



O Autoconsumo no Setor Residencial

JOAO MIGUEL MARTINS PITO ARAUJO

Julho de 2015

O AUTOCONSUMO NO SETOR RESIDENCIAL

João Miguel Martins Pito Araújo



Departamento de Engenharia Eletrotécnica
Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

2015

Relatório elaborado para satisfação dos requisitos da Unidade Curricular de DSEE -
Dissertação do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

Autor: João Miguel Martins Pito Araújo, Nº 1091270, 1091270@isep.ipp.pt

Orientação científica: Luís Filipe Caeiro Castanheira, lcc@isep.ipp.pt

Empresa: Energaia, Agência de Energia do Sul da Área Metropolitana do Porto

Supervisão: Sérgio Gandarela, sergiogandarela@energaia.pt



Departamento de Engenharia Eletrotécnica

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

2015

Para o meu avô, meu eterno companheiro

António Da Silva Martins Pito

Agradecimentos

Dirijo o meu agradecimento ao professor Luís Castanheira, o meu orientador, por me ter possibilitado o desenvolvimento desta dissertação e me ter facultado o acesso às instalações da empresa Energaia.

Aos colaboradores da Energaia, em especial ao engenheiro Sérgio Gandarela que me orientou e aconselhou ao longo desta jornada, um obrigado.

Agradeço aos meus pais e ao meu irmão pelo seu contributo para o meu desenvolvimento pessoal e académico. O apoio prestado jamais será esquecido.

Por fim, o meu sentido obrigado aos meus amigos, colegas e familiares que acompanharam o meu crescimento e me proporcionaram momentos felizes de descontração.

Resumo

Uma análise exaustiva do autoconsumo no setor residencial em Portugal.

Após a publicação do decreto-lei 153/2014, de 20 de Outubro de 2014, o autoconsumo surgiu na legislação portuguesa como uma alternativa de obtenção de energia para o setor residencial. A possibilidade de minorar os valores de energia adquiridos ao comercializador e de injetar na rede os excedentes de energia vai de encontro com as expectativas, mas será que, considerando os custos de instalação, as condições de exploração e os valores das tarifas de remuneração é possível implementar um sistema de produção rentável?

A presente dissertação tem como objetivo escrutinar os aspetos legais, técnicos e financeiros dos sistemas de produção para autoconsumo e mostrar qual o caminho a seguir para tirar o maior proveito desta alternativa.

Do trabalho desenvolvido conclui-se que o foco nas instalações de produção fotovoltaico deve ser perpetuado, sendo a solução que apresenta maiores vantagens para o consumidor. Da análise do mercado e da forma como se caracteriza o consumo de energia elétrica ao nível residencial em Portugal, concluiu-se que um valor ótimo para a potência de um sistema de produção para autoconsumo fotovoltaico estará entre os 24 % e os 43 % da potência contratada da habitação, obtendo-se assim melhorias na eficiência energética da habitação e no valor da fatura da eletricidade.

Palavras-Chave

Autoconsumo, autoprodução, decreto-lei, energia, fotovoltaico, tarifas

Abstract

An exhaustive analysis of self-consumption in the residential sector in Portugal.

After the publication of Decree-Law 153/2014 of 20 October 2014, the self-consumption emerged in Portuguese legislation as an alternative to obtain energy for the residential sector. The ability to reduce the energy values obtained from the supplier and to inject in the network the energy surplus meets with expectations, but considering the costs of installation, operating conditions and amounts of remuneration rates, is it possible to implement a cost effective production system?

This thesis aims to scrutinize the legal, technical and financial aspects of production systems for self-consumption and to show what path to follow to make the most of this alternative.

From the work developed it was concluded that focusing on photovoltaic production facilities must be perpetuated, and that this solution has the major advantages for the consumer. From a market analysis and from how the consumption of electricity to residential level is characterized in Portugal, it was concluded that the best values for the power of a photovoltaic production system for self-consumption are between 24% and 43% of the dwelling's contracted power, which allow consumers to obtain improvements in their home's energy efficiency and in the electricity invoice amount.

Keywords

Energy, law, photovoltaic, rates, self-consumption, self-production.

Índice

AGRADECIMENTOS	I
RESUMO	III
ABSTRACT	V
ÍNDICE	VII
ÍNDICE DE FIGURAS	XI
ÍNDICE DE TABELAS	XV
ACRÓNIMOS	XVII
1. INTRODUÇÃO	1
1.1.CONTEXTUALIZAÇÃO.....	1
1.2.OBJETIVOS	2
1.3.CONCEITOS E TERMOS	3
1.4.DADOS A UTILIZAR.....	3
1.5.ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO.....	3
2. ENQUADRAMENTO LEGAL	5
2.1.EVOLUÇÃO DA LEGISLAÇÃO EM PORTUGAL	5
2.2.LEGISLAÇÃO ATUAL EM VIGOR	6
2.2.1 <i>O Autoconsumo</i>	6
2.2.2 <i>Condições de Acesso e de Exercício de Atividade</i>	7
2.2.3 <i>Registo de uma UPAC</i>	7
2.2.4 <i>Direitos e Deveres do Produtor</i>	8
2.2.5 <i>SERUP – Sistema Eletrónico de Registo de Unidades de Produção</i>	9
2.2.6 <i>Obtenção do Registo e do Certificado de Exploração</i>	9
2.2.7 <i>Inspeção e Reinspeção</i>	10
2.2.8 <i>Alteração ao Registo e Averbamento de Alterações</i>	10
2.2.9 <i>Controlo de Certificação de Equipamentos</i>	11
2.2.10 <i>Procedimento de Mera Comunicação Prévia</i>	11
2.2.11 <i>Contagem e Disponibilização de Dados</i>	12
2.2.12 <i>Contrato de Venda de Eletricidade</i>	13
2.2.13 <i>Compensação e Taxas</i>	14
2.2.14 <i>Fiscalização e Regime Sancionatório</i>	15

3. SISTEMAS DE PRODUÇÃO PARA AUTOCONSUMO	17
3.1.SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO.....	18
3.1.1 <i>Princípio de Funcionamento</i>	19
3.1.2 <i>Tipos de células</i>	19
3.1.3 <i>Célula, Módulo e Painel Fotovoltaico</i>	20
3.1.4 <i>Elementos de um Sistema Fotovoltaico</i>	20
3.1.5 <i>Sistemas com ou sem Armazenamento</i>	21
3.1.6 <i>Dimensionamento de uma Instalação Fotovoltaica</i>	23
3.1.7 <i>Vantagens e Desvantagens dos Sistemas Fotovoltaicos</i>	23
3.2.SISTEMA EÓLICO	24
3.2.1 <i>Princípio de Funcionamento</i>	24
3.2.2 <i>Tipos de Turbinas</i>	25
3.2.3 <i>Elementos de um Sistema Eólico</i>	26
3.2.4 <i>Armazenamento da Energia</i>	27
3.2.5 <i>Vantagens e Desvantagens dos Sistemas Eólicos</i>	27
3.3.SISTEMAS DE COGERAÇÃO	27
3.3.1 <i>Princípio de Funcionamento</i>	28
3.3.2 <i>Tipos de Sistemas</i>	28
3.3.2.1 <i>Motores Térmicos</i>	29
3.3.2.2 <i>Turbinas a Gás</i>	30
3.3.2.3 <i>Pilhas de Combustível</i>	30
3.3.3 <i>Elementos de um Sistema de Cogeração</i>	31
3.3.4 <i>Vantagens e Desvantagens da Cogeração</i>	31
4. CONSUMO RESIDENCIAL DE ELETRICIDADE	33
4.1.PERFIS DE CONSUMO	33
4.2.PERFIS DE CONSUMO BTN	34
4.2.1 <i>Consumidores Classe A</i>	34
4.2.2 <i>Consumidores Classe B</i>	35
4.2.3 <i>Consumidores Classe C</i>	35
4.3.CARACTERIZAÇÃO DA POTÊNCIA CONTRATADA EM BTN	36
4.4.PERÍODOS HORÁRIOS E TARIFAS	37
4.5.DIAGRAMAS DE CARGA.....	40
4.5.1 <i>Diagrama de Carga BTN Bi-horária</i>	40
4.5.2 <i>Diagrama de Carga BTN Simples</i>	40
4.6.CONSUMOS REAIS	41
4.6.1 <i>Non Intrusive Load Monitoring</i>	41
4.6.2 <i>Consumos Efetivos</i>	41
4.6.3 <i>Habitações Analisadas</i>	42

5. PROCEDIMENTO	43
5.1.PERFIL DE PRODUÇÃO FOTOVOLTAICO	43
5.2.PRODUÇÃO FOTOVOLTAICA POR PERÍODO HORÁRIO	45
5.3.ENERGIA AUTOCONSUMIDA.....	45
5.4.LCOE	46
5.5.REMUNERAÇÃO DA ENERGIA INJETADA NA REDE	48
5.6.TAXAS E PREÇOS DE FORNECIMENTO	50
5.7.DETERMINAÇÃO DA POTÊNCIA ÓTIMA PARA A UPAC UTILIZANDO LCOE.....	50
5.7.1 <i>Dados de Entrada</i>	50
5.7.2 <i>Dados Calculados</i>	51
5.8.ANÁLISE ECONÓMICA	52
5.8.1 <i>Estimativas Orçamentais</i>	52
5.8.2 <i>Segurança das Instalações</i>	52
5.8.3 <i>Indicadores de Rentabilidade</i>	53
6. ANÁLISE DE RESULTADOS	54
6.1.HABITAÇÃO 1 – 10,35 kVA (BTN SIMPLES)	54
6.2.HABITAÇÃO 2 – 6,9 kVA (BTN SIMPLES)	58
6.3.HABITAÇÃO 3 – 13,8 kVA (BTN BI-HORÁRIO)	61
6.4.HABITAÇÃO 4 – 10,35 kVA (BTN BI-HORÁRIO)	64
6.5.HABITAÇÃO 5 – 13,8 kVA (BTN TRI-HORÁRIO)	67
6.6.HABITAÇÃO 6 – 20,7 kVA (BTN TRI-HORÁRIO)	70
7. CONCLUSÕES E FUTUROS TRABALHOS	73
7.1.TRABALHOS FUTUROS	75
REFERÊNCIAS DOCUMENTAIS	76
ANEXO A. CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA DAS HABITAÇÕES	80
ANEXO B. TABELAS DE RESULTADOS	86

Índice de Figuras

Figura 3.1 – Exemplo de sistema de autoconsumo isolado.	17
Figura 3.2 – Exemplo de sistema de autoconsumo com ligação à rede.	18
Figura 3.3 – Exemplo de uma célula fotovoltaica.	19
Figura 3.4 – Exemplo de esquema de ligações de um sistema fotovoltaico.	21
Figura 3.5 – Diagrama de produção de um sistema de autoconsumo sem armazenamento.	22
Figura 3.6 – Diagrama de produção de um sistema de autoconsumo com sistema de armazenamento.	22
Figura 3.7 – Paridade da Rede.	24
Figura 3.8 – Princípio de conversão de energia de um sistema eólico.	25
Figura 3.9 – Turbina eólica de eixo vertical.	26
Figura 3.10 – Turbina eólica de eixo horizontal.	26
Figura 3.11 – Exemplo de sistema micro eólico.	26
Figura 3.12 – Exemplo de sistema de cogeração e vantagens no rendimento global.	28
Figura 3.13 – Unidade de micro-cogeração com reservatório.	29
Figura 4.1 – Perfil de consumo para BTN classe A em 2007.	34
Figura 4.2 – Perfil de consumo para BTN classe B em 2007.	35
Figura 4.3 – Perfil de consumo para BTN classe C em 2007.	36
Figura 4.4 – Nº de clientes por valor de potência contratada.	36
Figura 4.5 - Utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária.	37
Figura 4.6 – Ciclo diário para BTN e BTE em Portugal Continental.	38

Figura 4.7 – Tarifa de acesso às redes em BTN.	39
Figura 4.8 – Tarifa transitória de venda a clientes finais em BTN.	39
Figura 4.9 – Repartição da energia de vendida em ponta, cheias e vazio pelos períodos sazonais em BTN Bi-horária.	40
Figura 4.10 – Repartição da energia em BTN Simples.	41
Figura 4.11 – Gráfico de consumo ao minuto para o dia 4 de Maio de 2015.	42
Figura 5.1 – Estimativa de produção mensal com um sistema de 1 kWp, na habitação 1.	44
Figura 5.2 – Distribuição da irradiação solar ao longo de um dia de Janeiro, na habitação 1.	44
Figura 5.3 – Percentagem de energia autoconsumida por nível de penetração.	46
Figura 5.4 – Distribuição dos valores do LCOE fotovoltaico pela Europa.	48
Figura 6.1 – Variação de energia anual por nível de penetração para uma habitação de 10,35 kVA com tarifário BTN Simples.	55
Figura 6.2 – Variação de proveitos e custos anuais por nível de penetração para uma habitação de 10,35 kVA com tarifário BTN Simples.	56
Figura 6.3 – Variação dos proveitos anuais com LCOE por nível de penetração para uma habitação de 10,35 kVA com tarifário BTN Simples.	56
Figura 6.4 – Variação de energia anual por nível de penetração para uma habitação de 6,9 kVA com tarifário BTN Simples.	58
Figura 6.5 – Variação de proveitos e custos anuais por nível de penetração para uma habitação de 6,9 kVA com tarifário BTN Simples.	59
Figura 6.6 – Variação dos proveitos anuais por nível de penetração para uma habitação de 6,9 kVA com tarifário BTN Simples.	59
Figura 6.7 - Variação de energia anual por nível de penetração para uma habitação de 13,8 kVA com tarifário BTN Bi-horário.	61
Figura 6.8 – Variação de proveitos e custos anuais por nível de penetração para uma habitação de 13,8 kVA com tarifário BTN Bi-horário.	62

Figura 6.9 – Variação dos proveitos anuais por nível de penetração para uma habitação de 13,8 kVA com tarifário BTN Bi-horário.	62
Figura 6.10 – Variação de energia anual por nível de penetração para uma habitação de 10,35 kVA com tarifário BTN Bi-horário.	64
Figura 6.11 – Variação de proveitos e custos anuais por nível de penetração para uma habitação de 10,35 kVA com tarifário BTN Bi-horário.	65
Figura 6.12 – Variação dos proveitos anuais por nível de penetração para uma habitação de 10,35 kVA com tarifário BTN Bi-horário.	65
Figura 6.13 – Variação de energia anual por nível de penetração para uma habitação de 13,8 kVA com tarifário BTN Tri-horário.	67
Figura 6.14 – Variação de proveitos e custos anuais por nível de penetração para uma habitação de 13,8 kVA com tarifário BTN Tri-horário.	68
Figura 6.15 – Variação dos proveitos anuais por nível de penetração para uma habitação de 13,8 kVA com tarifário BTN Tri-horário.	68
Figura 6.16 – Variação de energia anual por nível de penetração para uma habitação de 20,7 kVA com tarifário BTN Tri-horário.	70
Figura 6. 17 – Variação de proveitos e custos anuais por nível de penetração para uma habitação de 20,7 kVA com tarifário BTN Tri-horário.	71
Figura 6.18 – Variação dos proveitos anuais por nível de penetração para uma habitação de 20,7 kVA com tarifário BTN Tri-horário.	71

Índice de Tabelas

Tabela 3.1 – Eficiências de células e módulos fotovoltaicos a 25 °C (1000 W/ m ²) [7].	20
Tabela 3.2 – Aspectos técnicos das pilhas de combustível.	30
Tabela 4.1 – Segmentação de consumidores nos perfis de consumo para BTN.	34
Tabela 4.2 – Distribuição dos períodos trimestrais ao longo do ano.	37
Tabela 4.3 – Perfil de consumo ponderado para BTN Bi-horária.	40
Tabela 4.4 – Perfil de consumo ponderado para BTN Simples.	40
Tabela 4.5 – Características das habitações analisadas.	42
Tabela 5.1 – Distribuição da produção fotovoltaica pelos períodos horários.	45
Tabela 5.2 – Valores de remuneração da energia injetada na RESP que seriam aplicados em Portugal nos últimos 12 meses.	49
Tabela 6.1 – Estimativa orçamental do sistema solar fotovoltaico ótimo para a habitação 1.	57
Tabela 6.2 – Resultados da análise financeira do investimento no sistema de produção da habitação 1.	57
Tabela 6.3 – Estimativa orçamental do sistema solar fotovoltaico ótimo para a habitação 2.	60
Tabela 6.4 – Resultados da análise financeira do investimento no sistema de produção da habitação 2.	60
Tabela 6.5 – Estimativa orçamental do sistema solar fotovoltaico ótimo para a habitação 3.	63
Tabela 6.6 – Resultados da análise financeira do investimento no sistema de produção da habitação 3.	63
Tabela 6.7 – Estimativa orçamental do sistema solar fotovoltaico ótimo para a habitação 4.	66
Tabela 6.8 – Resultados da análise financeira do investimento no sistema de produção da habitação 4.	66

Tabela 6.9 – Estimativa orçamental do sistema solar fotovoltaico ótimo para a habitação 5.	69
Tabela 6.10 – Resultados da análise financeira do investimento no sistema de produção da habitação 5.	69
Tabela 6.11 – Estimativa orçamental do sistema solar fotovoltaico ótimo para a habitação 6.	72
Tabela 6.12 – Resultados da análise financeira do investimento no sistema de produção da habitação 6.	72

Acrónimos

BT	–	Baixa Tensão
BTE	–	Baixa Tensão Especial
BTN	–	Baixa Tensão Normal
CIEG	–	Custo de Interesse Económico Geral
CUR	–	Comercializador de Último Recurso
DGEG	–	Direção Geral de Energia e Geologia
EDP	–	Energias de Portugal
ERSE	–	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
FV	–	Fotovoltaico
INESC	–	Instituto de Engenharia de Sistemas e Computadores
IP	–	Iluminação Pública
IVA	–	Imposto de Valor Acrescentado
LCOE	–	<i>Levelized Cost Of Energy</i>
NILM	–	<i>Non Intrusive Load Monitoring</i>
OMIE	–	Operador de Mercado Ibérico Espanhol
PVGIS	–	<i>Photovoltaic Geographical Information System</i>
REN	–	Rede Elétrica Nacional
RESP	–	Rede Elétrica de Serviço Público
SEN	–	Sistema Elétrico Nacional
SERUP	–	Sistema Eletrónico de Registo de Unidades de Produção
UP	–	Unidade de Produção
UPAC	–	Unidade de Produção para Autoconsumo
UPP	–	Unidade de Pequena Produção

1. INTRODUÇÃO

O presente documento foi desenvolvido no âmbito do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Eléctricos de Energia do Instituto Superior de Engenharia do Porto, sob a orientação do Professor Luís Filipe Caeiro Castanheira.

Este capítulo inicial contém a contextualização do trabalho na conjuntura atual e expõe os objetivos definidos para o mesmo. Apresenta-se ainda a estrutura da dissertação e os dados utilizados durante a sua realização.

1.1. CONTEXTUALIZAÇÃO

Globalmente, no processo de desenvolvimento natural de um sistema elétrico nacional, a descentralização da produção é essencial quando se procura obter uma rede eficiente. Produzir a energia o mais próximo possível do local onde será consumida permite evitar as perdas e os custos de infraestruturas associados à transmissão de energia. Por outro lado, é cada vez maior a preocupação em reduzir a utilização de combustíveis fósseis na produção de energia elétrica, procurando substituí-los pelas fontes primárias de energia consideradas limpas – os recursos naturais.

Em Portugal, durante o ano de 2014 e segundo a Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG), estima-se que a micro produção tenha ultrapassado os 150 GWh sendo que, juntando a mini produção, os valores rondem os 238 GWh. [1] Nestes sistema de produção de eletricidade, tudo o que se produz é necessariamente vendido à RESP e adquirido por um CUR. As tarifas praticadas atualmente não apresentam um forte incentivo para o

consumidor, como em tempos se verificou. Os valores bonificados das tarifas de aquisição têm vindo a diminuir desde a passada década, oferecendo cada vez menos ao consumidor uma atrativa perspectiva de poupança.

O Autoconsumo insere-se neste contexto como uma alternativa de excelência, ao oferecer a utilizadores independentes a possibilidade de produzirem uma parte, ou até mesmo a totalidade da eletricidade que consomem, vendendo o excedente à RESP como se se tratassem de micro/mini produtores.

Legislação específica referente ao autoconsumo foi recentemente publicada (em Outubro de 2014), pelo que esta é uma excelente altura para realizar um estudo das vantagens desta solução, tendo em consideração a base legal existente.

1.2. OBJETIVOS

A presente dissertação tem como objetivo interpretar e clarificar a situação atual do autoconsumo em Portugal. Objetiva-se um estudo da legislação atual referente à produção de eletricidade para autoconsumo no setor residencial e uma análise às tecnologias existentes. Os perfis de consumo residenciais em Portugal serão analisados e caracterizados através do estudo de diagramas de carga tipo, de valores de tarifas e períodos horários do mercado regulado e de consumos de energia elétrica reais recolhidos a partir de sistemas *non intrusive load monitoring*.

Prevê-se a criação e desenvolvimento de um programa de simulação para determinar a potência ótima de um sistema de produção fotovoltaico para autoconsumo com base no perfil de consumo de uma habitação. Partindo de dados sobre o perfil de consumo de energia elétrica de uma habitação (consumos reais, potência contratada e tarifário) e de perfis típicos de produção fotovoltaica prevê-se facilitar a escolha da potência para um sistema fotovoltaico de produção para autoconsumo ao apresentar valores de proveitos e custos para um leque de potências. Serão realizadas e analisadas seis simulações neste programa, referentes a seis habitações residenciais de Vila Nova de Gaia, utilizando perfis de consumo de energia elétrica reais.

Adicionalmente, prevê-se a realização de estudos de análise de viabilidade económica das instalações com base em estimativas orçamentais adquiridas no mercado nacional.

1.3. CONCEITOS E TERMOS

O conceito de autoconsumo corresponde à possibilidade de um produtor de energia consumir a energia que produz na sua instalação. Legalmente, o autoconsumo possibilita ainda que o excedente de energia elétrica seja injetado na rede elétrica de serviço público. Até ao aparecimento da legislação sobre autoconsumo existiam apenas possibilidades de microprodução ou miniprodução (toda a energia produzida era injetada na rede) ou a produção em sistemas isolados (toda a energia produzida é consumida na instalação ou dissipada).

