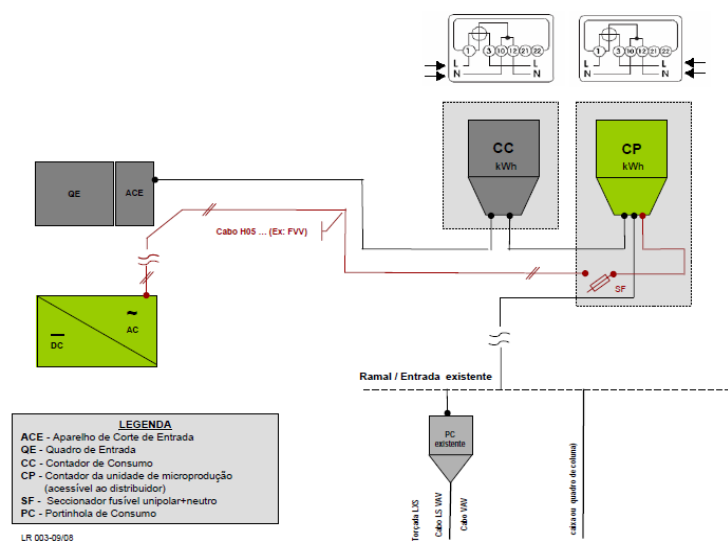


Figura 14 - Solução D para ligação da unidade de MP à rede para clientes em BTN, adotado de [21]

Anexo C - Dados usados na análise do estudo de caso relativos ao tipo de sistema fotovoltaico

Tabela 9 - Dados de produção de energia expressos em kWh de um sistema PV de 1 kWp, na zona Centro, adaptado de [39]

Mês	E_d (kWh) com seguidor solar	E_d (kWh) fixo
Jan	3,42	2,72
Fev	4,30	3,42
Mar	5,08	3,96
Abr	5,66	4,20
Mai	6,24	4,38
Jun	7,22	4,72
Jul	7,62	5,00
Ago	7,00	4,88
Set	5,92	4,48
Out	4,50	3,56
Nov	3,54	2,82
Dez	3,22	2,54

Tabela 10 - Dados de produção de energia, expresso em kWh, com um sistema PV fixo de 1 kWp, na zona Sul, adaptado de [39]

Mês	E_d (kWh)
Jan	3,24
Fev	4,00
Mar	4,56
Abr	4,96
Mai	5,02
Jun	5,20
Jul	5,28
Ago	5,20
Set	4,86
Out	4,26
Nov	3,58
Dez	3,02

Anexo E - Dados usados na análise do estudo de caso relativos aos períodos horários, adaptado de [40]

Tabela 14 - Ciclo diário para BTN em Portugal Continental, adaptado de [40]

Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
Ponta:	09.00/10.30 h 18.00/20.30 h	Ponta:	10.30/13.00 h 19.30/21.00 h
Cheias:	08.00/09.00 h 10.30/18.00 h 20.30/22.00 h	Cheias:	08.00/10.30 h 13.00/19.30 h 21.00/22.00 h
Vazio normal:	06.00/08.00 h 22.00/02.00 h	Vazio normal:	06.00/08.00 h 22.00/02.00 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h

Tabela 15 - Ciclo semanal para todos os fornecimentos em Portugal Continental, adaptado de [40]

Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
De segunda-feira a sexta-feira		De segunda-feira a sexta-feira	
Ponta:	09.30/12.00 h 18.30/21.00 h	Ponta:	09.15/12.15 h
Cheias:	07.00/09.30 h 12.00/18.30 h 21.00/24.00 h	Cheias:	07.00/09.15 h 12.15/24.00 h
Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/07.00 h	Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/07.00 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h
Sábado		Sábado	
Cheias:	09.30/13.00 h 18.30/22.00 h	Cheias:	09.00/14.00 h 20.00/22.00 h
Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/09.30 h 13.00/18.30 h 22.00/24.00 h	Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/09.00 h 14.00/20.00 h 22.00/24.00 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h
Domingo		Domingo	
Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/24.00 h	Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/24.00 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h

Anexo F - Dados usados na análise do estudo de caso relativas aos tarifários energéticos, adaptado de [43]