Existe ainda um conjunto de designações que devem ser entendidas pelo leitor para o total entendimento da presente dissertação:

- A instalação de utilização – Instalação onde o sistema de autoconsumo será instalado e que beneficiará da produção de energia do mesmo.
- Potência instalada – Potência do sistema de produção para autoconsumo.
- Autoprodução – Valor da energia produzida pelo sistema de produção para autoconsumo.
- Energia autoconsumida – Fração da autoprodução que é consumida na instalação de utilização.

1.4. DADOS A UTILIZAR

Tal como já foi referido, as simulações realizadas nesta dissertação tiveram como suporte um diagrama anual de consumo típico aprovado pela ERSE. Foram também utilizados valores de tarifas disponibilizados pela ERSE, referentes ao mercado regulado. Para além dos perfis de consumo dos clientes de baixa tensão foram utilizados valores reais de consumo de energia elétrica, informação que foi disponibilizada pela Energaia. Consideraram-se valores de estimativas de produção fotovoltaica fornecidos por uma aplicação do *Joint Research Centre*, pertencente à comissão europeia.

1.5. ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

A presente dissertação é constituída por 7 capítulos, sendo o primeiro deles a introdução.

O segundo capítulo é dedicado exclusivamente à legislação em vigor referente ao autoconsumo. São apresentados todos os termos e condições legais para uma entidade se tornar produtor para autoconsumo, assim como os seus direitos e deveres. É também apresentado um breve resumo sobre a evolução da legislação até à presente data.

No terceiro capítulo apresentam-se três tipos de tecnologias de produção para autoconsumo residencial. São explorados os princípios de funcionamento de sistemas fotovoltaicos, eólicos e de cogeração, apontando os elementos que os constituem e os tipos de equipamentos mais utilizados. São ainda expostos os pontos fortes e fracos de cada uma dessas tecnologias.

No quarto capítulo são explorados, com bastante detalhe, os perfis de consumo de energia elétrica em instalações de baixa tensão em Portugal. São apresentados diagramas de carga, caracterizados os diferentes tarifários de acordo com os períodos horários e ainda apresentados os consumos residenciais reais, analisados graças a um sistema de monitorização não intrusiva de cargas.

O quinto capítulo é dedicado à apresentação da metodologia utilizada na criação e desenvolvimento do programa de determinação da potência ótima de sistemas fotovoltaicos para autoconsumo. São apresentados os perfis de produção fotovoltaica utilizados, a distribuição da produção fotovoltaica por períodos horários, o conceito de custo de produção LCOE e ainda o método de cálculo da tarifa de remuneração da energia injetada na rede.

O sexto capítulo é constituído pelas análises das simulações realizadas para as habitações em estudo. São apresentados gráficos relacionados com os dados calculados pelo programa e apresentam-se as conclusões obtidas a partir dos resultados. São também apresentados os indicadores resultantes dos estudos de análise de viabilidade económica que se seguiram à análise dos resultados do programa.

O sétimo e último capítulo apresenta as conclusões retiradas desta dissertação. É feita uma análise crítica aos resultados obtidos e também algumas sugestões de trabalhos que podem ser realizados na área do autoconsumo.

2. ENQUADRAMENTO LEGAL

O entendimento da situação legal atual é fundamental para a compreensão do tema abordado. Nesse sentido, é essencial conhecer bem a jurisdição nacional aplicável ao autoconsumo e também estar familiarizado com a forma como a legislação evoluiu.

2.1. EVOLUÇÃO DA LEGISLAÇÃO EM PORTUGAL

A inserção da produção de energia a partir de fontes renováveis na legislação portuguesa deu-se ainda na década de 80, com o decreto-lei 189/88, de 27 de Maio, com o propósito de regular a atividade de produção de energia elétrica a partir de fontes primárias renováveis. Mais de uma década depois, por força de compromissos internacionais como a *convenção do quadro das nações unidas para as alterações climáticas* e do *protocolo de Quioto*, surge o decreto-lei 168/99, de 18 de Maio, que impulsionou o a adesão às energias renováveis.

Seguiram-se algumas alterações jurídicas, justificadas por avanços tecnológicos ocorrentes e por novos requisitos governamentais, até que em 2002, com base no *programa E4 – Eficiência energética e energias renováveis*, o decreto-lei 68/2002, de 25 de Março entra em vigor, potenciando altamente a utilização de recursos endógenos. Surge ainda neste momento na legislação portuguesa a figura de **produtor-consumidor**, sendo estabelecidos os seus direitos e deveres, bem como um regime de remuneração da entrega dos excedentes deveras incentivador para que se proporcionassem receitas que justificassem o investimento.

O regulamento de remuneração dos produtores-consumidores foi sofrendo alterações com o passar dos anos. Os valores remunerados pelo excedente deixaram de ser tão atrativos.

Em 2007, após a entrada em vigor do decreto-lei 363/2007, de 2 de Novembro, é criado o *sistema de registo da microprodução* – uma plataforma informática de interação com os produtores. São apresentados dois regimes de remuneração: o regime geral e o regime bonificado. Mais tarde, este decreto-lei veio a ser republicado como decreto-lei 118-A/2010, de 25 de Outubro, com novos incentivos à produção descentralizada em BT por particulares, obrigando a generalidade dos comercializadores a adquirir a energia produzida pelo sistema de microprodução.

O decreto-lei 34/2011, de 8 de Março, vem estabelecer o regime jurídico referente à miniprodução, complementando o regime microprodução, sendo que ambos os regimes foram revistos mais tarde pelo decreto-lei 25/2013, de 19 de Fevereiro – Regulamento jurídico de microprodução e miniprodução e correspondentes regras de relacionamento comercial.

2.2. LEGISLAÇÃO ATUAL EM VIGOR

Atualmente em Portugal, a legislação referente à pequena produção beneficia de enquadramento legal único, que engloba uma reformulação da jurisdição associada à microprodução e à miniprodução (UPP), e que também estabelece o regime jurídico para as unidades de produção para autoconsumo (UPAC). O decreto-lei 153/2014, de 20 de Outubro, entrou em vigor no dia 18 de Janeiro de 2015.

Relativamente ao âmbito de aplicação do decreto-lei 153/2014, excluem-se os sistemas de produção de eletricidade a partir de unidades móveis ou itinerantes, as unidades de reserva ou socorro associadas a centros de produção de energia elétrica, e a produção em cogeração, sendo regidos por outros regimes jurídicos de produção de eletricidade.

2.2.1 O Autoconsumo

De acordo com o decreto-lei 153/2014, de 20 de Outubro, a energia elétrica produzida em autoconsumo destina-se predominantemente ao consumo na instalação associada à unidade de produção (UPAC), com o objetivo de satisfazer as necessidades próprias de abastecimento de energia elétrica do produtor. No dimensionamento de uma UPAC, as necessidades de consumo da instalação devem ser tidas em conta, sem prejuízo do excedente

da energia produzida ser vendida à rede elétrica de serviço público (RESP), ao preço de mercado. Está ainda prevista a medição da energia produzida para efeitos de monitorização.

2.2.2 Condições de Acesso e de Exercício de Atividade

A instalação de uma unidade de produção para autoconsumo está sujeita a um sistema de controlo prévio, que deve ser seguido pelo responsável pela instalação. O registo prévio da unidade e a obtenção do certificado de exploração são os requisitos de controlo prévio impostos legalmente para a instalação de uma UPAC, salvo em situações excecionais específicas.

Existem duas situações nas quais o utilizador está isento da obtenção do certificado de exploração, tornando-se unicamente necessário o registo prévio da instalação. São elas:

- A instalação de uma UPAC com uma potência instalada superior a 200 W e inferior a 1500 W e que não se encontre ligada à RESP.
- A instalação de uma UPAC, independentemente da potência instalada, associada a uma instalação elétrica que não esteja ligada à RESP.

O produtor pode ainda estar isento da totalidade do controlo prévio caso a UPAC a instalar tenha uma potência instalada inferior a 200 W e não forneça à rede a energia elétrica não consumida pela instalação a ela associada.

Um produtor pode registar mais que uma UP, desde que a cada instalação de utilização só esteja associada a uma única UP em nome do mesmo produtor. A unidade de produção deve em todos os casos ser instalada no local servido pela instalação de utilização.

2.2.3 Registo de uma UPAC

Pode aceder ao registo de uma unidade de produção para autoconsumo toda a pessoa, singular ou coletiva, bem como condomínios de edifícios organizados em propriedade horizontal. As condições necessárias, que devem ser cumpridas cumulativamente, para proceder ao registo são:

- Dispor de uma instalação de utilização de energia elétrica que, caso esteja ligada à RESP, possua um contrato de fornecimento de energia com um comercializador de eletricidade.

- A potência de ligação da UPAC seja inferior à potência contratada mencionada no contrato com o comercializador.
- A UPAC a instalar tenha uma potência instalada (potência de pico da instalação de produção) inferior ou igual ao dobro da potência de ligação da mesma à RESP. ($P_{\text{instaladaUPAC}} \leq 2 \times P_{\text{ligaçãoUPAC}}$).
- Existência das condições técnicas de ligação do local onde será feita a ligação, salvaguardando os limites e condições impostos pelo Regulamento da Qualidade de Serviço e o Regulamento Técnico de Qualidade.
- Celebração de um contrato escrito regulador no caso de a unidade de produção não ser registada pelo titular do contrato de fornecimento de energia.
- A apresentação de um valor maioritário de assinaturas a favor da instalação da unidade de produção, correspondendo a mais de metade da totalidade de proprietários, caso se trate de um edifício coletivo.

O registo da instalação só se torna definitivo quando, após a apresentação e validação de toda a documentação, é emitido o certificado de exploração da UPAC.

2.2.4 Direitos e Deveres do Produtor

Nos termos da legislação aplicável, os seguintes pontos são direitos do produtor:

- Estabelecer uma UPAC por cada instalação elétrica com recurso a qualquer combinação de energia e respetivas tecnologias.
- Ligar a UPAC à instalação após a emissão do certificado de exploração definitivo.
- Consumir a energia gerada, bem como exportar para a RESP o seu excedente.
- Celebrar um contrato de venda da eletricidade não consumida.
- Solicitar a emissão de garantias de origem à entidade emissora.
- Ligar a UPAC à RESP em BT, desde que se cumpra o RTQ.

São ainda definidos pela jurisdição os deveres do produtor:

- Suportar os custos das alterações da ligação à RESP.
- Suportar os custos dos contadores de energia elétrica a instalar.
- Pagar a devida compensação pela UPAC.

- Dimensionar a UPAC de acordo com as necessidades energéticas da instalação.
- Celebrar um contrato de responsabilidade civil.

2.2.5 SERUP – Sistema Eletrónico de Registo de Unidades de Produção

O Sistema Eletrónico de Registo de Unidades de Produção é uma plataforma eletrónica, acessível através de um portal próprio da internet, onde são apresentados e processados os pedidos de registo e certificados de exploração. É da competência da DGEG criar, manter e gerir o SERUP.

O SERUP é acessível a partir do portal do cidadão e do portal da empresa e aufere ao utilizador uma autenticação segura com a possibilidade de submeter pedidos de registo, de autorização e de aprovação. Também podem ser submetidos documentos ou peças desenhadas.

O utilizador pode preencher o formulário de pedido de inspeção a sua UP e tem acesso a instruções sobre o pagamento das taxas previstas a partir desta plataforma. São também disponibilizadas informações para contacto entre o promotor e os serviços competentes e informações sobre os produtores e as entidades instaladoras.

A função de consulta do licenciamento e validade dos certificados também é permitida através do SERUP, bem como o envio e receção dos certificados.

2.2.6 Obtenção do Registo e do Certificado de Exploração

O procedimento a tomar para o registo de unidades de produção inicia-se com a formulação de um pedido de registo no SERUP. Este processo é concluído com a aceitação do pedido, aprovado por um membro do governo responsável pela área da energia.

No que respeita à obtenção do certificado de exploração, este apenas é emitido após a instalação da UP e realização da respetiva inspeção. Na eventualidade de uma inspeção não ser realizada dentro do prazo estabelecido, é emitido um certificado provisório com a validade de 5 dias que passará a efetivo caso a inspeção continue sem se realizar nos 10 dias subsequentes.

2.2.7 Inspeção e Reinspeção

A obtenção do certificado de exploração, e conseqüente entrada em funcionamento da UP, está prevista legalmente a realização de uma inspeção à UP que se pretende ativar. Como tal, existe um guião de instruções sobre como proceder para que esta inspeção se realize.

O titular a UP, após a aceitação do seu pedido de registo, deve solicitar a inspeção dentro de um prazo de 8 meses, caso se trate de uma instalação explorada em BTN ou BTE, sendo o prazo para as demais instalações alargado para 12 meses. A inspeção deve ser realizada dentro de 10 dias após a sua solicitação, sendo a data e hora comunicados ao titular do registo pelo SERUP.

A inspeção em causa visa verificar a conformidade da instalação, pelo que é requerida a presença do técnico responsável pela mesma para eventuais esclarecimentos. Dela vai resultar a missão de um relatório de inspeção, onde será apontada a existência ou não de defeitos. Na ausência de defeitos é emitido o certificado de exploração definitivo à unidade de produção, altura a partir da qual é autorizada a ligação à instalação.

Para a eventualidade de serem detetados defeitos na instalação no momento da inspeção, o produtor deve procurar corrigir esses mesmos defeitos num prazo de 30 ou 60 dias de acordo com a categoria da instalação, e efetuar um pedido de reinspeção. Se a reinspeção não se realizar dentro do prazo por motivos imputáveis ao produtor ou se após a terceira reinspeção não for emitido um relatório favorável ao início de exploração o registo da UP é cancelado.

2.2.8 Alteração ao Registo e Averbamento de Alterações

Realizar alterações ao registo de uma UP requer um novo registo da instalação, exceto nos casos em que, de acordo com os termos da legislação existente, as alterações a efetuar sejam de cariz não substancial. Assim, existe um conjunto de alterações que, ao abrigo da lei, apenas requerem um averbamento de alterações no registo, sendo elas:

- Alteração de titularidade do contrato de fornecimento e do contrato de aquisição de energia, desde que o produtor e o consumidor sejam a mesma pessoa.
- Mudança de titularidade do registo em nome de entidade terceira para o titular do contrato de fornecimento de eletricidade à instalação associada à UP.
- Alteração da localização da UP, desde que se mantenha o mesmo titular e referente à mesma instalação de utilização associada.

- Mudança de tecnologia de produção da instalação, desde que se mantenha o titular e os demais caraterizantes da instalação.
- Alteração da potência instalada, desde que se continuem a respeitar os requisitos de acesso ao registo.

2.2.9 Controlo de Certificação de Equipamentos

Todos os fabricantes, importadores e fornecedores, bem como as entidades instaladoras devem comprovar a certificação dos seus produtos/serviços transacionados junto do SERUP. A informação deve ser disponibilizada para conhecimento público.

A certificação deve ser concedida por uma entidade de certificação acreditada nos termos do regulamento (CE) n° 765/2008, do Parlamento Europeu do Concelho, de 9 de Julho. Os equipamentos devem, cumulativamente, satisfazer os requisitos definidos nas normas europeias publicadas pelo CEN/CENELEC, aplicáveis a cada tipo de equipamento.

Na ausência de normas europeias, cada equipamento deve respeitar os requisitos das normas internacionais publicadas pela ISO, sendo que na ausência destas devem estar em conformidade com as especificações técnicas portuguesas que tenham sido publicadas pelo Instituto Superior da Qualidade.

2.2.10 Procedimento de Mera Comunicação Prévia

O promotor, em casos particulares, pode iniciar a exploração da sua UPAC, enviando à DGEG, a partir do SERUP, uma mera comunicação prévia. A declaração da intenção de iniciar a exploração de uma UPAC é enviada juntamente com a identificação do promotor e com as caraterísticas da UPAC e da instalação de utilização a ela associada.

O conjunto de requisitos que devem ser cumulativamente satisfeitos para que seja possível recorrer ao procedimento de mera comunicação prévia são:

- A UPAC não forneça à RESP a energia elétrica não consumida na instalação de utilização a ela associada.
- O valor de potência instalada da UPAC esteja no intervalo entre 200 W e 1500 W.
- Não sejam transacionadas garantias de origem, nos casos em que se trate de uma UPAC que utilize fontes de energia renováveis.

Excepcionalmente, no caso da instalação de utilização associada à UPAC não estar ligada à RESP, é possível recorrer à mera comunicação prévia, independentemente da potência instalada da UPAC.

Quando um ou vários dos requisitos mencionados não se verificarem, é requerido ao promotor a realização do registo prévio, respeitando as condições de acesso e considerando os seus direitos e deveres.

Na condição de apresentação de mera comunicação prévia, o preenchimento de todos os campos obrigatórios requeridos no SERUP, de acordo com o artigo 14º da P-14/2015, é suficiente para dar início à exploração da instalação, não sendo necessária a validação dos dados por parte da DGEG.

2.2.11 Contagem e Disponibilização de Dados

A contagem da totalidade da eletricidade gerada por uma unidade de produção para autoconsumo é obrigatória para os seguintes casos:

- Instalações com potência instalada superior a 1500 W e cuja instalação de instalação esteja ligada à RESP.
- Instalações que, independentemente da potência instalada, pretendam fornecer à RESP a energia não consumida na instalação de utilização.
- Instalações que utilizem fontes de energia renovável e pretendam transacionar garantias de origem.

A contagem pode ser realizada por um ou vários equipamentos de telecontagem. O equipamento de contagem da energia adquirida ao comercializador pode também contabilizar a energia fornecida pela UPAC à RESP, devendo nesse caso ser capaz de efetuar a medição da contagem nos dois sentidos.

O sistema de contagem e os equipamentos de proteção da interligação devem ser acessíveis por parte do ORD. O ORD é responsável por disponibilizar ao CUR as informações necessárias à correta faturação, respeitando os termos presentes no Regulamento de Relações Comerciais.

A todos os titulares de UPAC, não é aplicável a obrigação de fornecimento de energia reativa.

2.2.12 Contrato de Venda de Eletricidade

O produtor encontra-se no direito de celebrar um contrato de venda de eletricidade com um comercializador de último recurso desde que se verifiquem, cumulativamente, as seguintes condições:

- A energia proveniente da UPAC é de origem renovável.
- A capacidade da UPAC é inferior a 1 MW.
- A instalação de utilização está ligada à RESP.

O CUR contrata com o titular da UPAC a compra da eletricidade não consumida na instalação de utilização. Este contrato deve respeitar o seguinte conjunto de **termos e condições**:

- Os contratos têm um prazo máximo de 10 anos, sendo renováveis por períodos de 5 anos, salvo a oposição à renovação por qualquer uma das partes que deve ser apresentada com 60 dias de antecedência.
- A remuneração da energia adquirida pelo CUR.
- Pagamento de uma compensação por parte do produtor.
- Periodicidade da faturação pelo CUR.

Devem constar do contrato de venda da eletricidade os valores para a **remuneração da energia proveniente de UPAC**, que são calculados com base na seguinte fórmula:

$$R_{UPAC, m} = E_{fornecida, m} \times OMIE_m \times 0,9 \quad (1.1)$$

Onde os termos correspondem a:

$R_{UPAC, m}$ – A remuneração da eletricidade fornecida, no mês m , em euros (€).

$E_{fornecida, m}$ – A energia fornecida pela UPAC, no mês m , em quilowatt hora (kWh).

$OMIE_m$ – A média aritmética simples dos preços de fecho do operador do mercado ibérico de energia para Portugal, no mês m , em euros por quilowatt hora (€/kWh).

m – O mês respetivo à contagem da eletricidade fornecida à RESP.

No que respeita à **faturação do CUR**, os termos existentes legalmente são:

- A faturação deve ser processada nos termos do código do imposto sobre o valor acrescentado.
- A faturação da compensação é apurada pelo ORD e incluída na faturação do CUR, ou, na ausência de contrato de fornecimento, no contrato aquisição.
- A faturação pode ser trimestral ou noutro período não superior, sendo realizada por transferência bancária.
- Excecionalmente para os casos cujo valor a faturar não exceda os 20 €, a faturação pode ser realizada anualmente.
- O produtor pode optar por amortizar o investimento realizado para a instalação da UPAC diretamente pelo CUR, utilizando uma parte ou a totalidade da receita apurada com a venda da eletricidade com origem na UPAC.

2.2.13 Compensação e Taxas

Todas as UPAC com potência instalada superior a 1500 W e cuja instalação esteja sempre ligada à RESP devem efetuar o pagamento de uma compensação mensal fixa durante os primeiros 10 anos após a obtenção do certificado de exploração.

A compensação, denominada por $C_{UPAC,m}$ é um valor por quilowatt (kW) de potência instalada, que permita recuperar uma parcela dos custos decorrentes de medidas de política energética, sustentabilidade ou de interesse económico geral, na tarifa de uso global do sistema, relativa ao regime de produção de eletricidade em autoconsumo.

O método de cálculo utilizado para determinar o **valor da compensação** é:

$$C_{UPAC,m} = P_{UPAC} \times V_{CIEG,t} \times K_t \quad (1.2)$$

Com as seguintes correspondências aos termos:

P_{UPAC} – Valor da potência instalada da UPAC constante no respetivo certificado de exploração, em quilowatt (kW).

$V_{CIEG,t}$ – Valor que permite recuperar os CIEG (custos de interesse económico geral) da respetiva UPAC, medido em euros por quilowatt, apurado no ano t (€/kW).

K_t – Coeficiente de ponderação, entre 0 % e 50 %, a aplicar no V_{cieg} , tendo em conta a representatividade da potencial total de UPAC no SEN, no ano t, onde:

- $K_t = 50 \%$, caso o total acumulado de potência instalada das UPAC, no âmbito do regime de autoconsumo, exceda 3 % do total da potência instalada de centro eletroprodutores do SEN;
- $K_t = 30 \%$, caso o total acumulado de potência instalada de UPAC, no âmbito do regime de produção de eletricidade em autoconsumo, se situe entre os 1 % e 3 % do total da potência instalada de centro eletroprodutores do SEN;
- $K_t = 0 \%$, caso o total acumulado de potência instalada de UPAC, no âmbito do regime de autoconsumo, seja inferior a 1 % do total da potência instalada de centro eletroprodutores do SEN.

t – Ano de emissão do certificado de exploração.