Tabela 16 - Tarifários energéticos, adaptado de [43]

Energia activa		(EUR/kWh)
Tarifa simples <=6,9 kVA		0,1686
Tarifa simples >6,9 kVA		0,1718
Tarifa bi-horária <=6,9 kVA	Horas fora de vazio	0,1916
	Horas de vazio	0,0946
Tarifa bi-horária >6,9 kVA	Horas fora de vazio	0,1921
	Horas de vazio	0,0946
Tarifa tri-horária <=6,9 kVA	Horas de ponta	0,3102
	Horas de cheias	0,1633
	Horas de vazio	0,0946
Tarifa tri-horária >6,9 kVA	Horas de ponta	0,3102
	Horas de cheias	0,1657
	Horas de vazio	0,0946

Anexo G - Dados usados na análise do estudo de caso relativas aos perfis de consumo energético

Tabela 17 - Matriz semanal de dados de consumo energético de Inverno, expresso em kWh

Hora:	2ª-feira	3ª-feira	4ª-feira	5ª-feira	6ª-feira	Sábado	Domingo
00:00	0,220	0,199	0,245	0,184	0,181	0,220	0,124
00:15	0,169	0,146	0,132	0,127	0,156	0,152	0,232
00:30	0,136	0,145	0,101	0,124	0,084	0,149	0,206
00:45	0,102	0,137	0,126	0,070	0,118	0,155	0,126
01:00	0,112	0,109	0,107	0,076	0,148	0,070	0,089
01:15	0,108	0,092	0,046	0,058	0,056	0,036	0,041
01:30	0,118	0,085	0,028	0,033	0,024	0,029	0,092
01:45	0,125	0,172	0,091	0,132	0,082	0,082	0,107
02:00	0,303	0,401	0,349	0,346	0,305	0,295	0,346
02:15	0,311	0,349	0,353	0,363	0,308	0,292	0,351
02:30	0,307	0,313	0,353	0,352	0,311	0,300	0,347
02:45	0,303	0,303	0,308	0,399	0,309	0,300	0,343
03:00	0,299	0,300	0,309	0,389	0,304	0,292	0,295
03:15	0,303	0,290	0,269	0,364	0,302	0,293	0,286
03:30	0,298	0,256	0,178	0,310	0,304	0,296	0,293
03:45	0,303	0,267	0,167	0,297	0,310	0,236	0,302
04:00	0,303	0,251	0,168	0,295	0,306	0,192	0,278
04:15	0,297	0,251	0,162	0,301	0,300	0,192	0,245
04:30	0,261	0,246	0,162	0,298	0,296	0,183	0,248
04:45	0,253	0,258	0,168	0,289	0,236	0,188	0,239
05:00	0,224	0,260	0,172	0,255	0,205	0,191	0,194
05:15	0,205	0,250	0,173	0,210	0,153	0,184	0,133
05:30	0,159	0,059	0,105	0,129	0,078	0,092	0,089
05:45	0,100	0,031	0,025	0,050	0,047	0,046	0,037
06:00	0,030	0,028	0,024	0,028	0,025	0,033	0,034
06:15	0,030	0,029	0,024	0,026	0,032	0,026	0,032
06:30	0,025	0,035	0,026	0,028	0,032	0,025	0,027
06:45	0,025	0,036	0,036	0,026	0,029	0,032	0,035
07:00	0,023	0,028	0,036	0,029	0,031	0,037	0,032
07:15	0,029	0,034	0,027	0,026	0,043	0,029	0,023
07:30	0,050	0,030	0,032	0,052	0,095	0,034	0,028
07:45	0,138	0,049	0,106	0,080	0,110	0,098	0,035
08:00	0,257	0,040	0,203	0,228	0,105	0,133	0,037
08:15	0,185	0,082	0,232	0,222	0,055	0,104	0,033
08:30	0,233	0,151	0,245	0,189	0,108	0,080	0,033
08:45	0,214	0,146	0,295	0,212	0,170	0,112	0,045
09:00	0,179	0,251	0,276	0,218	0,204	0,150	0,040
09:15	0,176	0,267	0,230	0,226	0,223	0,146	0,052
09:30	0,175	0,279	0,225	0,170	0,267	0,097	0,091
09:45	0,187	0,274	0,165	0,171	0,306	0,106	0,062
10:00	0,194	0,211	0,139	0,107	0,224	0,089	0,087
10:15	0,123	0,201	0,114	0,103	0,183	0,118	0,100
10:30	0,133	0,182	0,045	0,089	0,172	0,219	0,174
10:45	0,128	0,197	0,041	0,045	0,139	0,195	0,181
11:00	0,138	0,189	0,088	0,043	0,050	0,197	0,216
11:15	0,130	0,129	0,090	0,055	0,035	0,170	0,312
11:30	0,134	0,101	0,119	0,046	0,057	0,165	0,268
11:45	0,110	0,086	0,125	0,068	0,097	0,172	0,266
12:00	0,087	0,129	0,102	0,079	0,105	0,167	0,395
12:15	0,083	0,106	0,108	0,084	0,095	0,308	0,472
12:30	0,101	0,113	0,117	0,154	0,092	0,426	0,477
12:45	0,132	0,105	0,107	0,148	0,095	0,388	0,505
13:00	0,099	0,149	0,117	0,108	0,129	0,304	0,502
13:15	0,186	0,197	0,102	0,086	0,106	0,314	0,335