Existe também um conjunto de procedimentos que requerem o pagamento de **taxas** por parte do produtor/titular da UPAC, sendo eles:

- Pedido de registo.
- Pedido de reinspeção.
- Pedido de averbamento de alterações ao registo.
- Realização de inspeções periódicas.

Estas taxas são receita própria da DGEG, sendo liquidadas e cobradas por esta, preferencialmente através da plataforma de pagamento da administração pública.

O prazo de pagamento das taxas é de 10 dias uteis, no caso de a autoliquidação não estar prevista.

Os valores das taxas são atualizados anualmente. O modo e momento de pagamento são definidos em portaria pelo membro do governo responsável pela área da energia.

2.2.14 Fiscalização e Regime Sancionatório

Fiscalização:

A verificação de conformidade com o decreto-lei 153/2014 e com o Regulamento Técnico e de Qualidade está prevista legalmente, sendo da competência da DGEG. Esta entidade pode solicitar o apoio a técnicos especializados sempre que o considerem necessário.

Estão também previstas inspeções periódicas para todas as UPAC com potência instalada superior a 1500 W. Existem dois grupos de UPAC, que devem ser inspecionados em intervalos de tempo diferentes:

- Potência instalada inferior a 1 MW: 10 em 10 anos.
- Potência instalada superior a 1 MW: 6 em 6 anos.

É da competência da DGEG, elaborar e divulgar a programação para as inspeções periódicas a realizar no ano seguinte, sendo o dever do produtor facilitar o acesso às instalações e fornecer informações e dados técnicos sobre a UPAC.

Em caso de falta na inspeção, por motivos imputáveis ao produtor, ou em casos em que se verifiquem não conformidades não corrigidas e reinspeccionadas no prazo de 30 dias, o registo é cancelado.

Regime sancionatório:

Sem prejuízo da responsabilidade civil e criminal nos termos da lei geral, os valores das coimas aplicáveis por contraordenações

- De 100 € a 3740 € para uma pessoa singular.
- De 250 € a 44800 € para uma pessoa coletiva.

O produto da aplicação das coimas remete a favor do Estado e da DGEG, 60 % e 40 %, respetivamente.

3. SISTEMAS DE PRODUÇÃO PARA AUTOCONSUMO

Um sistema de produção para autoconsumo é caracterizado pelo consumo de energia elétrica no mesmo local onde esta é produzida. Estes sistemas podem ser isolados ou com ligação à rede elétrica, sendo o segundo caso aquele que permite a venda do excedente da produção face ao consumo de energia.



Figura 3.1 – Exemplo de sistema de autoconsumo isolado.

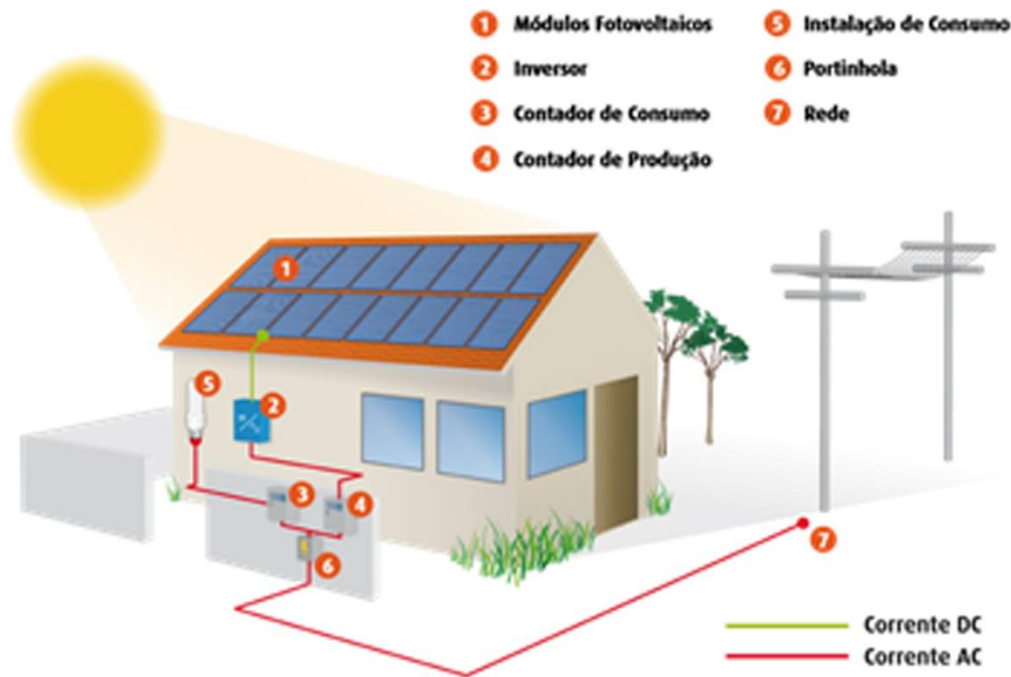


Figura 3.2 – Exemplo de sistema de autoconsumo com ligação à rede.

A produção de energia elétrica para autoconsumo pode ser feita recorrendo a diferentes tecnologias de produção, sendo elas de origem em fontes renováveis ou não. Em 2014 em Portugal, no que diz respeito a unidades pequena produção, tanto a microprodução (que contribuiu para a produção anual de quase 150 GWh) como a miniprodução (83 GWh) foram dominadas pela tecnologia solar fotovoltaica, que ultrapassou os 99% do total de produção em ambas as situações. [1]

Várias tecnologias podem ser adotadas, no entanto a tomada de decisão é feita considerando os aspetos técnicos e económicos de cada sistema de produção. Três exemplos de sistemas são apresentados no presente capítulo em conjunto com uma análise aos seus respetivos pontos fortes e fracos.

3.1. SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO

Um sistema solar fotovoltaico funciona realizando a conversão direta de energia proveniente da radiação solar em energia elétrica a um nível atómico. [3]

3.1.1 Princípio de Funcionamento

A conversão de energia solar em energia elétrica ocorre graças à transferência dos fótons da radiação solar incidente para os elétrons da estrutura atômica do material onde a luz solar incide. Alguns materiais possuem uma propriedade que proporciona o efeito fotoelétrico, este efeito permite a absorção de fótons de luz, libertando elétrons. À utilização dos elétrons libertados para criação de uma corrente elétrica contínua dá-se o nome de efeito fotovoltaico. Um único equipamento é construído de para que se realizem os efeitos fotoelétrico e fotovoltaico – a célula fotovoltaica. [3] [4]

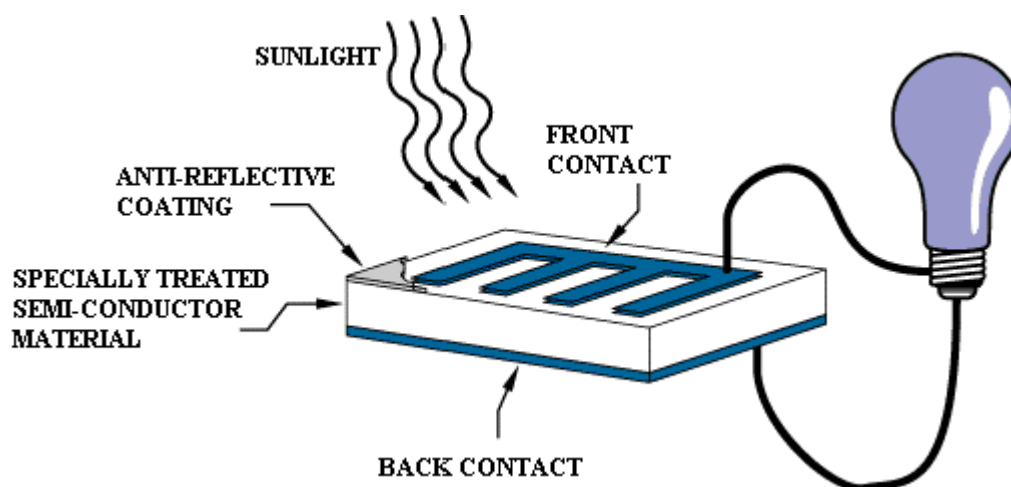


Figura 3.3 – Exemplo de uma célula fotovoltaica.

Uma célula fotovoltaica é contruída utilizando materiais semicondutores, tais como o silício ou o germânio, que é trabalhado para que nele se forme um campo elétrico, positivo numa face e negativo na face oposta. No momento em que a luz solar incide na célula elétrons são libertados dos átomos do material semicondutor, estes elétrons podem ser capturados, sob a forma de corrente elétrica, através da utilização de condutores elétricos ligados às faces com polaridade positiva e negativa. [3]

3.1.2 Tipos de células

Atualmente, foi já desenvolvido um longo trabalho teórico e experimental acerca do funcionamento das células fotovoltaicas, no sentido de aumentar a sua eficiência. A base desses estudos está no tipo de material semicondutor utilizado para a construção da célula. A maioria dos painéis são cristalinos ou de tecnologia *thin film*, variando entre si no que respeita à eficiência de absorção de luz, eficiência de conversão de energia, tecnologias de produção e custos de produção. [5] [6]

No grupo de células de constituídas por materiais cristalinos estão incluídas as células contruídas à base de monocristalino de silício ou de policristalino de silício, enquanto no caso das *thin film* os materiais utilizados podem ser o gálio-arsénico ou silício amorfo. [7]

Tabela 3.1 – Eficiências de células e módulos fotovoltaicos a 25 °C (1000 W/ m²) [7].

<i>Classificação</i>	<i>Eficiência (%)</i>	<i>Área (cm²)</i>	<i>Vac (V)</i>	<i>Descrição</i>
<i>Monocristalino Silício</i>	25.6 (± 0.5)	143.7	0.740	Panasonic HIT, rear junction
<i>Policristalino Silício</i>	20.8 (± 0.6)	243.9	0.6626	Trina Solar
<i>GaAs thin film</i>	28.8 (± 0.9)	0.9927	1.122	Alta Devices
<i>Policristalino GaAs</i>	18.4 (± 0.5)	4.011	0.994	RTI, Ge Substrate
<i>Silício Amorfo</i>	10.2 (± 0.3)	1.001	0.896	AIST
Multijunction Devices – InGap/GaAs/InGaAs	37.9 (± 1.2)	1.047	3.065	Sharp

3.1.3 Célula, Módulo e Painel Fotovoltaico

Um sistema fotovoltaico pode ser constituído por um ou vários painéis fotovoltaicos. O painel fotovoltaico é um conjunto de módulos fotovoltaicos, que por sua vez são constituídos por várias células fotovoltaicas interligadas. Este é o principal elemento de um sistema fotovoltaico, sendo responsável pela conversão da energia solar em energia elétrica. [5]

3.1.4 Elementos de um Sistema Fotovoltaico

Os componentes utilizados num sistema fotovoltaico variam com o tipo de aplicação em causa. Fatores como a proximidade ou ligação à rede, a utilização ou não de baterias fazem com que os sistemas fotovoltaicos variem entre si na sua constituição. [5] [8]

Os elementos mais comuns para um sistema fotovoltaico são as células fotovoltaicas, agrupadas de forma a criarem um painel, baterias, reguladores de carga e conversores. [8]

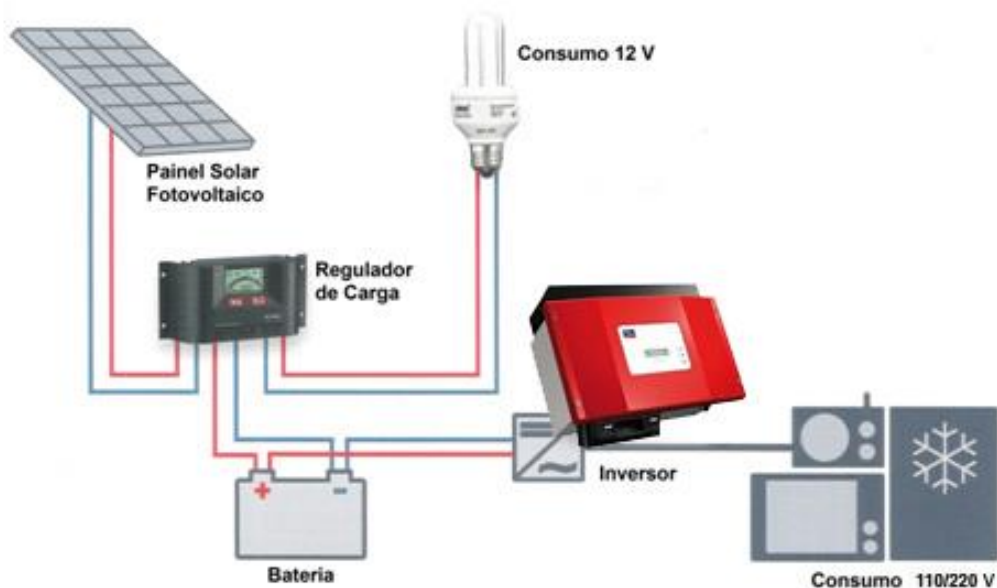


Figura 3.4 – Exemplo de esquema de ligações de um sistema fotovoltaico.

O regulador de carga é o elemento responsável por controlar o fluxo de energia entre o painel fotovoltaico e a carga. Protege a bateria e a instalação de sobrecargas e de descargas intempestivas, assegurando a monitorização e segurança da instalação. Os conversores, também conhecidos como inversores, são utilizados para adaptar a potência gerada à carga que se pretende alimentar. [8] [9]

É ainda de cariz obrigatório a instalação de sistemas de proteção contra descargas atmosféricas, disjuntores e fusíveis. A utilização de filtros de potência para eliminar as harmónicas induzidas pela comutação dos conversores de potência é também comum em sistemas fotovoltaicos. [9]

3.1.5 Sistemas com ou sem Armazenamento

Os sistemas de armazenamento introduzidos em sistemas de autoconsumo têm um papel fundamental para o aumento da eficiência do sistema. O sistema de armazenamento permite que uma parte da energia não consumida instantaneamente possa ser utilizada em períodos de ausência de produção fotovoltaica. [10]

As imagens 3.5 e 3.6 apresentam, respetivamente, as diferenças entre sistemas de autoconsumo ligados à rede pública sem e com sistema de armazenamento.

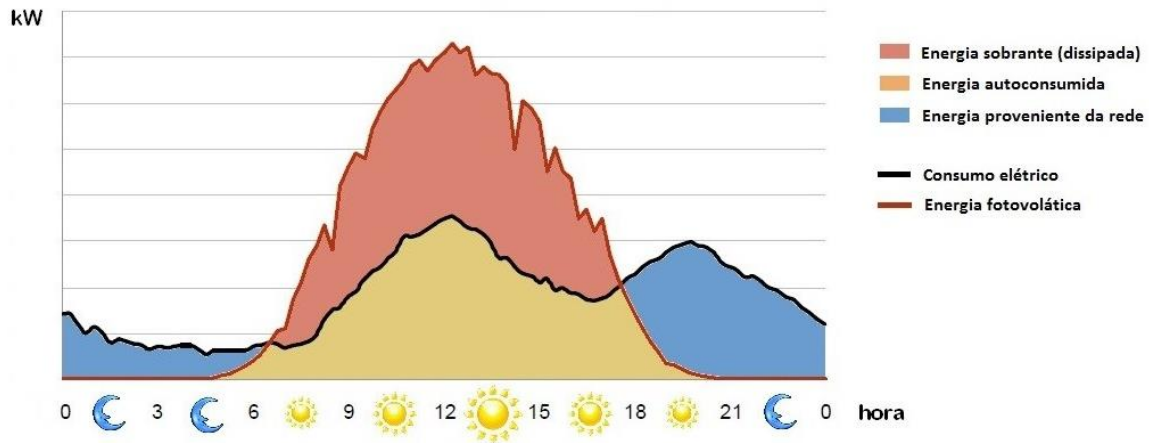


Figura 3.5 – Diagrama de produção de um sistema de autoconsumo sem armazenamento.

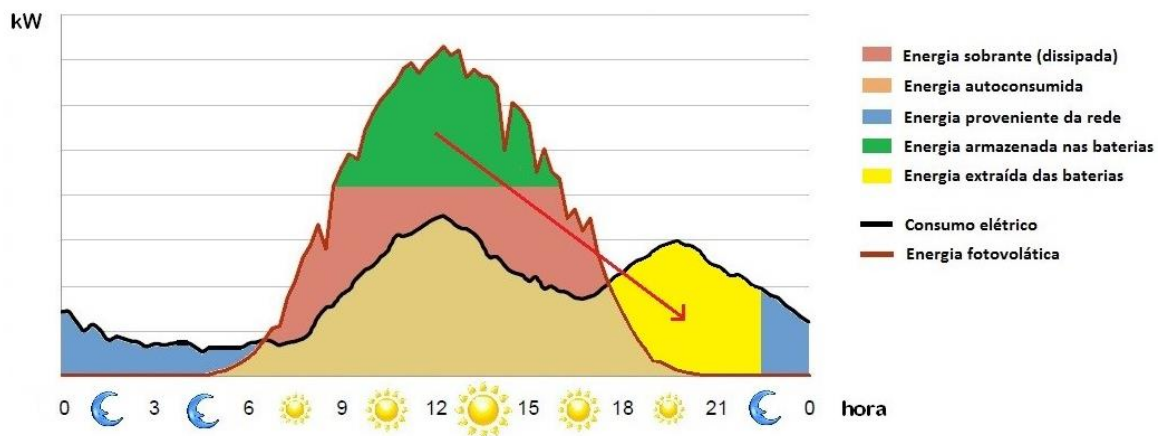


Figura 3.6 – Diagrama de produção de um sistema de autoconsumo com sistema de armazenamento.

Na figura 3.6 observa-se que uma parte da energia produzida pelo sistema (entre as 9 e as 16 horas) não é automaticamente injetada na rede, sendo armazenada em baterias. Esta energia é utilizada no momento em que o sistema fotovoltaico não se encontra a produzir, mas o consumo elétrico da instalação de utilização é elevado (entre as 18 e as 22 horas).

Atualmente, a energia não consumida pela instalação de utilização é vendida ao CUR a um valor aproximado do preço de mercado da eletricidade e sem quaisquer incentivos. Uma utilização otimizada de toda a energia que se produz traduz-se numa maior poupança para o produtor por permitir uma redução na fatura de aquisição de energia de valor superior ao da energia não adquirida. [10]

3.1.6 Dimensionamento de uma Instalação Fotovoltaica

Um sistema de produção fotovoltaico deve ser dimensionado tendo em conta a individualidade da instalação de utilização. Aspectos técnicos e económicos devem ser considerados, num processo iterativo que leva a uma escolha otimizada do conjunto de equipamentos a instalar. [11]

Para o dimensionamento de um sistema pode seguir-se uma sequência de cinco processos apresentados de seguida: [11] [12]

- Determinação das necessidades energéticas do consumidor: este procedimento passa por realizar o levantamento das potências dos equipamentos existentes na instalação de utilização.
- Determinar a energia solar recuperável no local da instalação: este processo pode ser realizado recorrendo a um simulador ou recolhendo medições no local da instalação.
- Escolher os módulos fotovoltaicos a utilizar: esta escolha pode ser feita com base numa análise económica ou tecnológica dos equipamentos existentes no mercado.
- Determinação das capacidades dos equipamentos: neste momento são escolhidos os equipamentos a utilizar, tais como inversor, regulador de carga ou baterias.
- Cálculo das canalizações e proteções a instalar: cablagem e elementos de proteção são dimensionadas de acordo com as potências dos equipamentos e legislação existente.

3.1.7 Vantagens e Desvantagens dos Sistemas Fotovoltaicos

Atualmente, os sistemas fotovoltaicos são a fonte de produção de energia renovável mais promissora. A quase total ausência de poluição, aliada a um conjunto de equipamentos sem risco de danos devido a intempéries e a uma produção de energia sem criação de ruído ou cheiros faz com que estes sistemas se destaquem das demais possibilidades. Os sistemas fotovoltaicos são ainda caracterizados por serem de fácil instalação, terem uma quase não existente necessidade de manutenção e ainda um tempo de vida elevado. [4] [13] [16]

Em Portugal, o potencial de aproveitamento de energia solar é enorme e o futuro desta tecnologia fica cada vez mais promissor. O facto de termos já ultrapassado a paridade da rede prova que esta tecnologia se conseguiu afirmar. A paridade da rede ocorre quando os custos de produção de energia solar se tornam iguais aos custos da energia consumida

(adquirida ao comercializador), sendo que o custo de produção da energia solar engloba o valor do investimento em equipamentos e montagem do sistema. [14] [16]

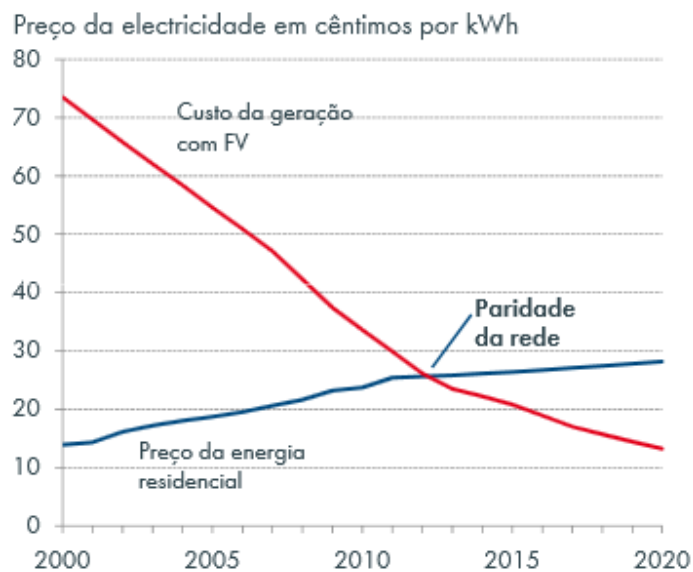


Figura 3.7 – Paridade da Rede.

Legalmente, de acordo com o decreto-lei 153/2014, a energia injetada na RESP proveniente de uma UPAC deve ser remunerada a um valor ligeiramente inferior do preço de mercado da eletricidade, o que torna difícil uma tecnologia que não se encontre em paridade com a rede se torne economicamente viável. [16]

A tecnologia solar apresenta como principal desvantagem os custos de implementação associados. Outra limitação do sistema solar fotovoltaico é o baixo rendimento no que toca à conversão de energia solar em elétrica. No entanto, estas desvantagens têm vindo a ser combatidas com os avanços tecnológicos do sistema e o investimento económico nesta tecnologia tem-se tornado mais interessante. [16]

3.2. SISTEMA EÓLICO

Um sistema eólico utiliza a energia cinética contida no vento para gerar energia elétrica. [17]

3.2.1 Princípio de Funcionamento

Um sistema eólico funciona sobretudo devido ao vento. O vento é o movimento de massas de ar desde uma zona de alta pressão para uma zona de baixa pressão. O vento existe devido à ação do sol que aquece a superfície da terra de forma disforme, causando a ocorrência de diferentes níveis de pressão em diferentes áreas da superfície do planeta. O vento é por isso

o movimento da massa de ar a baixa pressão que se move para preencher o espaço da massa de ar quente que sobe. [18]

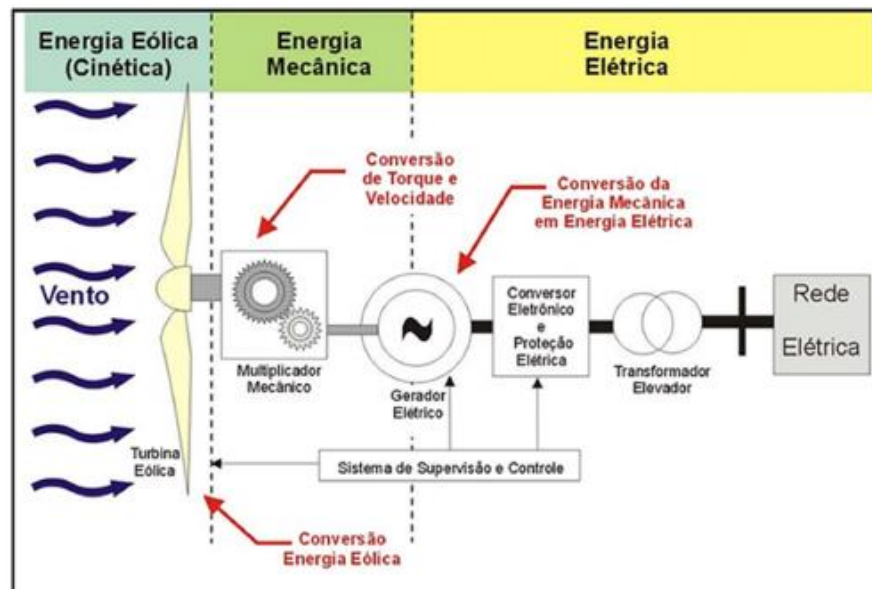


Figura 3.8 – Princípio de conversão de energia de um sistema eólico.

Atualmente utilizam-se turbinas com a forma de catavento ou moinho para produzir energia elétrica – os aerogeradores. Os aerogeradores são constituídos por pás que, ao girarem, acionam um alternador que produz energia elétrica. [18] [19]

3.2.2 Tipos de Turbinas

Existem essencialmente dois tipos de turbinas eólicas, cuja distinção consiste na posição do eixo. As turbinas de eixo vertical são as mais comuns, sendo utilizadas na maioria das grandes e pequenas aplicações. As turbinas eólicas de eixo horizontal são pouco utilizadas por se tratar de uma tecnologia com mais requisitos de manutenção e condições de exploração menos favoráveis. [17] [18]



Figura 3.9 – Turbina eólica de eixo vertical.



Figura 3.10 – Turbina eólica de eixo horizontal.

3.2.3 Elementos de um Sistema Eólico

Um sistema de produção para autoconsumo eólico varia em dimensão de acordo com as necessidades do produtor e o espaço disponível para a sua instalação. No entanto, os componentes necessários para a instalação de uma sistema deste tipo não variam. O aerogerador é o elemento principal do sistema, responsável pela transformação da energia. Os equipamentos auxiliares são o regulador de carga, o inversor e opcionalmente baterias de armazenamento. [18] [19]

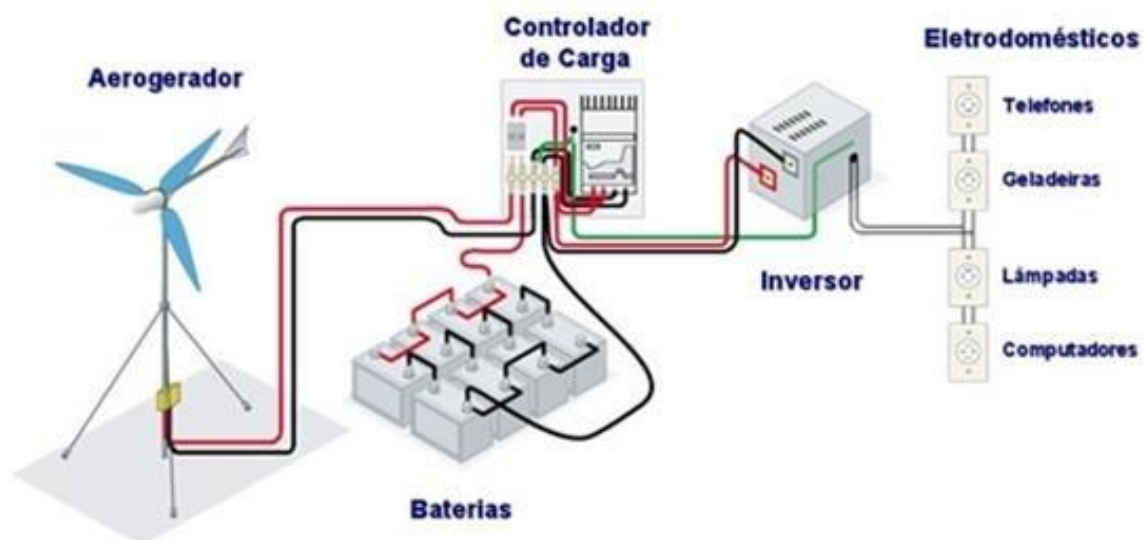


Figura 3.11 – Exemplo de sistema micro eólico.

3.2.4 Armazenamento da Energia

Um sistema eólico de produção para autoconsumo com ligação à RESP não está condicionado a possuir sistema de armazenamento de energia. No entanto, a utilização de baterias torna possível contornar ligeiramente as condições de imprevisibilidade e intermitência do vento. A energia produzida e que não é consumida instantaneamente pode assim ser consumida mais tarde, em períodos de ausência de vento. [19]

Atualmente, dois tipos de baterias são comuns em aplicações eólicas domésticas. As baterias do tipo monoblocos, que são semelhantes às baterias dos automóveis, são escolhidas por terem um custo mais baixo. Contudo, as baterias estacionárias apresentam um tempo de vida consideravelmente superior ao das monoblocos e ainda uma maior versatilidade, permitindo a obtenção de diferentes níveis de tensão no armazenamento. Particularmente no caso dos sistemas eólicos domésticos, a escolha de baterias estacionárias acaba por ser a escolha mais interessante. [19]

3.2.5 Vantagens e Desvantagens dos Sistemas Eólicos

As principais vantagens da utilização de um sistema eólico residem no facto de ser uma energia inesgotável (enquanto houve sol haverá vento) e de ser uma energia limpa. Um sistema eólico não emite gases de efeito de estufa nem gera resíduos. Estes sistemas possuem ainda uma boa rentabilidade se foram instalados num local geograficamente apropriado. [20]

Os sistemas eólicos domésticos não obtiveram uma grande afirmação no mercado devido ao facto de proporcionarem uma produção intermitente e incerta. São sistemas que causam um impacto visual na zona onde são instalados e que produzem ruído quando se encontram em funcionamento, o que é uma situação pouco favorável à sua implementação em zonas urbanas. Questões naturistas podem também ser levantadas pelo perigo que a rotação das pás dos aerogeradores representa para a avifauna. [17] [20]

Os sistemas micro eólicos podem ter o potencial para criar impacto na produção de eletricidade para autoconsumo, mostrando ser uma tecnologia promissora principalmente para zonas costeiras ou em zonas geográficas de elevada altitude. [20]

3.3. SISTEMAS DE COGERAÇÃO

Um sistema de cogeração subentende a produção combinada de calor e eletricidade a partir da mesma fonte de energia primária. [22]

3.3.1 Princípio de Funcionamento

O princípio de cogeração consiste na produção simultânea de mais que um tipo de energia (calor e eletricidade, geralmente), utilizando na conversão uma única fonte primária de energia. Os sistemas de cogeração produzem energia de acordo com as necessidades da instalação de utilização, sendo que para maximizar os benefícios fornecidos os sistemas devem ser dimensionados de acordo com as necessidades de calor da instalação de utilização. [21]

Quando uma instalação tem simultaneamente necessidades de calor (para o aquecimento de águas sanitárias, por exemplo) e de eletricidade, como é o caso de uma habitação residencial, a energia térmica resultante da produção de eletricidade pode ser largamente recuperada e utilizada, gerando um impacto significativo na eficiência energética dessa habitação. A imagem seguinte apresenta um esquema de funcionamento de um sistema de cogeração, bem como as vantagens que este proporciona.

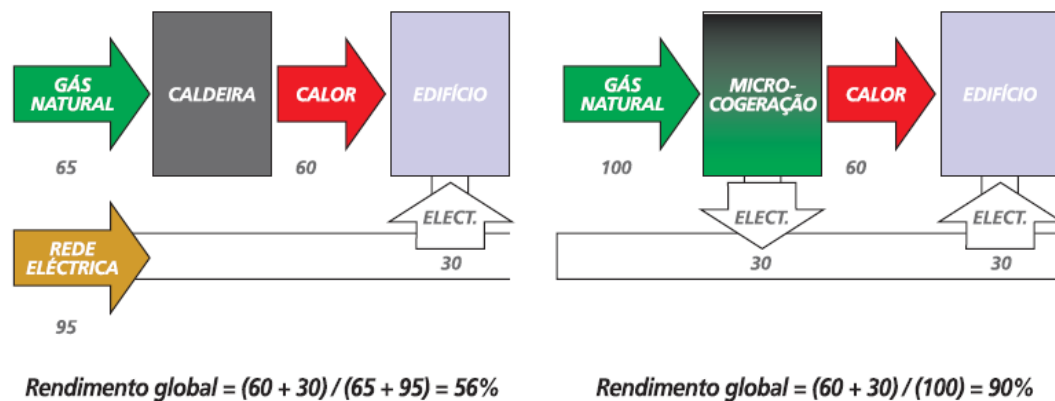


Figura 3.12 – Exemplo de sistema de cogeração e vantagens no rendimento global.

3.3.2 Tipos de Sistemas

Atualmente, as tecnologias existentes para sistemas de cogeração mais comuns são:

- Motores térmicos;
- Turbinas;
- Pilhas de combustível.

Estes três distintos equipamentos têm em comum a capacidade de produzirem eletricidade, em simultâneo com a libertação de calor a uma temperatura que possibilite o seu

aproveitamento. Um outro fator essencial e favorável a estes três tipos de sistemas é o facto de poderem ser produzidos a uma escala de dimensão e potência compatíveis com as necessidades existentes a um nível doméstico. [21]

3.3.2.1 Motores Térmicos

Os motores térmicos são largamente utilizados em unidades de micro-cogeração. Motores a gásóleo de pequenas dimensões são utilizados para substituir caldeiras de AQS (águas quentes sanitárias) e aquecimento de ambiente. Nestes casos, é ainda comum a instalação de um reservatório de acumulação de energia térmica para otimizar a exploração da unidade. [21] [22]

Atualmente, os motores *stirling* são também uma hipótese quando se pretende instalar um sistema de micro-cogeração recorrendo a um motor térmico. O motor *stirling* é um motor de combustão externa, que funciona a gás natural, onde o calor é transferido através de permutadores de calor de e para um fluido de trabalho que se encontra no interior do motor. Os motores *stirling* utilizam normalmente como fluido de trabalho hélio ou azoto por possuírem um reduzido calor específico permitindo grandes variações de temperatura e pressão com a transferência de calor. Estes motores são deveras silenciosos e adequam-se a sistemas com pouca variação de carga nos regimes de funcionamento. A principal desvantagem dos motores *stirling* é o tempo de aquecimento, não sendo possível realizar um arranque imediato do sistema. [22]



Figura 3.13 – Unidade de micro-cogeração com reservatório.

3.3.2.2 Turbinas a Gás

As turbinas a gás são encontradas em aplicação de micro-cogeração acopladas ao rotor de um alternador para produção de eletricidade. Estas unidades utilizam ainda sistemas de eletrónica de potência para garantir uma frequência em sincronismo com a da rede pública, 50 Hz. [21]

Permutadores de calor são utilizados para realizar a recuperação de calor a partir dos gases quentes de exaustão da turbina. A função dos permutadores de calor nestas unidades é produzirem água quente. A facilidade de instalação e de ligação à rede são a grande vantagem destes sistemas. [21]

3.3.2.3 Pilhas de Combustível

As pilhas de combustível são uma tecnologia capaz de converter oxigénio com hidrogénio em energia elétrica, vapor de água. O hidrogénio para esta unidade pode ser obtido através de uma reformação do gás natural, embora um hidrocarboneto possa também ser utilizado (ao processo de conversão de energia acresce a libertação de dióxido de carbono). [21]

Para sistemas de micro-cogeração, diversos tipos de pilhas de combustível podem ser utilizados, tais como:

- AFC (Alkaline Fuel Cell)
- PEM (Proton Exchange Membrane)
- PAFC (Phosphoric Acid Fuel Cell)

Estes sistemas consideram-se como os mais adequados a aplicações domésticas por possuírem temperaturas de funcionamento relativamente baixas quando comparados com as restantes tecnologias e pelas respetivas potências típicas de utilização. [21]

Tabela 3.2 – Aspetos técnicos das pilhas de combustível.

<i>Tipo de pilha</i>	<i>Eletrólito</i>	<i>Combustível</i>	<i>Temperatura de funcionamento (° C)</i>	<i>Rendimento elétrico (%)</i>	<i>Potência típica (kW)</i>
AFC	Hidróxido de potássio	H ₂ puro	60 – 9018	55 – 60	< 7

<i>PEM</i>	Membrana de polímero	H ₂ puro	70 – 90	35 – 45	5 – 250
<i>PAFC</i>	Ácido fosfórico	H ₂	200	35 – 45	200

3.3.3 Elementos de um Sistema de Cogeração

Um sistema doméstico de cogeração pode ser instalado numa residência como um sistema complementar ou substituto do equipamento de produção exclusiva de energia térmica. Caldeiras murais são atualmente muito frequentes em habitações residenciais para produção de águas quentes sanitárias e aquecimento ambiente. Uma unidade de micro-cogeração, independentemente do tipo de sistema escolhido, é capaz de satisfazer as necessidades de água quente do edifício e produzir eletricidade simultaneamente. [23]

Associados a um sistema de cogeração, e à semelhança das demais tecnologias de produção para autoconsumo, equipamentos conversão de potência da eletricidade produzida e de ligação à rede elétrica de serviço público devem ser instalados. Também uma ligação ao sistema de aquecimento de águas e/ou ao reservatório de acumulação é necessária quando se instala uma unidade de cogeração doméstica. [23]

3.3.4 Vantagens e Desvantagens da Cogeração

Sistemas de cogeração, comparativamente a outras tecnologias de produção para autoconsumo, destacam-se no que toca à eficiência global do sistema. Um sistema de micro-cogeração bem dimensionado resulta numa considerável redução no consumo de energia primária. Os motores a gás, por serem os que apresentam melhores performances, e com baixas emissões de dióxido de carbono, são também um ponto a favor desta tecnologia. [23]

As principais desvantagens da utilização da tecnologia de cogeração em aplicações para autoconsumo incidem na falta de maturidade e de oferta de mercado dos sistemas domésticos de cogeração. O facto de não se tratar de um sistema com uma fonte de energia renovável pode também ser tido em conta, dada a existência de várias alternativas mais sustentáveis. Além disso, a viabilidade económica destes sistemas tem uma forte dependência do número

de horas de utilização à plena carga, pelo que nem sempre é possível obter um retorno financeiro em pouco tempo. [23]

Uma evolução nos sistemas existentes de modo a tornar o investimento financeiro mais interessante ou no sentido de utilizar uma fonte primária de energia renovável pode ser a condição que falta para uma maior inserção da cogeração no autoconsumo.

4. CONSUMO RESIDENCIAL DE ELETRICIDADE

O conhecimento dos padrões de consumo residenciais é essencial quando se aborda o tema do autoconsumo. Perfis típicos de consumo serão analisados em conjunto com valores reais de consumo anual de habitações fornecidos pela Energaia. Adicionalmente, serão também apresentados os períodos horários de entrega de energia elétrica a clientes finais de baixa tensão.

4.1. PERFIS DE CONSUMO

A obtenção de informação sobre os consumos elétricos dos clientes é essencial para determinar as quantidades a utilizar nos cálculos das tarifas. Neste sentido, diagramas de carga tipo para os diferentes níveis de tensão e opção tarifária foram necessários para classificar os diferentes consumidores existentes. Trabalhos intitulados de “Caracterização de consumidores e redes, Atualização dos perfis BTN para 2007” e “Definição de perfis iniciais e finais para consumidores BTE, Versão 2007” efetuados pelo INESC Porto e pelo INESC Coimbra foram apresentados pela EDP Distribuição para suportar a proposta de

perfis de consumo tipo aplicáveis a consumidores do Mercado Livre e do CUR. Destes trabalhos resultaram um perfil aplicável a consumidores BTE, três perfis distintos referentes a consumidores BTN e ainda um aplicável à IP. [24]

4.2. PERFIS DE CONSUMO BTN

Para uma maior aproximação dos valores dos perfis tipo aos consumos reais dos diferentes consumidores em regime BTN, resultou dos trabalhos realizados uma segmentação deste grupo de consumidores em três classes apresentadas na seguinte tabela.

Tabela 4.1 – Segmentação de consumidores nos perfis de consumo para BTN.

	Potência Contratada (kVA)	Energia (kWh)
<i>Classe A</i>	> 13,8	Qualquer
<i>Classe B</i>	≤ 13,8	> 7140
<i>Classe C</i>	≤ 13,8	< 7140

4.2.1 Consumidores Classe A

O perfil obtido para consumidores BTN de classe A em 2007 é apresentado pela seguinte figura.

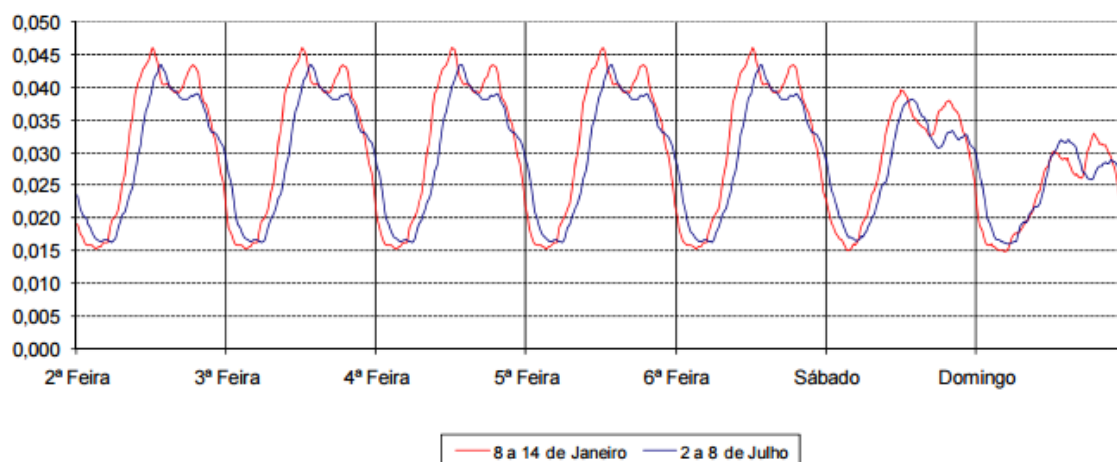


Figura 4.1 – Perfil de consumo para BTN classe A em 2007.

Neste segmento está inserida a maioria dos consumidores profissionais em BTN. O perfil semanal regular e com pouca variação entre os períodos húmido e seco associado a níveis de potência contratada superiores a 13.8 kVA aponta para uma utilização profissional deste tipo de instalações.

4.2.2 Consumidores Classe B

O perfil obtido para consumidores BTN de classe B em 2007 é apresentado pela seguinte figura.

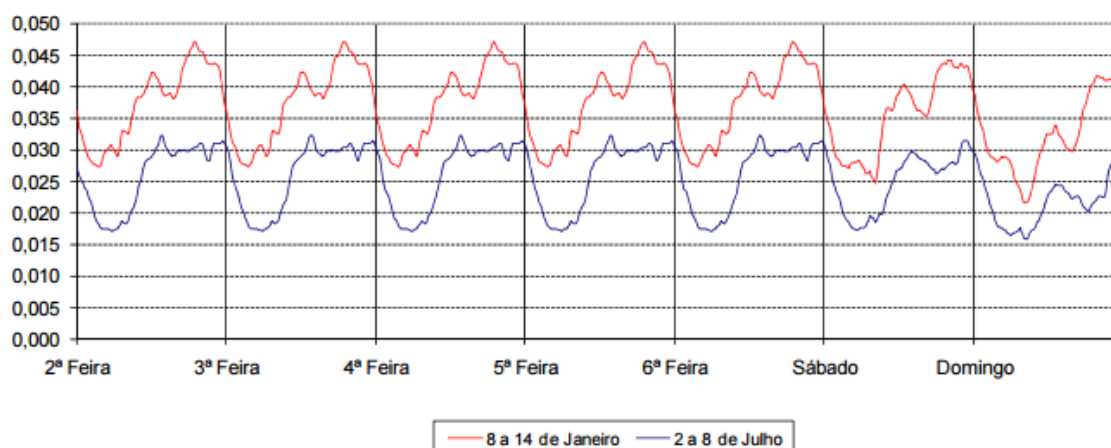


Figura 4.2 – Perfil de consumo para BTN classe B em 2007.