13:30	0,274	0,192	0,239	0,097	0,045	0,273	0,353
13:45	0,167	0,211	0,119	0,106	0,043	0,200	0,253
14:00	0,110	0,207	0,132	0,108	0,080	0,122	0,239
14:15	0,138	0,198	0,140	0,098	0,093	0,084	0,181
14:30	0,122	0,152	0,118	0,107	0,052	0,128	0,144
14:45	0,196	0,126	0,100	0,102	0,047	0,207	0,080
15:00	0,127	0,130	0,093	0,080	0,065	0,188	0,133
15:15	0,117	0,103	0,103	0,086	0,052	0,130	0,179
15:30	0,085	0,082	0,118	0,055	0,042	0,123	0,160
15:45	0,156	0,119	0,102	0,050	0,073	0,123	0,115
16:00	0,086	0,083	0,115	0,056	0,072	0,136	0,095
16:15	0,045	0,046	0,159	0,071	0,045	0,131	0,142
16:30	0,164	0,037	0,140	0,050	0,033	0,128	0,150
16:45	0,224	0,075	0,156	0,064	0,044	0,077	0,137
17:00	0,180	0,058	0,241	0,107	0,053	0,113	0,142
17:15	0,122	0,058	0,195	0,182	0,094	0,171	0,164
17:30	0,182	0,133	0,195	0,162	0,144	0,273	0,144
17:45	0,225	0,130	0,135	0,169	0,139	0,249	0,159
18:00	0,257	0,235	0,201	0,200	0,138	0,288	0,173
18:15	0,247	0,183	0,188	0,199	0,170	0,236	0,174
18:30	0,264	0,262	0,202	0,235	0,146	0,368	0,159
18:45	0,270	0,258	0,261	0,155	0,137	0,274	0,149
19:00	0,295	0,248	0,271	0,148	0,159	0,202	0,131
19:15	0,353	0,273	0,283	0,188	0,153	0,212	0,137
19:30	0,257	0,229	0,229	0,200	0,219	0,226	0,146
19:45	0,298	0,214	0,201	0,132	0,206	0,169	0,198
20:00	0,268	0,180	0,282	0,174	0,210	0,170	0,157
20:15	0,236	0,110	0,261	0,229	0,210	0,256	0,137
20:30	0,225	0,109	0,236	0,154	0,126	0,227	0,147
20:45	0,159	0,191	0,261	0,132	0,200	0,197	0,192
21:00	0,150	0,155	0,267	0,221	0,168	0,166	0,176
21:15	0,136	0,149	0,253	0,198	0,229	0,160	0,169
21:30	0,202	0,160	0,280	0,166	0,204	0,186	0,155
21:45	0,200	0,195	0,279	0,158	0,183	0,227	0,156
22:00	0,158	0,204	0,209	0,186	0,173	0,205	0,145
22:15	0,204	0,274	0,257	0,182	0,232	0,265	0,132
22:30	0,180	0,365	0,362	0,235	0,255	0,216	0,204
22:45	0,225	0,373	0,320	0,241	0,366	0,226	0,306
23:00	0,207	0,337	0,222	0,243	0,263	0,168	0,226
23:15	0,231	0,259	0,228	0,216	0,278	0,223	0,209
23:30	0,233	0,205	0,335	0,208	0,283	0,277	0,210
23:45	0,188	0,276	0,302	0,195	0,271	0,227	0,257

Tabela 18 - Matriz semanal de dados de consumo energético de Verão, expresso em kWh

Hora	2ª-feira	3ª-feira	4ª-feira	5ª-feira	6ª-feira	Sábado	Domingo
00:00	0,057	0,088	0,06	0,107	0,062	0,052	0,028
00:15	0,039	0,082	0,079	0,117	0,074	0,06	0,036
00:30	0,03	0,107	0,063	0,091	0,062	0,036	0,05
00:45	0,037	0,077	0,077	0,091	0,066	0,041	0,038
01:00	0,024	0,064	0,069	0,099	0,075	0,032	0,033
01:15	0,032	0,058	0,052	0,075	0,048	0,031	0,044
01:30	0,034	0,049	0,069	0,046	0,045	0,046	0,041
01:45	0,025	0,041	0,042	0,035	0,051	0,03	0,034
02:00	0,036	0,028	0,04	0,028	0,037	0,041	0,042
02:15	0,03	0,024	0,049	0,04	0,042	0,042	0,042
02:30	0,025	0,042	0,026	0,026	0,051	0,03	0,032
02:45	0,037	0,023	0,032	0,024	0,038	0,044	0,036
03:00	0,029	0,027	0,036	0,041	0,043	0,032	0,045
03:15	0,025	0,038	0,025	0,024	0,052	0,03	0,038
03:30	0,039	0,022	0,037	0,024	0,038	0,048	0,039
03:45	0,028	0,028	0,034	0,041	0,038	0,031	0,049
04:00	0,024	0,037	0,025	0,024	0,048	0,036	0,033
04:15	0,039	0,024	0,04	0,027	0,034	0,048	0,038
04:30	0,027	0,03	0,026	0,038	0,038	0,035	0,046
04:45	0,021	0,037	0,026	0,024	0,053	0,04	0,034
05:00	0,033	0,022	0,044	0,023	0,033	0,047	0,035
05:15	0,025	0,029	0,026	0,033	0,038	0,034	0,049
05:30	0,02	0,036	0,026	0,019	0,042	0,044	0,032
05:45	0,033	0,023	0,035	0,021	0,025	0,045	0,033
06:00	0,025	0,029	0,021	0,033	0,028	0,033	0,051
06:15	0,02	0,035	0,028	0,017	0,039	0,045	0,034
06:30	0,03	0,023	0,03	0,02	0,024	0,042	0,033
06:45	0,025	0,028	0,019	0,033	0,026	0,034	0,045
07:00	0,025	0,036	0,028	0,018	0,039	0,048	0,039
07:15	0,081	0,023	0,027	0,019	0,021	0,038	0,033
07:30	0,041	0,027	0,018	0,035	0,026	0,035	0,039
07:45	0,018	0,037	0,03	0,018	0,039	0,049	0,045
08:00	0,031	0,023	0,027	0,017	0,024	0,032	0,03
08:15	0,025	0,024	0,018	0,036	0,027	0,025	0,027
08:30	0,019	0,038	0,03	0,018	0,04	0,039	0,041
08:45	0,027	0,021	0,025	0,018	0,023	0,025	0,023
09:00	0,028	0,021	0,018	0,035	0,024	0,023	0,023
09:15	0,023	0,04	0,03	0,019	0,042	0,038	0,037
09:30	0,043	0,021	0,024	0,018	0,022	0,025	0,027
09:45	0,083	0,022	0,018	0,032	0,021	0,022	0,023
10:00	0,028	0,039	0,03	0,022	0,041	0,04	0,029
10:15	0,036	0,081	0,026	0,067	0,089	0,023	0,034
10:30	0,033	0,03	0,056	0,063	0,053	0,023	0,023
10:45	0,03	0,023	0,032	0,018	0,035	0,039	0,022
11:00	0,044	0,022	0,037	0,023	0,038	0,024	0,041
11:15	0,033	0,055	0,056	0,028	0,053	0,023	0,023
11:30	0,028	0,042	0,042	0,018	0,037	0,039	0,023
11:45	0,046	0,016	0,054	0,026	0,044	0,024	0,037
12:00	0,027	0,037	0,053	0,025	0,053	0,023	0,027
12:15	0,02	0,024	0,046	0,018	0,036	0,038	0,023
12:30	0,035	0,062	0,063	0,028	0,179	0,025	0,032
12:45	0,022	0,094	0,046	0,025	0,099	0,022	0,032
13:00	0,024	0,037	0,051	0,017	0,061	0,037	0,023
13:15	0,048	0,044	0,097	0,218	0,116	0,026	0,027
13:30	0,051	0,045	0,115	0,523	0,102	0,023	0,038
13:45	0,193	0,077	0,204	0,072	0,061	0,035	0,023
14:00	0,098	0,035	0,058	0,046	0,089	0,027	0,023
14:15	0,037	0,028	0,055	0,113	0,037	0,023	0,043
14:30	0,039	0,067	0,041	0,082	0,03	0,035	0,023
14:45	0,039	0,079	0,044	0,046	0,04	0,028	0,023