O grupo de consumidores BTN de classe B apresenta-se como um grupo de transição entre os consumidores de classe A (maioritariamente profissionais) e os consumidores classe C (maioritariamente residenciais). Neste segmento, pode-se já verificar uma diferença significativa entre os consumos no período seco (de 2 a 8 de Julho) e no período húmido (de 8 a 14 de Janeiro), que demonstra necessidades energéticas de aquecimento por parte dos consumidores.

4.2.3 Consumidores Classe C

O perfil obtido para consumidores BTN de classe C em 2007 é apresentado pela seguinte figura.

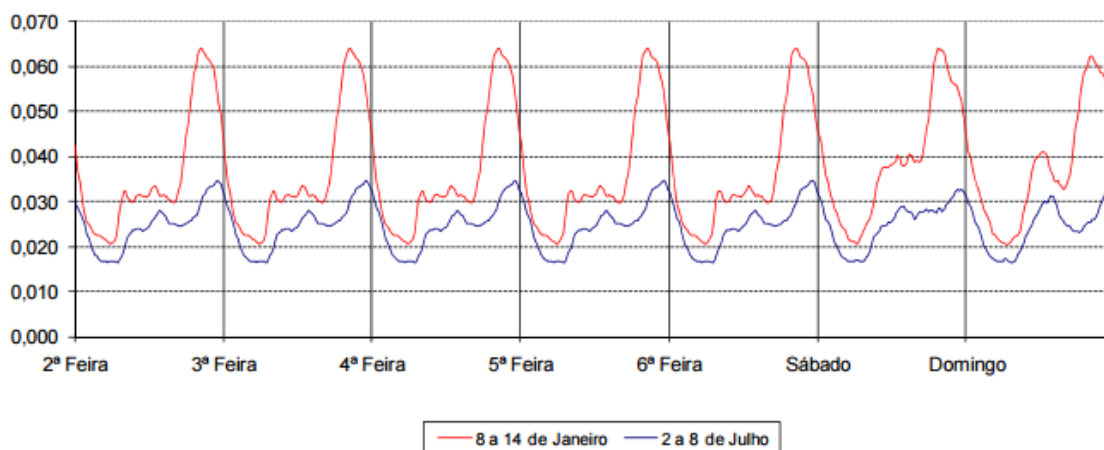


Figura 4.3 – Perfil de consumo para BTN classe C em 2007.

Os consumidores de classe C podem ser classificados como consumidores residenciais. As diferenças nas necessidades energéticas entre o período húmido e seco do ano e o facto dos períodos de maior consumo se verificarem após anoitecer apontam para o consumo residencial.

4.3. CARATERIZAÇÃO DA POTÊNCIA CONTRATADA EM BTN

Atualmente é possível realizar uma análise estatística dos consumidores portugueses de energia elétrica. Referente à baixa tensão normal, é importante perceber de que forma os consumidores se distribuem relativamente à opção tarifária escolhida e à potência contratada para as suas instalações.

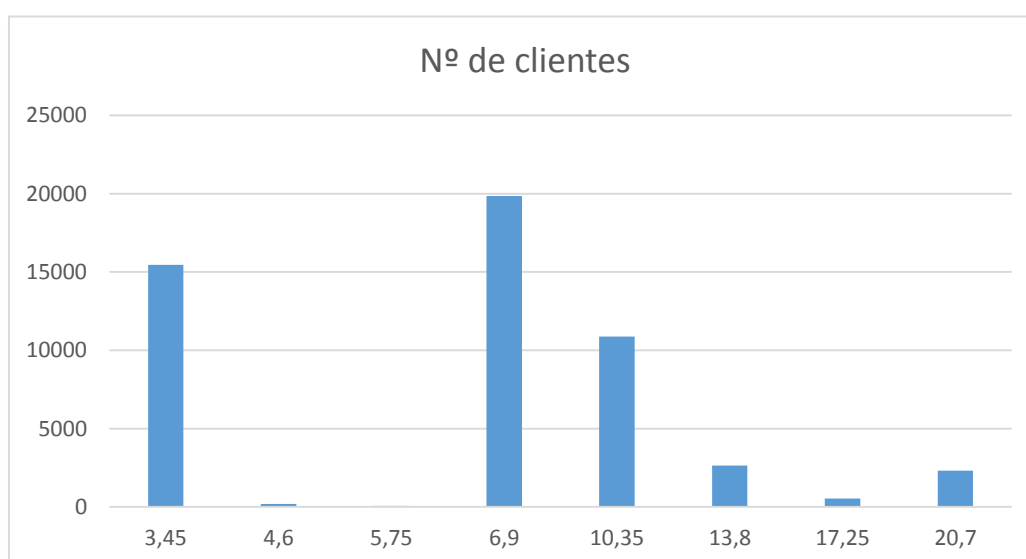


Figura 4.4 – Nº de clientes por valor de potência contratada.

Observa-se pelo gráfico anterior que as potências mais requisitadas para contrato, no regime de baixa tensão normal em Portugal são 3,45 kVA, 6,9 kVA e 10,35 kVA. No entanto, à informação sobre a escolha de potência por parte dos consumidores deve juntar-se uma análise da distribuição desses mesmos clientes por opção tarifária de modo a compreender de que forma a energia é comercializada em BTN.

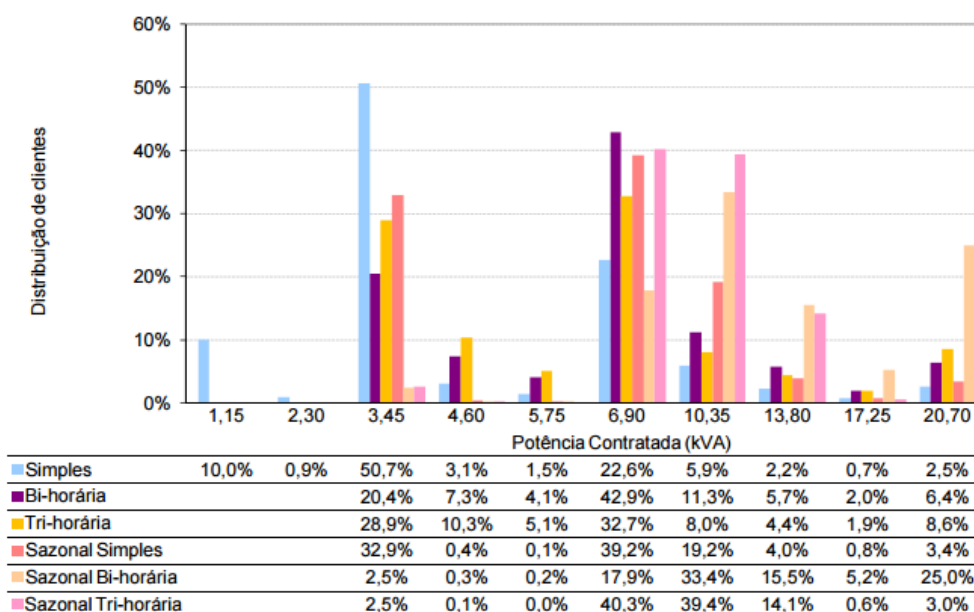


Figura 4.5 - Utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária.

4.4. PERÍODOS HORÁRIOS E TARIFAS

Os períodos horários de entrega de energia elétrica a clientes finais, previstos nos artigos 27º e 28º do Regulamento Tarifário são diferenciados. Para o efeito, os clientes BTN e BTE devem considerar um ciclo diário para os períodos legais de Verão e de Inverno.

Tabela 4.2 – Distribuição dos períodos trimestrais ao longo do ano.

Período	Duração
I e IV	Desde 31 de Outubro até 30 de Março
II e III	Desde 30 de Março até 31 de Outubro

Ciclo diário para BTE e BTN em Portugal Continental			
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

Figura 4.6 – Ciclo diário para BTN e BTE em Portugal Continental.

Na análise dos períodos horários para consumidores em regime BTN existem ainda as demais considerações a fazer:

- O período horário de vazio aplicável nas tarifas com dois e três períodos horários engloba os períodos horários de vazio normal e de super vazio.
- O período horário de fora de vazio aplicável nas tarifas com dois períodos horários engloba os períodos horários de ponta e cheias.

Atualmente existem dois tipos de tarifas distintos aplicáveis aos consumidores de energia elétrica – a **tarifa de acesso às redes** e a **tarifa de venda a clientes finais**.

A tarifa de acesso às redes é paga por todos os consumidores pelo uso das redes de distribuição e transporte de eletricidade e pelo uso global do sistema.

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN (<=20,7 kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15	1,25	0,0411
	2,3	2,50	0,0823
	3,45	3,75	0,1234
	4,6	5,00	0,1645
	5,75	6,26	0,2057
	6,9	7,51	0,2468
	10,35	11,26	0,3702
	13,8	15,01	0,4936
	17,25	18,77	0,6170
	20,7	22,52	0,7404
Energia activa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,0921	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1233	
	Horas de vazio	0,0382	
Tarifa tri-horária	Hora ponta	0,2384	
	Hora cheia	0,0936	
	Hora vazio	0,0382	

Figura 4.7 – Tarifa de acesso às redes em BTN.

Em Portugal, desde 1 de Janeiro de 2013, as tarifas de venda a clientes finais publicadas pela ERSE passaram a ser de carácter transitório. Durante o período de transição o comercializador de último recurso é obrigado a fornecer electricidade aos clientes finais que ainda não tenham contratado no mercado livre o seu fornecimento.

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN (<=20,7 kVA e >2,3 kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	3,45	4,75	0,1561
	4,6	6,17	0,2030
	5,75	7,59	0,2496
	6,9	9,01	0,2962
	10,35	13,26	0,4360
	13,8	17,51	0,5758
	17,25	21,77	0,7156
	20,7	26,02	0,8554
Energia activa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples <=6,9 kVA		0,1587	
Tarifa simples >6,9 kVA		0,1602	
Tarifa bi-horária <=6,9 kVA	Horas fora de vazio	0,1853	
	Horas de vazio	0,0978	
Tarifa bi-horária >6,9 kVA	Horas fora de vazio	0,1890	
	Horas de vazio	0,0986	
Tarifa tri-horária <=6,9 kVA	Horas de ponta	0,2106	
	Horas de cheias	0,1675	
Tarifa tri-horária >6,9 kVA	Horas de vazio	0,0978	
	Horas de ponta	0,2144	
	Horas de cheias	0,1704	
	Horas de vazio	0,0986	

Figura 4.8 – Tarifa transitória de venda a clientes finais em BTN.

4.5. DIAGRAMAS DE CARGA

Diagramas de carga apresentam as estruturas de consumos obtidas para as diferentes opções tarifárias.

4.5.1 Diagrama de Carga BTN Bi-horária

Para a opção tarifária BTN Bi-horária utilizou-se como base o perfil de consumo apresentado na seguinte tabela.

Tabela 4.3 – Perfil de consumo ponderado para BTN Bi-horária.

BTN Classe A	29 %
BTN Classe B	28 %
BTN Classe C	43 %

As seguintes estruturas de consumo foram obtidas para esta opção tarifária.

BTN 2H	Ponta	Cheias	Vazio
Período I, IV	69%	52%	54%
Período II, III	31%	48%	46%

Figura 4.9 – Repartição da energia de vendida em ponta, cheias e vazio pelos períodos sazonais em BTN Bi-horária.

4.5.2 Diagrama de Carga BTN Simples

Para a opção tarifária BTN simples utilizou-se como base o perfil de consumo apresentado na seguinte tabela.

Tabela 4.4 – Perfil de consumo ponderado para BTN Simples.

BTN Classe A	12 %
BTN Classe B	0 %
BTN Classe C	88 %

As seguintes estruturas de consumo foram obtidas para esta opção tarifária.

BTN Simples	Ponta	Cheias	Vazio Normal	Super Vazio
Período I, IV	10%	26%	16%	6%
Período II, III	4%	22%	13%	5%

Figura 4.10 – Repartição da energia em BTN Simples.

4.6. CONSUMOS REAIS

Os consumos residenciais podem ser representados por perfis de consumo típicos e diagramas de carga. No entanto, foi analisada informação real sobre os consumos de energia elétrica de seis habitações unifamiliares localizadas em Vila Nova de Gaia. Estas residências estão equipadas com sistemas de monitorização não intrusiva de cargas.

4.6.1 Non Intrusive Load Monitoring

A monitorização não intrusiva de cargas ou *Non Intrusive Load Monitoring* (NILM) recorre normalmente à instalação de um sensor no quadro elétrico principal da instalação. Este tipo de sistemas têm um baixo custo de implementação comparativamente com os sistemas intrusivos, devido a uma redução substancial no número de sensores a instalar na instalação.

Sistemas NILM podem fornecer informação a um nível muito próximo dos sistemas intrusivos quando associados a algoritmos de desagregação de cargas. Conhecendo os equipamentos em funcionamento na instalação monitorizada e as suas assinaturas elétricas podem ser atingidas performances muito interessantes na desagregação de cargas. [27]

4.6.2 Consumos Efetivos

Através de uma plataforma na internet e utilizando as credenciais de acesso da Energaia, os consumos de energia elétrica de seis instalações foram analisados. A informação estava disponibilizada sob a forma de gráficos de barras, com possibilidade de exportar valores para uma folha de cálculo.

Relativamente a cada instalação foram observados gráficos de consumo ao minuto, consumo horário, consumo mensal e consumo anual.

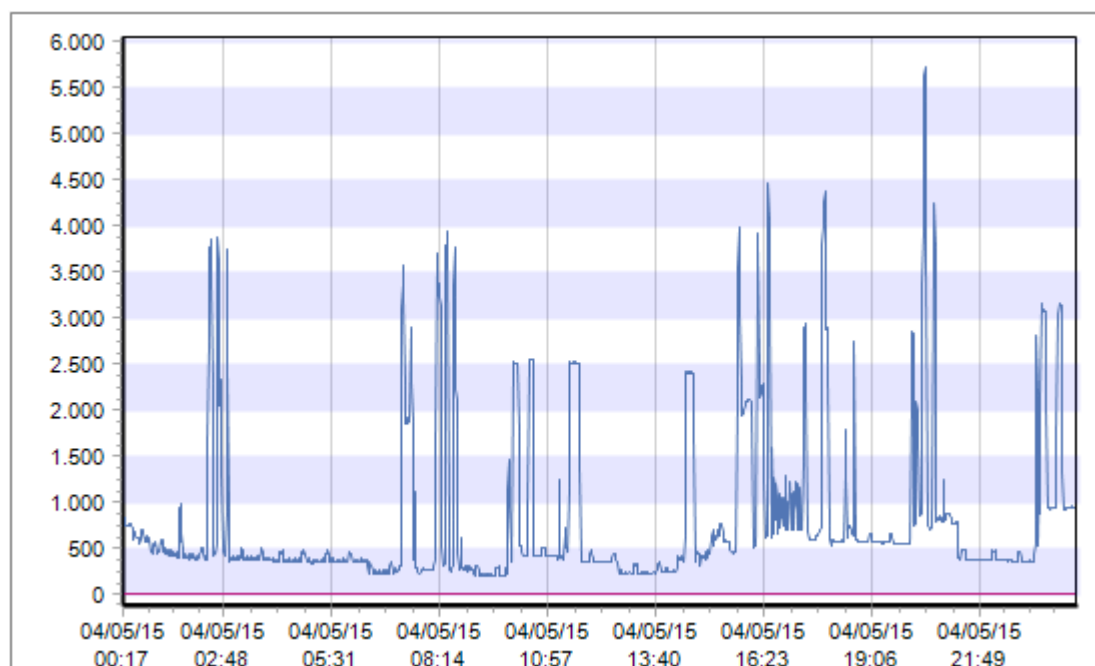


Figura 4.11 – Gráfico de consumo ao minuto para o dia 4 de Maio de 2015.

4.6.3 Habitações Analisadas

As seis habitações analisadas apresentam consumos de energia elétrica distintos. A seguinte tabela apresenta um resumo das suas características.

Tabela 4.5 – Características das habitações analisadas.

<i>Habitação</i>	<i>Potencia Contratada (kVA)</i>	<i>Consumo Anual (kWh)</i>
1	10,35	5907,664
2	6,9	4413,399
3	13,8	6220,125
4	10,35	5396,892
5	13,8	6182,538
6	20,7	12483,775

5. PROCEDIMENTO

Utilizando o *Microsoft Excel* e o *Visual Basic* foram realizadas simulações que modelizam um conjunto de dados de entrada de modo a obter resultados conclusivos sobre a implementação de sistemas solares fotovoltaicos em habitações residenciais. Estas simulações foram realizadas com base numa metodologia e em parâmetros fixos e variáveis.

5.1. PERFIL DE PRODUÇÃO FOTOVOLTAICO

Atualmente existem várias alternativas para obter perfis de produção de energia elétrica fotovoltaica. É já possível obter estimativas dos valores de produção para localizações geográficas. O PVGIS (*Photovoltaic Geographical Information System*) é um *software* gratuito que fornece um inventário dos recursos de energia solar e avaliação da produção de eletricidade a partir de sistemas fotovoltaicos para uma determinada localização geográfica. A distribuição da irradiação solar ao longo do dia para os diferentes meses pode também ser obtida recorrendo ao PVGIS. Com esta informação referente às localizações geográficas das instalações de consumo de energia elétrica estudadas em 4.7 é possível obter valores realistas do potencial de produção de energia elétrica a partir de sistemas fotovoltaicos.

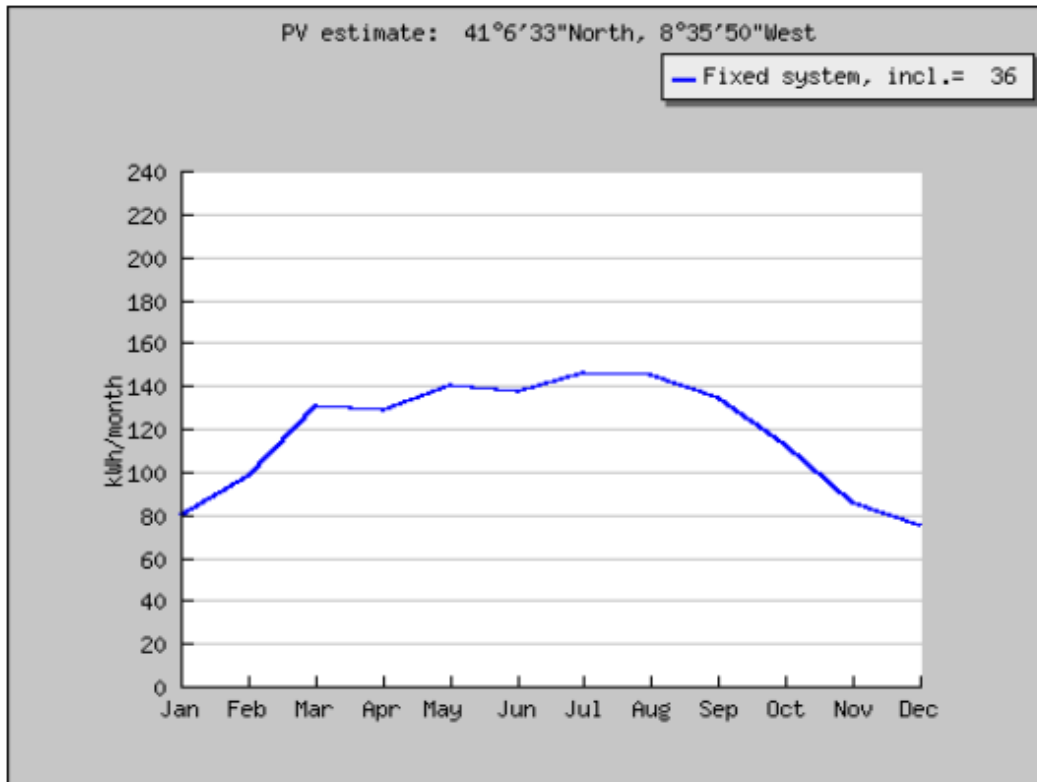


Figura 5.1 – Estimativa de produção mensal com um sistema de 1 kWp, na habitação 1.

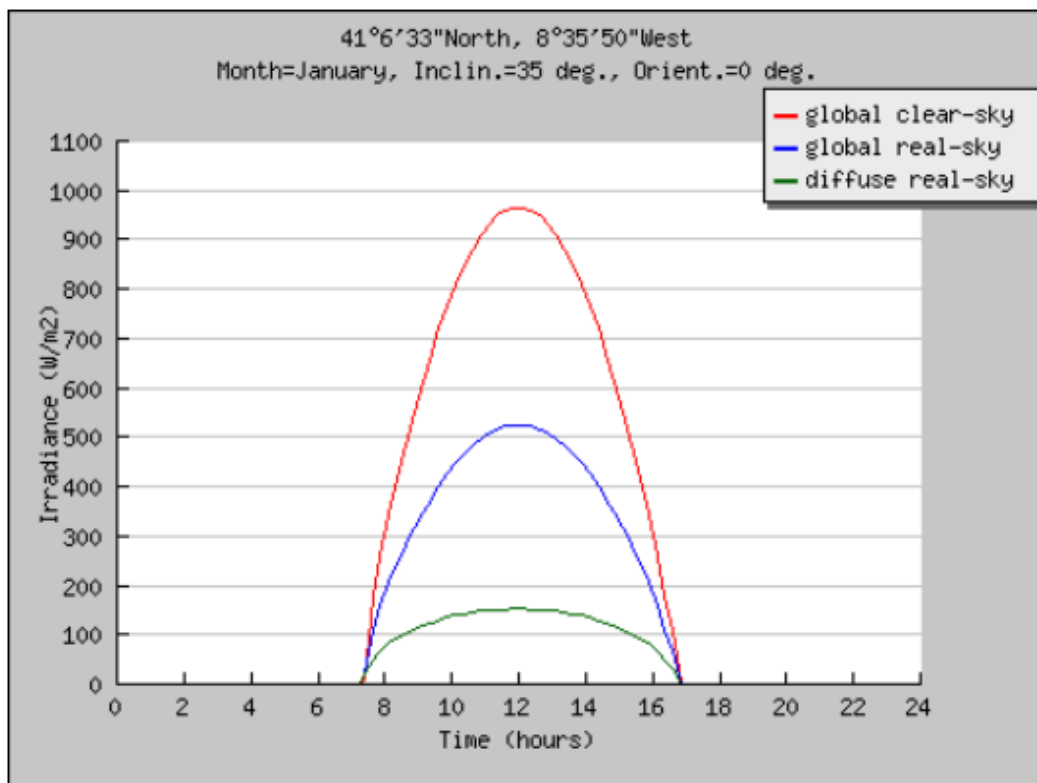


Figura 5.2 – Distribuição da irradiação solar ao longo de um dia de Janeiro, na habitação 1.