15:00	0,034	0,065	0,051	0,043	0,032	0,022	0,041
15:15	0,052	0,06	0,038	0,064	0,051	0,035	0,031
15:30	0,195	0,047	0,055	0,039	0,045	0,028	0,026
15:45	0,097	0,064	0,039	0,026	0,041	0,023	0,039
16:00	0,073	0,047	0,052	0,035	0,057	0,034	0,035
16:15	0,06	0,051	0,048	0,02	0,043	0,029	0,027
16:30	0,059	0,052	0,038	0,03	0,041	0,023	0,035
16:45	0,092	0,042	0,054	0,029	0,06	0,034	0,036
17:00	0,016	0,059	0,039	0,021	0,041	0,03	0,027
17:15	0,016	0,056	0,041	0,032	0,041	0,019	0,035
17:30	0,036	0,109	0,052	0,027	0,055	0,027	0,039
17:45	0,015	0,06	0,038	0,02	0,041	0,028	0,039
18:00	0,014	0,043	0,057	0,037	0,047	0,019	0,044
18:15	0,033	0,059	0,041	0,03	0,054	0,025	0,05
18:30	0,015	0,043	0,045	0,029	0,032	0,029	0,037
18:45	0,016	0,056	0,048	0,046	0,039	0,019	0,042
19:00	0,038	0,041	0,04	0,044	0,065	0,024	0,051
19:15	0,041	0,048	0,053	0,043	0,105	0,031	0,038
19:30	0,073	0,051	0,05	0,063	0,086	0,019	0,04
19:45	0,097	0,048	0,046	0,043	0,06	0,022	0,053
20:00	0,057	0,064	0,061	0,043	0,048	0,033	0,034
20:15	0,088	0,04	0,045	0,026	0,031	0,018	0,027
20:30	0,141	0,031	0,016	0,357	0,022	0,021	0,047
20:45	0,037	0,034	0,036	0,399	0,038	0,035	0,03
21:00	0,052	0,028	0,066	0,279	0,023	0,025	0,136
21:15	0,054	0,072	0,106	0,341	0,022	0,029	0,551
21:30	0,066	0,055	0,1	0,453	0,039	0,045	0,367
21:45	0,063	0,063	0,037	0,482	0,022	0,026	0,099
22:00	0,055	0,088	0,049	0,205	0,028	0,026	0,068
22:15	0,076	0,05	0,065	0,242	0,033	0,045	0,045
22:30	0,066	0,049	0,063	0,125	0,021	0,027	0,045
22:45	0,061	0,041	0,072	0,084	0,033	0,026	0,062
23:00	0,078	0,06	0,1	0,105	0,027	0,044	0,049
23:15	0,059	0,049	0,083	0,086	0,021	0,042	0,046
23:30	0,058	0,071	0,12	0,109	0,057	0,054	0,057
23:45	0,084	0,063	0,107	0,071	0,043	0,071	0,049