5.2. PRODUÇÃO FOTOVOLTAICA POR PERÍODO HORÁRIO

A produção fotovoltaica ocorre, como se pode observar pela figura 5.2 (só existe produção nos períodos de radiação solar), durante um intervalo de tempo específico de cada dia. Considerando a possibilidade da utilização de sistemas em instalações com tarifários bi-horário ou tri-horário, é essencial para calcular os proveitos resultantes perceber de que forma a produção fotovoltaica se distribui ao longo dos períodos horários.

Neste estudo, pelo facto de se tratarem de instalações BTN, considerou-se a seguinte distribuição da produção fotovoltaica pelos três períodos horários. Os valores apresentados são obtidos através da sobreposição do perfil típico de produção fotovoltaica da região de Vila Nova de Gaia com a distribuição horária ao longo do dia dos períodos de pontas, cheias e vazio.

Tabela 5.1 – Distribuição da produção fotovoltaica pelos períodos horários.

	Pontas	Cheias	Vazio
I e IV	16 %	77 %	7 %
II e III	25 %	64 %	11 %

5.3. ENERGIA AUTOCONSUMIDA

A energia autoconsumida representa a parte da energia produzida pela UPAC que é consumida pela instalação de utilização. A energia que não é consumida pela instalação é injetada na RESP e adquirida pelo Comercializador de Último Recurso (CUR). Em sistemas sem armazenamento e com sistemas fotovoltaicos de produção para autoconsumo, o valor de energia autoconsumida não aumenta proporcionalmente à potência instalada da UPAC.

Uma UPAC fotovoltaica tem a capacidade de produzir tanto mais energia quanto maior for a sua potência de pico. No entanto, essa produção só ocorre durante um determinado período do dia (quando há irradiação solar), o que limita o aproveitamento da energia produzida ao valor do consumo da instalação no mesmo momento.

Realizando um cruzamento de dados entre os valores da estimativa de produção de um sistema fotovoltaico com os de um perfil típico de consumo residencial de energia elétrica, que a percentagem de energia autoconsumida dificilmente ultrapassa os 40 % em sistemas sem armazenamento. O gráfico seguinte apresenta a variação da percentagem de energia autoconsumida, para aplicações no setor residencial, por nível de penetração. Denomina-se de nível de penetração ao quociente entre a potência de pico do sistema de produção e a potência contratada pela instalação de utilização.

Este fator é determinante nos resultados sobre o potencial das unidades fotovoltaicas de produção para autoconsumo pelo facto de a parte substancial dos possíveis proveitos residir no valor da energia que não é adquirida ao consumidor uma vez que se verifique o funcionamento da UPAC.

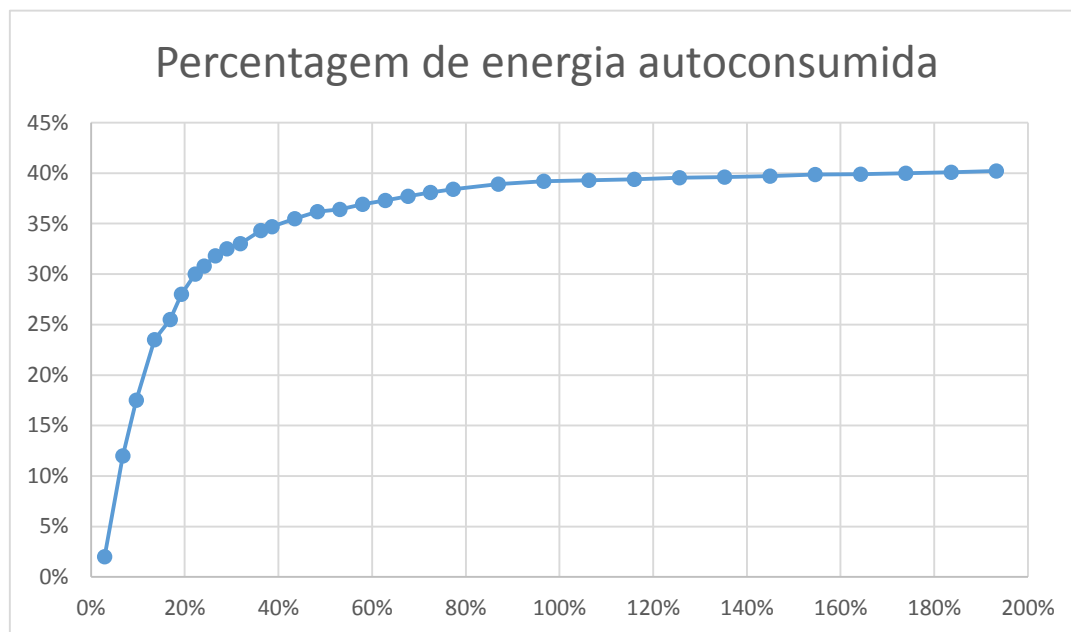


Figura 5.3 – Percentagem de energia autoconsumida por nível de penetração.

5.4. LCOE

Levelized Cost Of Energy (LCOE) é uma avaliação económica do custo de um sistema de produção de energia que inclui todos os custos ao longo da sua vida útil. Em termos práticos, é como se o consumidor adquirisse toda a energia a produzir no tempo de vida de uma instalação, sob a forma de investimento inicial. [30]

O cálculo do LCOE é realizado a partir da seguinte fórmula:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{It + Mt + Ft}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{Et}{(1+r)^t}} \quad (5.1)$$

Onde,

It = despesas de investimento no ano t , Mt = despesas de manutenção no ano t , Ft = despesas com combustível no ano t (é zero para sistemas fotovoltaicos), Et = produção de eletricidade no ano t , r = retorno expectável do investimento, t = tempo de vida do sistema.

O valor do LCOE é dado em euros por quilowatt-hora, e varia com os custos da tecnologia e da sua instalação, bem como com as despesas de manutenção. Deste modo, os sistemas com menor potência carecem de um custo por quilowatt pico mais elevado do que sistemas de maior potência. De acordo com os preços de mercado praticados, os custos dos sistemas e os valores do LCOE variam. Neste estudo, foram utilizados dados lançados pelo *Joint Research Centre of the European Commission* em 2013 que defendem um custo do sistema na ordem dos 1700 €/kWp para sistemas fotovoltaicos de dimensões inferiores a 25 kWp. Foi também divulgada a distribuição pela Europa dos valores dos LCOE de sistemas fotovoltaicos da mesma gama.

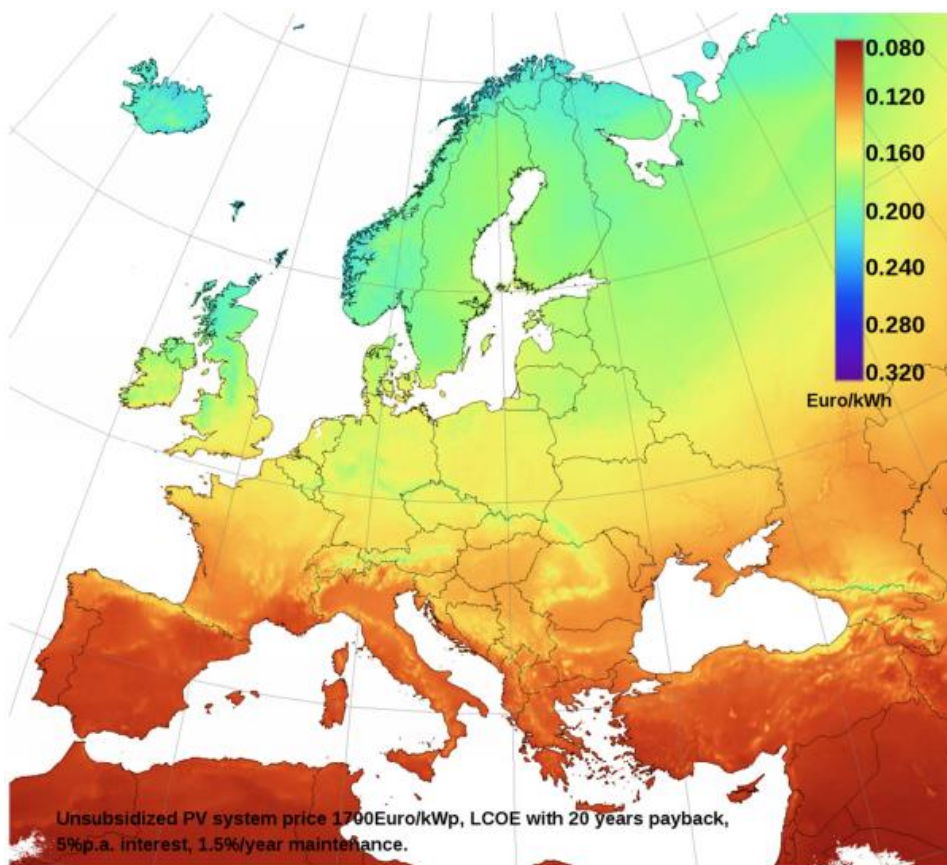


Figura 5.4 – Distribuição dos valores do LCOE fotovoltaico pela Europa.

Como se pode observar, o LCOE fotovoltaico em Portugal varia entre os 8 e os 10 cêntimos de euro por quilowatt hora. De acordo com estes dados, e dada a localização das habitações em estudo, o custo considerado para a energia produzida por uma unidade de produção para autoconsumo fotovoltaica será de 0.10 €/ kWh.

5.5. REMUNERAÇÃO DA ENERGIA INJETADA NA REDE

De acordo com o decreto lei 153/2014, de 20 de Outubro a remuneração da energia injetada na RESP é calculada pela aplicação da fórmula **1.1**. O preço a que a energia injetada será remunerada é variável mensalmente e é dada pela média aritmética simples dos preços de fecho do operador do mercado ibérico de energia para Portugal.

Os valores do preço de fecho diário estão disponíveis para consulta e foram utilizados para observar de que forma o valor da tarifa para remuneração do quilowatt hora de energia teria variado nos últimos 12 meses.

Tabela 5.2 – Valores de remuneração da energia injetada na RESP que seriam aplicados em Portugal nos últimos 12 meses.

Mês de aplicação	Tarifa para a remuneração da energia injetada na rede (€/kWh)
Junho de 2014	0.05385
Julho de 2014	0.05079
Agosto de 2014	0.05118
Setembro de 2014	0.06007
Outubro de 2014	0.05596
Novembro de 2014	0.04680
Dezembro de 2014	0.05069
Janeiro de 2015	0.05041
Fevereiro de 2015	0.04444
Março de 2015	0.04548
Abril de 2015	0.04814
Mai de 2015	0.04733

Analisando o período dos últimos 12 meses observa-se que a tarifa para a remuneração da energia injetada na rede por um sistema de produção variaria entre 0.04444 €/kWh (Fevereiro de 2015) e 0.06007 €/kWh (Setembro de 2014).

Para a realização deste estudo consideraram-se como valores de tarifa de remuneração da energia injetada mensais (OMIE, m na fórmula 1.1) os mesmos que se teriam praticados nos últimos 12 meses, sendo que os valores diários para os últimos doze meses foram obtidos da página de internet da Rede Elétrica Nacional (REN).

5.6. TAXAS E PREÇOS DE FORNECIMENTO

Duas portarias publicadas no Diário da República a 23 de Janeiro de 2015 determinam os valores das taxas a aplicar de acordo com os termos do decreto-lei 153/2014, de 20 de Outubro e ainda quais as tarifas de referência a aplicar à produção de energia elétrica.

De acordo com a portaria nº 14/2015 de 23 de Janeiro, as taxas referentes ao registo das UPAC são as seguintes:

- Potência instalada até 1,5 kW – 30 €.
- Potência instalada de 1,5 kW até 5 kW – 100 €.
- Potência instalada de 5 kW até 100 kW – 250 €.

É ainda de considerar uma taxa aplicável por inspeção periódica, no valor de 20 % da taxa aplicável ao registo.

5.7. DETERMINAÇÃO DA POTÊNCIA ÓTIMA PARA A UPAC UTILIZANDO LCOE

Determinar a potência da instalação de produção para autoconsumo de forma eficiente é uma mais-valia para quem pretende produzir energia elétrica na sua habitação. Nesse sentido foi criada uma ferramenta de cálculo de fácil utilização modeliza um conjunto de dados de entrada de modo a apresentar ao utilizador qual a potência de pico mais favorável à sua instalação.

5.7.1 Dados de Entrada

O utilizador do programa deve inserir cumulativamente os seguintes dados sobre a sua habitação:

- Potência contratada da instalação.
- Tarifário da instalação (simples, bi-horário ou tri-horário)
- Consumos mensais da instalação (últimos 12 meses).
- Estimativa de produção para a localização da habitação.
- Tarifa para remuneração da energia injetada na rede.
- Tarifa de venda de energia ao cliente (energia ativa e potência).

- Valor do LCOE – custo da produção de eletricidade.
- Valor do IVA.

5.7.2 Dados Calculados

Os resultados da simulação apresentam-se sob a forma de 11 principais dados de saída. Estes dados podem ser divididos em dois grupos, os valores energéticos e os valores monetários.

Os valores energéticos mostram, à medida que a potência instalada do sistema de produção fotovoltaico aumenta, a produção que o sistema possibilita, e de que forma essa energia é utilizada (autoconsumo ou injeção na rede).

Valores energéticos (kWh) calculados, mensais e anuais, para 33 UPAC com diferentes potências de pico:

- Energia produzida pelas UPAC.
- Energia autoconsumida.
- Energia adquirida ao comercializador.
- Energia injetada na rede.

Os valores monetários apresentam a variação dos custos e proveitos em função do aumento da potência de pico da UPAC. Apresentam a variação do valor da fatura energética anual da instalação, os proveitos com a energia que é produzida pela UPAC, e os custos de produção da mesma energia.

Valores monetários (€) calculados, mensais e anuais, para 33 UPAC com diferentes potências de pico:

- Fatura do consumo total da instalação sem autoprodução, com IVA.
- Fatura do consumo total da instalação com autoprodução, com IVA.
- Custo da produção da eletricidade baseado no LCOE.
- Custo do registo da UPAC.
- Proveitos provenientes da energia autoconsumida.
- Proveitos da remuneração da energia injetada na RESP.
- Proveitos anuais.

Também são apresentados ao utilizador gráficos de fácil interpretação da variação dos potenciais proveitos e custos com o aumento da potência de pico da UPAC e com a indicação de qual a potência indicada para a habitação em estudo.

Como resultado final é apresentado um gráfico da variação de proveitos anuais com a potência de pico da instalação. Estes proveitos são calculados através da subtração do valor dos custos (custo de produção LCOE + custo de registo da UPAC) ao valor total dos proveitos (proveitos com a energia autoconsumida + proveitos com energia injetada na rede).

Realizaram-se seis simulações de determinação da potência ótima para as seis habitações sobre as quais se têm informações reais sobre o consumo de energia elétrica. Os resultados destas simulações são apresentados e analisados no capítulo 6.

5.8. ANÁLISE ECONÓMICA

Consequentemente aos valores indicados pelo sistema de determinação da potência ótima (5.7), análises de viabilidade económica são realizadas com base em estimativas orçamentais.

5.8.1 Estimativas Orçamentais

Esta análise económica passa pela criação de estimativas orçamentais para os sistemas mais indicados para cada habitação e pela análise do seu custo em relação aos proveitos que advêm da sua instalação. Foi realizado um dimensionamento recorrendo ao *software online [sunny design web](#)* e também a uma procura pela oferta existente no mercado nacional referente a sistemas solares fotovoltaicos, e considerados todos os equipamentos necessários para a sua instalação. Optou-se pela escolha dos módulos fotovoltaicos *Panasonic HIT rear junction* pelo seu destaque na eficiência, como é apresentado na tabela 3.1. Para a escolha e dimensionamento dos inversores consultou-se o catálogo com especificações técnicas da *SMA Solar Technology AG*. Para os restantes custos de equipamentos e de instalação dos sistemas foi utilizado o catálogo de preços da *AS-solar*.

5.8.2 Segurança das Instalações

De modo a suprir todos os requisitos de segurança impostos pela legislação existente (decreto-lei 153/2014), foi considerada adicionalmente a secção 712 das RTIEBT que se dedica a instalações solares fotovoltaicas. Os equipamentos a utilizar foram determinados também atendendo à sua compatibilidade com os esquemas modelo para instalação de

sistemas fotovoltaicos domésticos disponibilizados pela DGEG e à conformidade com os esquemas publicados pela comissão técnica de normalização eletrotécnica.

5.8.3 Indicadores de Rentabilidade

O principal objetivo das análises económicas reside na verificação dos resultados do programa de determinação de potência ótima. Através de estimativas orçamentais atuais e reais pretende-se perceber se os valores de potência apresentados pelo programa se traduzem em investimentos rentáveis para o consumidor. Para isso, são calculados indicadores como o valor atual líquido do investimento, a sua taxa interna de rentabilidade e o tempo de retorno. O valor do investimento é calculado considerando todos os equipamentos necessários para a instalação do sistema e também todos os custos impostos legalmente para a exploração da mesma (taxa de registo e inspeção da UPAC).

É considerada uma taxa de atualização de 5 % e ainda um aumento anual do preço da energia de 3 %. O tempo de vida útil considerado para as instalações é de 15 anos.

VAL – Valor Atual Líquido. Representa a diferença entre o valor de mercado de um investimento e o seu custo. Matematicamente traduz-se na diferença entre somas algébricas de todos os *cash flows* positivos e negativos do projeto.

TIR – Taxa Interna de Rentabilidade. Valor da taxa de atualização que anula o VAL. É um indicador de viabilidade económica cujo critério de aceitação é satisfeito sempre que $TIR >$ taxa de atualização.

Tempo de Retorno (TR) ou Período de Recuperação do Capital (PRC) – Valor temporal necessário para a recuperação do capital investido. Este indicador tem a limitação de ser insensível ao momento de ocorrência dos *cash flows*.

6. ANÁLISE DE RESULTADOS

Os resultados obtidos nas simulações de determinação da potência ótima e nos estudos de análise de viabilidade económica realizados são expostos visando tirar conclusões sobre o desempenho e validade dos mesmos. Os gráficos apresentados neste capítulo mostram um conjunto de valores que variam com o nível de penetração. O nível de penetração, apresentado em percentagem, representa a potência da instalação fotovoltaica em função da potência contratada da habitação (uma instalação de 1 kW representa 10 % de nível de penetração numa habitação com potência contratada de 10 kW). Adicionalmente à análise efetuada neste capítulo, no anexo B são apresentadas tabelas com os resultados obtidos para os indicadores de energia e custo.

6.1. HABITAÇÃO 1 – 10,35 kVA (BTN SIMPLES)

A primeira habitação estudada é caracterizada por ter uma potência contratada de 10,35 kVA, um tarifário de baixa tensão normal simples e um consumo anual de 5907 kWh. Os indicadores (dados de saída) de energia são apresentados na figura 6.1, à medida que a potência do sistema de produção aumenta. Observa-se do gráfico que um sistema de produção entre 3.75 e 4 quilowatt pico (entre 36 % e 38 % da potência contratada) produz, na localização da habitação estudada a mesma quantidade de energia que é consumida

anualmente. Verifica-se também que a totalidade energia produzida pela UPAC e a energia injetada na rede aumentam paralelamente com o aumento da potência instalada.

A energia adquirida ao comercializador e a energia que é consumida na habitação apresentam um desenvolvimento simétrico. A energia adquirida ao comercializador diminui à medida que a potência do sistema fotovoltaico a instalar aumenta enquanto a energia proveniente da UPAC que é consumida na instalação aumenta na mesma proporção.

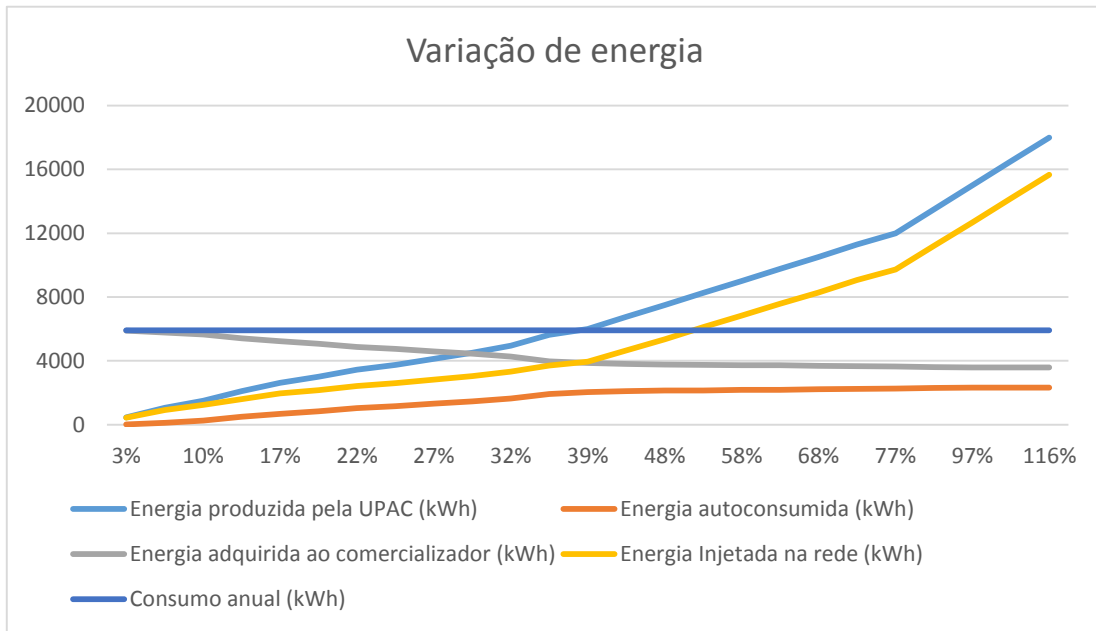


Figura 6.1 – Variação de energia anual por nível de penetração para uma habitação de 10,35 kVA com tarifário BTN Simples.

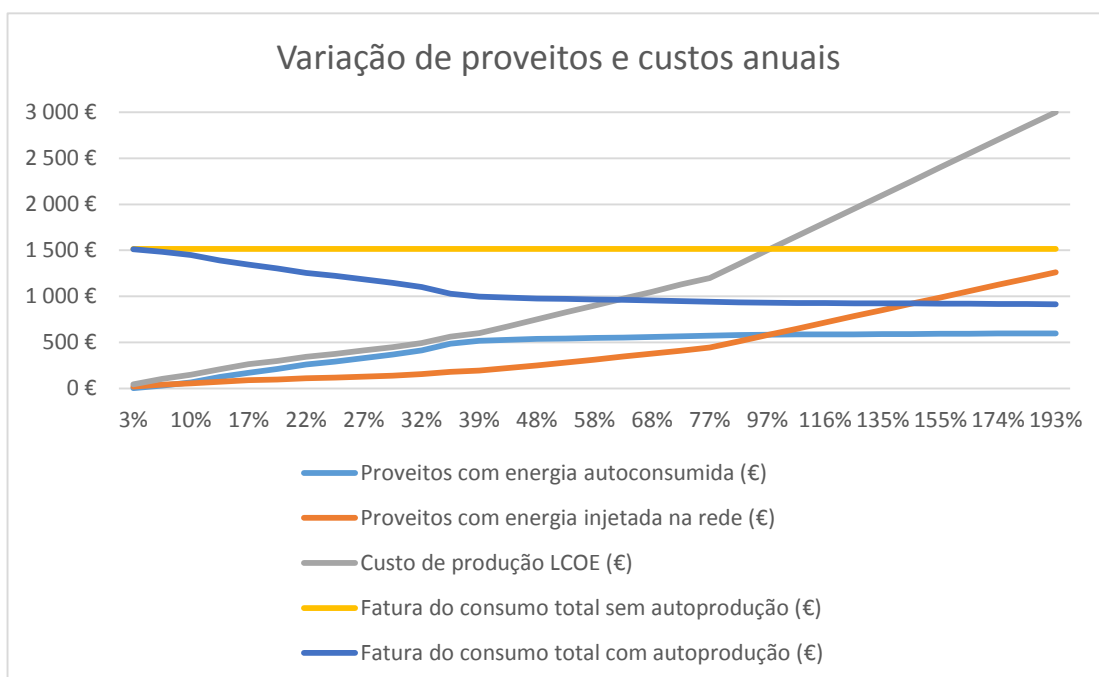


Figura 6.2 – Variação de proveitos e custos anuais por nível de penetração para uma habitação de 10,35 kVA com tarifário BTN Simples.

A variação de proveitos e do custo LCOE tem natureza crescente. No entanto verifica-se na curva dos proveitos com energia consumida na instalação uma saturação causada pelo facto de o potencial máximo de aproveitamento de energia produzida por uma UPAC nesta habitação ser de 40,2 %. O momento de saturação do aproveitamento de energia produzida é também o momento em que a diminuição no valor da fatura consumo anual com autoprodução se torna menos acentuada.

O custo de produção LCOE aumenta à medida que o sistema a instalar aumenta de potência instalada, assim como os proveitos com a energia injetada na rede. É importante observar que estes aumentos não ocorrem com a mesma intensidade e que os custos têm um crescimento mais agressivo do que o valor dos proveitos com a energia injetada na rede. Isto deve-se ao facto de, em Portugal, o custo de produção LCOE fotovoltaico ser de 0,10 €/kWh, enquanto a energia injetada na rede é remunerada a um valor médio de 0,05 €/kWh.

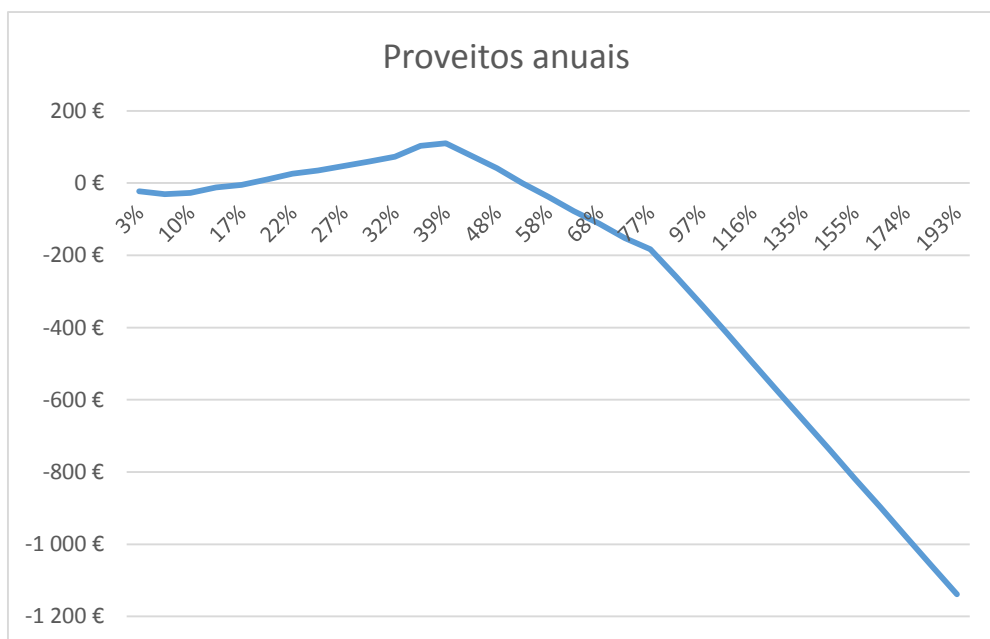


Figura 6.3 – Variação dos proveitos anuais com LCOE por nível de penetração para uma habitação de 10,35 kVA com tarifário BTN Simples.

Através do gráfico dos proveitos anuais (figura 6.3) é possível perceber de que forma o consumidor beneficia, ou não, com a instalação de um sistema fotovoltaico de produção para autoconsumo. De acordo com os dados calculados nesta simulação, para esta habitação seria economicamente interessante o investimento em instalações fotovoltaicas de potência de

pico variável entre os 16,5 % e os 53 % da potência contratada (cerca de 1,85 kWp e 5,5 kWp, respetivamente).

A escolha ideal, de acordo com o perfil de consumo desta habitação, situa-se nos 38,65 % da potência contratada, o que corresponde a uma instalação de produção com 4 kW de potência de pico, que possibilita uma produção anual de 6000 kWh, dos quais 2050 kWh (34,1 % do total produzido) são consumidos na instalação.

Tabela 6.1 – Estimativa orçamental do sistema solar fotovoltaico ótimo para a habitação 1.

<i>Equipamento</i>	<i>Unid.</i>	<i>Custo / unid.</i>	<i>Custo total</i>
<i>Painel solar Panasonic HIT VBHN-245SJ25</i>	17	228,75 €	3888,75 €
<i>Inversor SMA SB 2.5-1VL-40</i>	1	967,2 €	967,2 €
<i>Inversor SMA SB 1.5-1VL-40</i>	1	718,4 €	718,4 €
<i>Contador Bidirecional SMA Energy Meter</i>	1	400,8 €	400,8 €
<i>Suporte, fixação e instalação dos painéis</i>		680 €	680€
<i>Cablagem e tubagem</i>	100 m	80 €	80 €
<i>Equipamentos de proteção</i>		100 €	100 €
<i>Trabalhos nas instalações elétricas</i>		500 €	500 €
<i>Registo da UPAC</i>	1	100 €	100 €
<i>Total</i>			7435,15 €

Tabela 6.2 – Resultados da análise financeira do investimento no sistema de produção da habitação 1.

Potência (kWp)	Investimento	VAL	TIR	Tempo de Retorno (anos)	Saldo em 15 anos
4	7435,15 €	1 877,03 €	8,5 %	8,31	6049,92 €

O tempo de retorno deste investimento é inferior a 8,5 anos, o que favorece a sua realização em paralelo com a garantia de 10 anos dada pelos fabricantes de painéis e inversores.

6.2. HABITAÇÃO 2 – 6,9 kVA (BTN SIMPLES)

A segunda habitação estudada tem uma potência contratada de 6,9 kVA e um consumo de energia elétrica anual de 4413,4 kWh. Os indicadores (dados de saída) de energia são apresentados na figura 6.4, à medida que a potência do sistema de produção aumenta. A totalidade de energia produzida por um sistema fotovoltaico aumenta com à medida que a sua potência instalada também aumenta, sendo que sistemas com potência de pico superior a 3 kWp (43,4 % da potência contratada) têm capacidade de produzir uma quantidade de energia superior ao consumo anual da habitação.

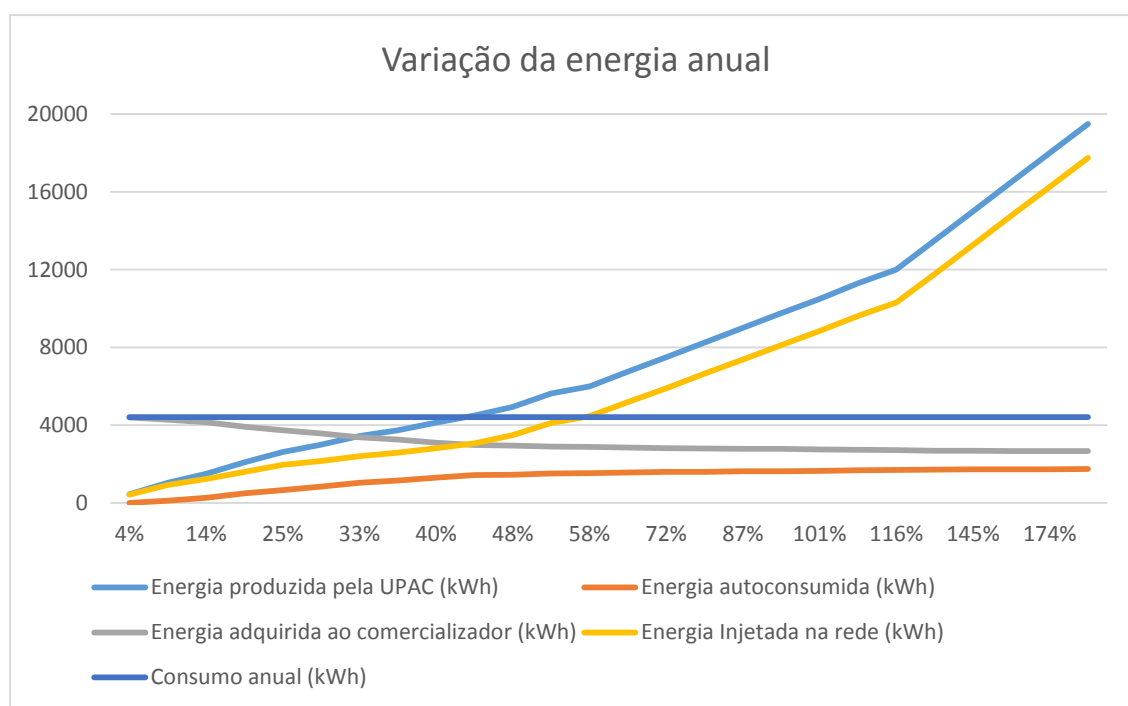


Figura 6.4 – Variação de energia anual por nível de penetração para uma habitação de 6,9 kVA com tarifário BTN Simples.

A variação de proveitos e dos custos (figura 6.5) mostram um crescimento paralelo do custo de produção LCOE e dos proveitos com a energia consumida na instalação até um nível de penetração de 43 %, altura a partir da qual o aproveitamento da energia produzida pela UPAC entra em saturação, havendo um crescimento da energia injetada na rede. Após a saturação do valor dos proveitos com a energia consumida na instalação, o valor dos custos LCOE dispara comparativamente ao crescimento dos valores dos proveitos.

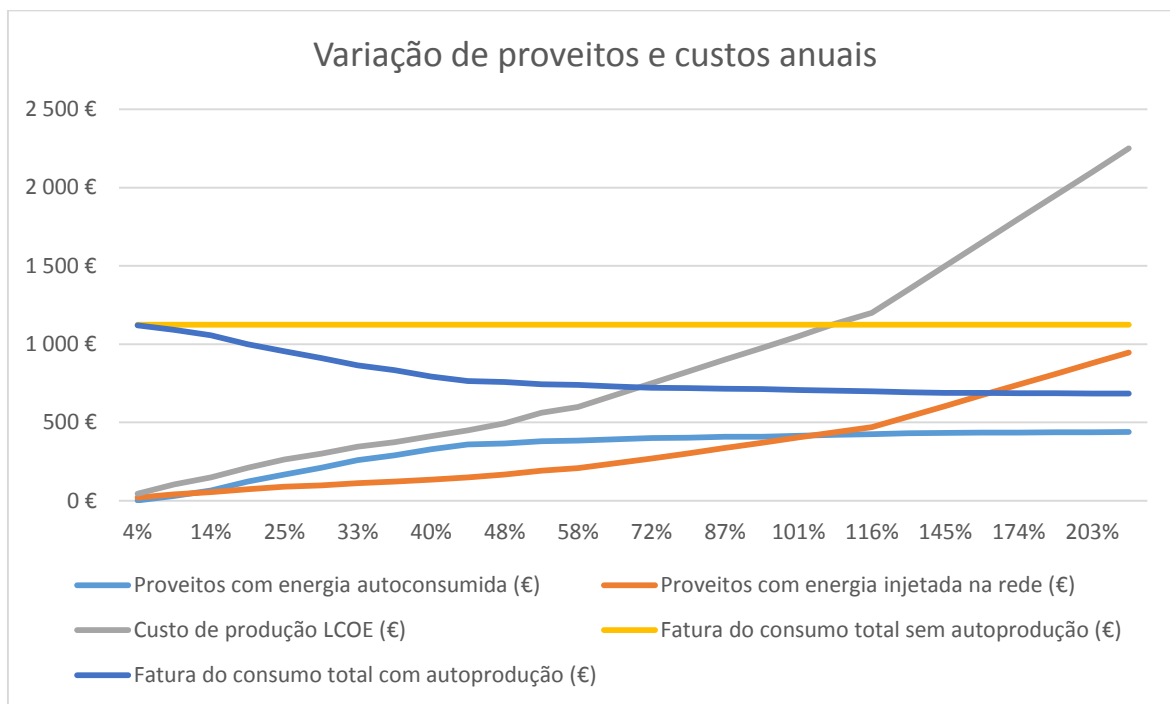


Figura 6.5 – Variação de proveitos e custos anuais por nível de penetração para uma habitação de 6,9 kVA com tarifário BTN Simples.

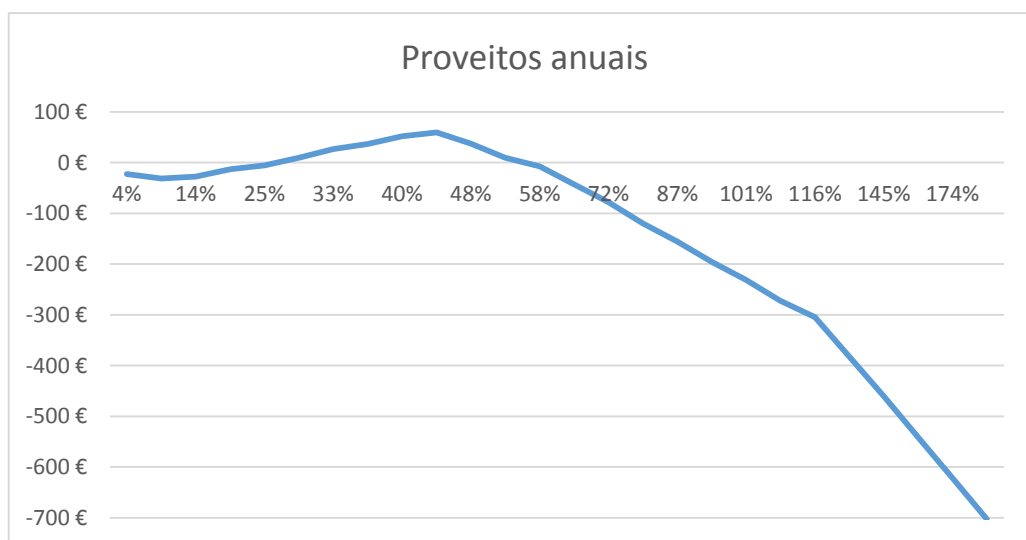


Figura 6.6 – Variação dos proveitos anuais por nível de penetração para uma habitação de 6,9 kVA com tarifário BTN Simples.

Através do gráfico dos proveitos anuais (figura 6.6), é possível perceber que para esta habitação seria economicamente interessante o investimento em sistemas de produção fotovoltaica de potência de pico variável entre os 28 % e os 55 % da potência contratada (cerca de 2 kWp e 3,75 kWp, respetivamente).

A escolha ideal, de acordo o perfil de consumo desta habitação, situa-se nos 43,48 % da potência contratada, o que corresponde a uma instalação de produção com 3 kW de potência de pico, que possibilita uma produção anual de 4500 kWh, dos quais 1434,4 kWh (31,9 % do total produzido) são consumidos na instalação.

Tabela 6.3 – Estimativa orçamental do sistema solar fotovoltaico ótimo para a habitação 2.

<i>Equipamento</i>	<i>Unid.</i>	<i>Custo / unid.</i>	<i>Custo total</i>
<i>Painel solar Panasonic HIT VBHN-245SJ25</i>	13	228,75 €	2973,75 €
<i>Inversor SMA SB 1.5-1VL-40</i>	2	718,4 €	1436,8 €
<i>Contador Bidirecional SMA Energy Meter</i>	1	400,8 €	400,8 €
<i>Suporte, fixação e instalação dos painéis</i>		520 €	520 €
<i>Cablagem e tubagem</i>	100 m	80 €	80 €
<i>Equipamentos de proteção</i>		100 €	100 €
<i>Trabalhos nas instalações elétricas</i>		500 €	500 €
<i>Registo da UPAC</i>	1	100 €	100 €
<i>Total</i>			6111,35 €

Tabela 6.4 – Resultados da análise financeira do investimento no sistema de produção da habitação 2.

Potência (kWp)	Investimento	VAL	TIR	Tempo de Retorno (anos)	Saldo em 15 anos
3	6111,35 €	1 398,11 €	8,2 %	8,47	4763,18 €

Para esta habitação, e de acordo com a sugestão do programa, um investimento neste sistema de 3 kWp é financeiramente viável, apresentando para além do retorno do investimento (8,47 anos após o investimento) um lucro de 4763,18 € ao fim de 15 anos.

6.3. HABITAÇÃO 3 – 13,8 kVA (BTN BI-HORÁRIO)

A terceira habitação estudada tem uma potência contratada de 13,8 kVA, um tarifário bi-horário e um consumo de energia elétrica anual de 6220,13 kWh. A variação dos dados de saída de energia por potência instalada do sistema fotovoltaico está apresentada na figura 6.7. A totalidade de energia produzida por um sistema fotovoltaico aumenta com a medida que a sua potência instalada também aumenta, sendo que sistemas com potência de pico superior a 4,25 kWp (30 % da potência contratada) têm capacidade de produzir uma quantidade de energia superior ao consumo anual da habitação.

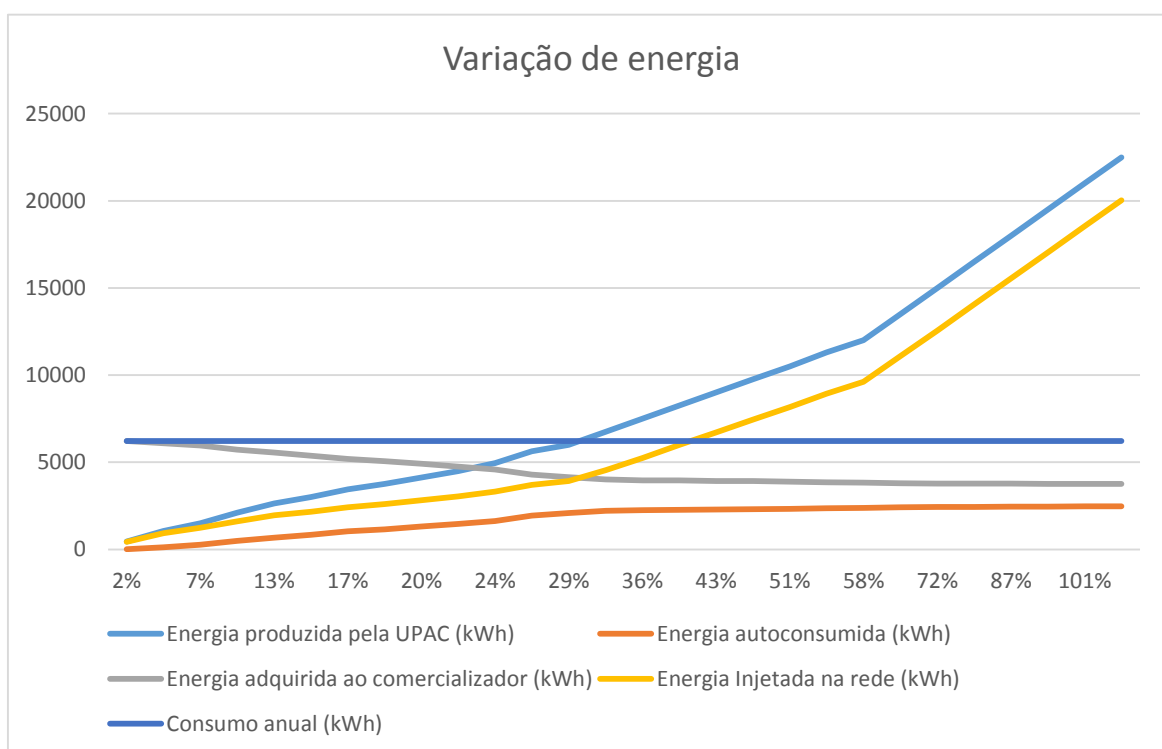


Figura 6.7 - Variação de energia anual por nível de penetração para uma habitação de 13,8 kVA com tarifário BTN Bi-horário.

Na figura 6.8 é possível observar a variação anual dos proveitos e custos por nível de penetração. Neste caso, a saturação do aproveitamento da energia produzida na instalação para autoconsumo apenas ocorre com níveis de penetração próximos dos 70 % (o que corresponde a um sistema fotovoltaico de 10 kWp). No entanto, tratando-se de sistemas de autoprodução com maior capacidade, os custos de produção são também mais elevados.

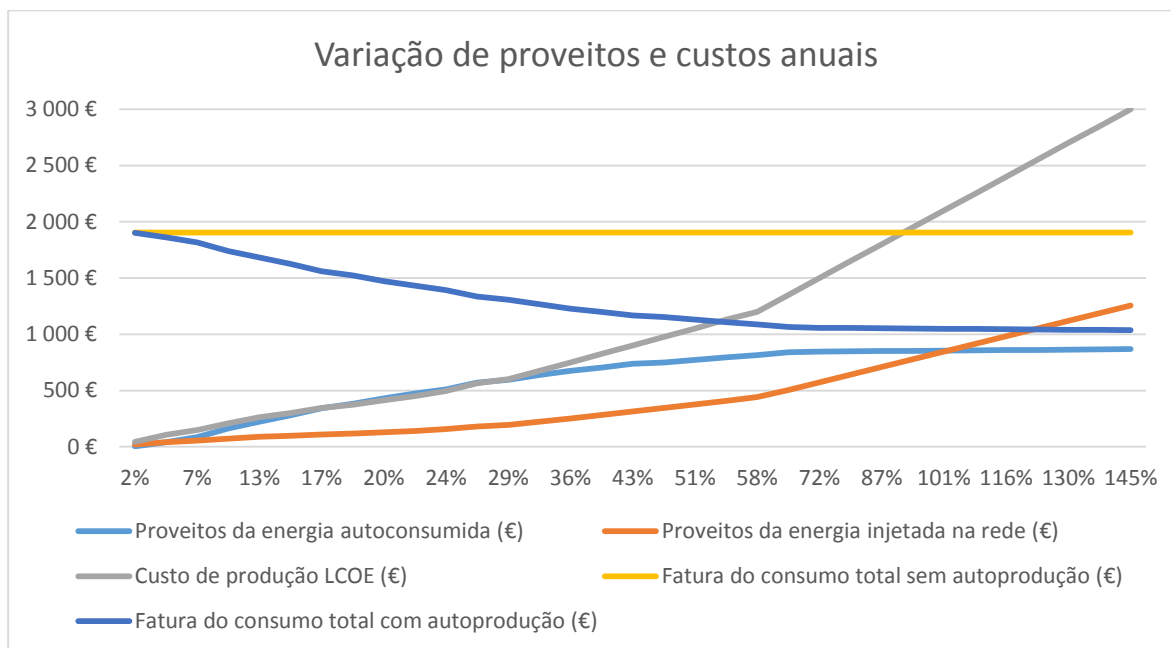


Figura 6.8 – Variação de proveitos e custos anuais por nível de penetração para uma habitação de 13,8 kVA com tarifário BTN Bi-horário.

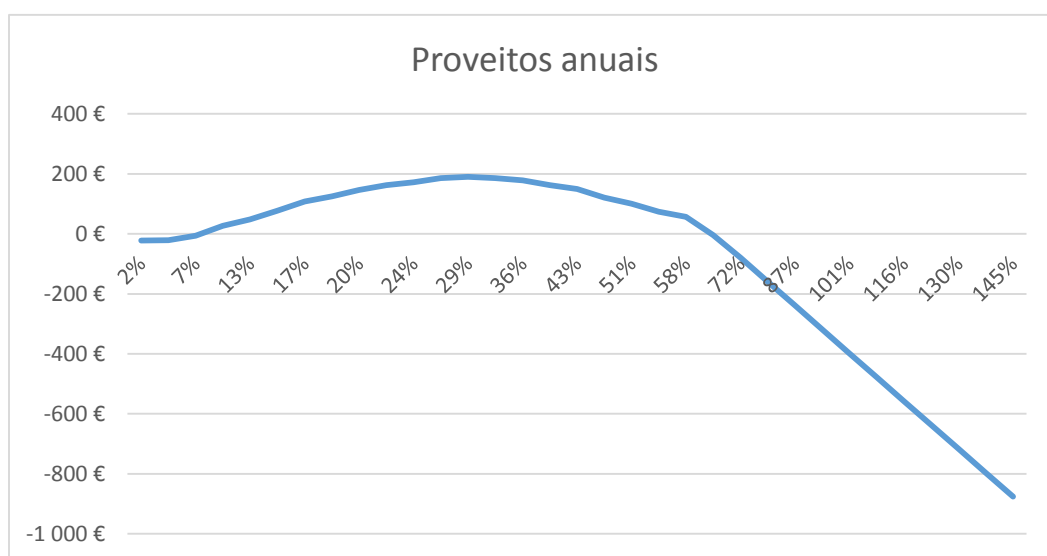


Figura 6.9 – Variação dos proveitos anuais por nível de penetração para uma habitação de 13,8 kVA com tarifário BTN Bi-horário.

Através do gráfico dos proveitos anuais (figura 6.9), é possível perceber que para esta habitação seria economicamente interessante o investimento em sistemas de produção fotovoltaica de potência de pico variável entre os 8 % e os 62 % da potência contratada (cerca de 1,1 kWp e 8,5 kWp, respetivamente).

A escolha ideal, de acordo o perfil de consumo desta habitação, situa-se nos 28,99 % da potência contratada, o que corresponde a uma instalação de produção com 4 kW de potência

de pico que possibilita uma produção anual de 6000 kWh, dos quais 2082 kWh (34,7 % do total produzido) são consumidos na instalação.

Tabela 6.5 – Estimativa orçamental do sistema solar fotovoltaico ótimo para a habitação 3.

<i>Equipamento</i>	<i>Unid.</i>	<i>Custo /unid.</i>	<i>Custo total</i>
<i>Painel solar Panasonic HIT VBHN-245SJ25</i>	17	228,75 €	3888,75 €
<i>Inversor SMA SB 2.5-1VL-40</i>	1	967,2 €	967,2 €
<i>Inversor SMA SB 1.5-1VL-40</i>	1	718,4 €	718,4 €
<i>Contador Bidirecional SMA Energy Meter</i>	1	400,8 €	400,8 €
<i>Suporte, fixação e instalação dos painéis</i>		680 €	680€
<i>Cablagem e tubagem</i>	100 m	80 €	80 €
<i>Equipamentos de proteção</i>		100 €	100 €
<i>Trabalhos nas instalações elétricas</i>		500 €	500 €
<i>Registo da UPAC</i>	1	100 €	100 €
<i>Total</i>			7435,15 €

Tabela 6.6 – Resultados da análise financeira do investimento no sistema de produção da habitação 3.

Potência (kWp)	Investimento	VAL	TIR	Tempo de Retorno (anos)	Saldo em 15 anos
4	7435,15 €	2 923,89 €	10,3 %	7,48	7 565,89 €

Para esta habitação, e de acordo com a sugestão do programa, um investimento neste sistema de 4 kWp é financeiramente viável, apresentando para além do retorno do investimento um lucro de 7565,89 € ao fim de 15 anos. Apesar de se tratar de uma instalação idêntica à utilizada na habitação 1, os maiores consumos de energia elétrica da habitação 3 permitem um maior aproveitamento (para autoconsumo) da energia produzida pela UPAC, o que faz com que este investimento seja bem mais interessante do que o estudado para a habitação 1.

6.4. HABITAÇÃO 4 – 10,35 kVA (BTN BI-HORÁRIO)

A quarta habitação estudada, com uma potência contratada de 10,35 kVA e um tarifário bi-horário tem um consumo de energia elétrica anual de 5396,89 kWh. A variação dos dados de saída de energia, em função dos valores de potência instalada do sistema fotovoltaico, está apresentada na figura 6.10. A totalidade de energia produzida por um sistema fotovoltaico aumenta com à medida que a sua potência instalada também aumenta, sendo que sistemas com potência de pico superior a 3,5 kWp (34 % da potência contratada) têm capacidade de produzir uma quantidade de energia superior ao consumo anual da habitação.

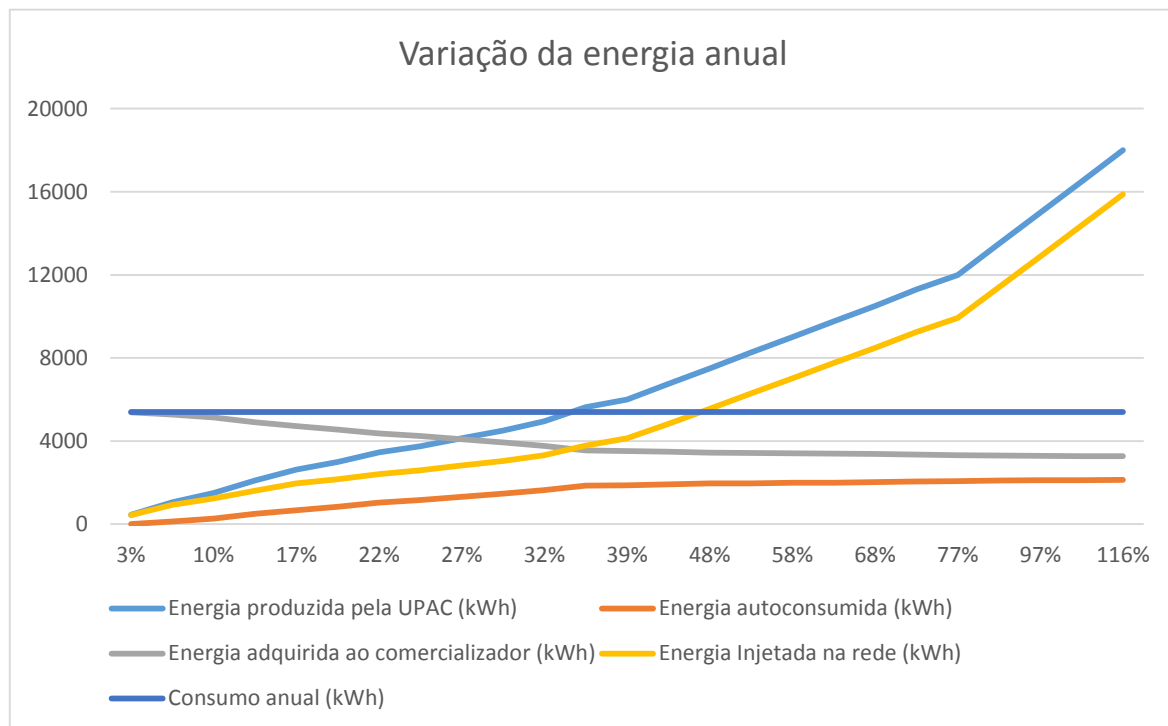


Figura 6.10 – Variação de energia anual por nível de penetração para uma habitação de 10,35 kVA com tarifário BTN Bi-horário.

Observando pela figura 6.8, a variação de proveitos e custos por nível de penetração mostra que a partir de um nível de penetração de aproximadamente 67 % os proveitos da energia consumida na instalação passam a apresentar uma tendência crescente mais suave. Por essa razão, a partir desse momento, observa-se um crescimento mais acentuado dos proveitos da energia injetada na rede que ainda assim é incapaz de acompanhar o crescimento dos custos de produção LCOE.

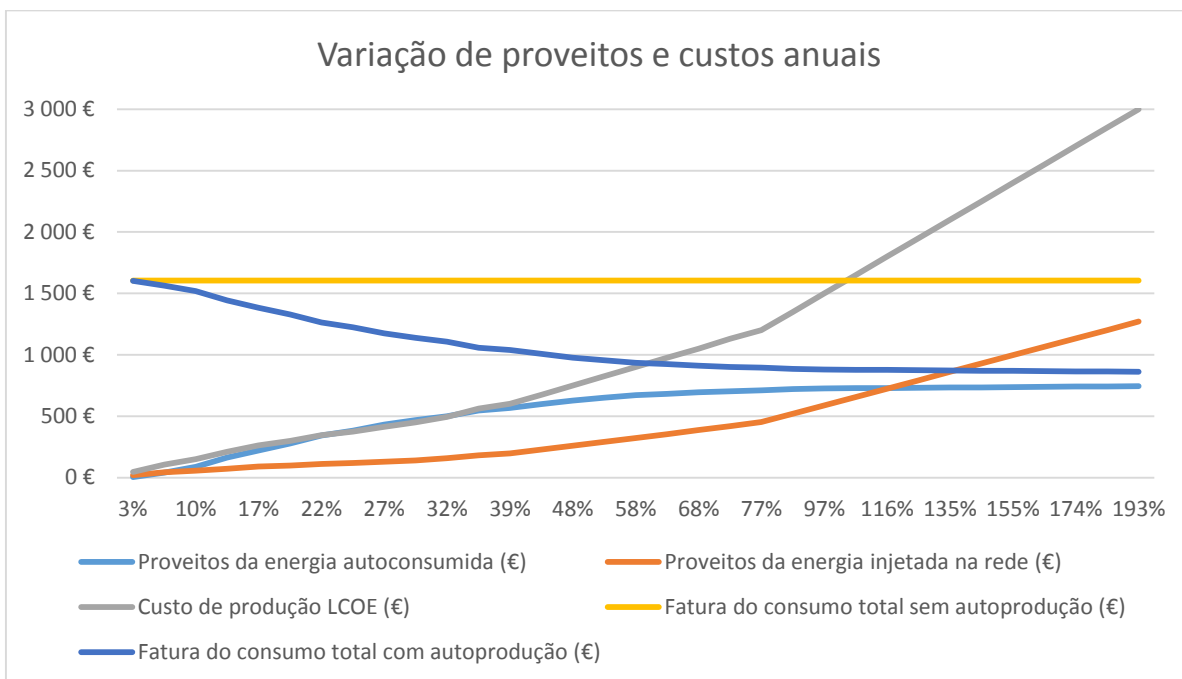


Figura 6.11 – Variação de proveitos e custos anuais por nível de penetração para uma habitação de 10,35 kVA com tarifário BTN Bi-horário.

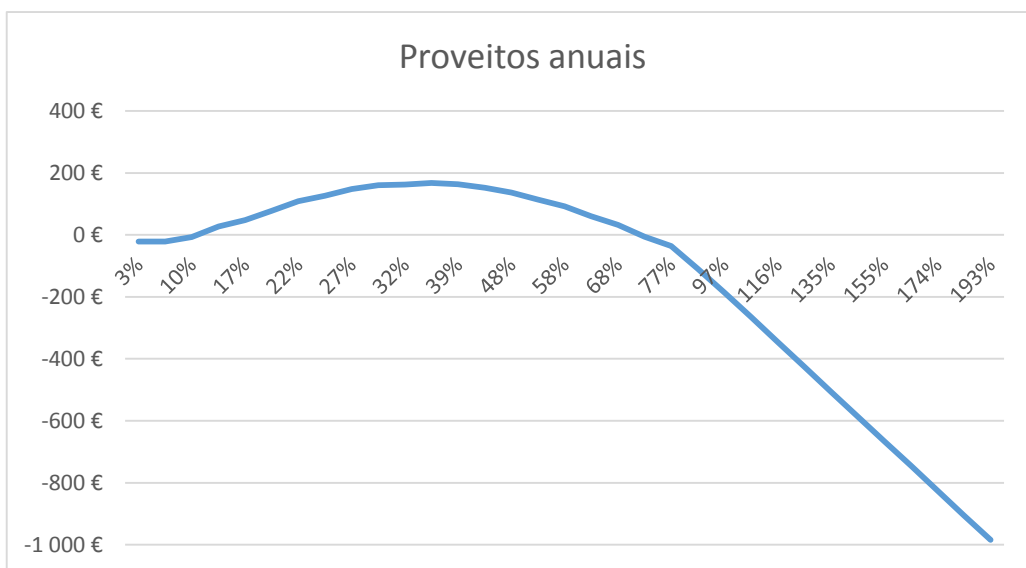


Figura 6.12 – Variação dos proveitos anuais por nível de penetração para uma habitação de 10,35 kVA com tarifário BTN Bi-horário.

Através do gráfico dos proveitos anuais (figura 6.12), é possível perceber que para esta habitação seria economicamente interessante o investimento em sistemas de produção fotovoltaica de potência de pico variável entre os 11 % e os 71 % da potência contratada (cerca de 1,2 kWp e 7,25 kWp, respetivamente).

A escolha ideal, de acordo o perfil de consumo desta habitação, situa-se nos 36,23 % da potência contratada, o que corresponde a uma instalação de produção com 3,75 kW de potência de pico, que possibilita uma produção anual de 5630 kWh, dos quais 1851,1 kWh (32,9 % do total produzido) são consumidos na instalação.

Tabela 6.7 – Estimativa orçamental do sistema solar fotovoltaico ótimo para a habitação 4.

<i>Equipamento</i>	<i>Unid.</i>	<i>Custo / unid.</i>	<i>Custo total</i>
<i>Painel solar Panasonic HIT VBHN-245SJ25</i>	15	228,75 €	3431,25 €
<i>Inversor SMA SB 1.5-1VL-40</i>	2	718,4 €	1436,8 €
<i>Contador Bidirecional SMA Energy Meter</i>	1	400,8 €	400,8 €
<i>Suporte, fixação e instalação dos painéis</i>		600 €	600€
<i>Cablagem e tubagem</i>	100 m	80 €	80 €
<i>Equipamentos de proteção</i>		100 €	100 €
<i>Trabalhos nas instalações elétricas</i>		500 €	500 €
<i>Registo da UPAC</i>	1	100 €	100 €
<i>Total</i>			6648,85 €

Tabela 6.8 – Resultados da análise financeira do investimento no sistema de produção da habitação 4.

Potência (kWp)	Investimento	VAL	TIR	Tempo de Retorno (anos)	Saldo em 15 anos
3,75	6648,85 €	2 928,08 €	10,9 %	7,24	7 219,61 €

Para esta habitação, e de acordo com a sugestão do programa, um investimento neste sistema de 3,75 kWp é financeiramente viável, apresentando para além do retorno do investimento um lucro de 7219,61 € ao fim de 15 anos. O facto da habitação 1 possuir tarifário bi-horário também afetou positivamente a viabilidade deste investimento. Apesar de esta habitação ter um consumo inferior ao da habitação 1, a diferença de tarifário permitiu obter melhores resultados na análise financeira, mesmo considerando uma UPAC de menor potência.

6.5. HABITAÇÃO 5 – 13,8 kVA (BTN TRI-HORÁRIO)

A quinta habitação alvo de estudo, com uma potência contratada de 13,8 kVA e um tarifário tri-horário tem um consumo de energia elétrica anual de 6182,54 kWh. A variação dos dados de saída de energia por potência instalada do sistema fotovoltaico está apresentada na figura 6.13. A totalidade de energia produzida por um sistema fotovoltaico aumenta com a medida que a sua potência instalada também aumenta, sendo que sistemas com potência de pico superior a 4,25 kWp (30 % da potência contratada) têm capacidade de produzir uma quantidade de energia superior ao consumo anual da habitação.

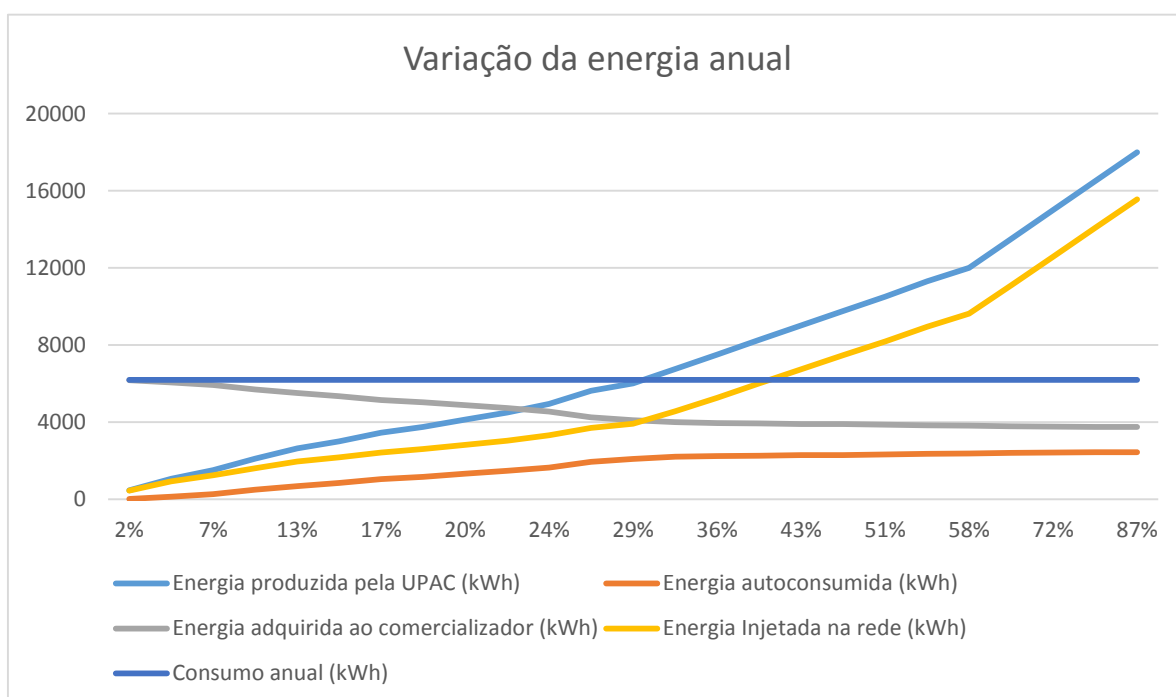


Figura 6.13 – Variação de energia anual por nível de penetração para uma habitação de 13,8 kVA com tarifário BTN Tri-horário.

Recorrendo à figura 6.13, percebe-se que esta habitação tem uma fatura de energia elétrica de 1892 €. Observa-se que a partir 72 % da potência contratada os proveitos com a energia consumida na instalação (proveniente da UPAC) passam a subir de forma mais discreta. O valor máximo de proveitos com energia consumida na instalação é de 852 €, sendo que nesse ponto, os custos de produção LCOE estão já em valores próximos de 3000 €.

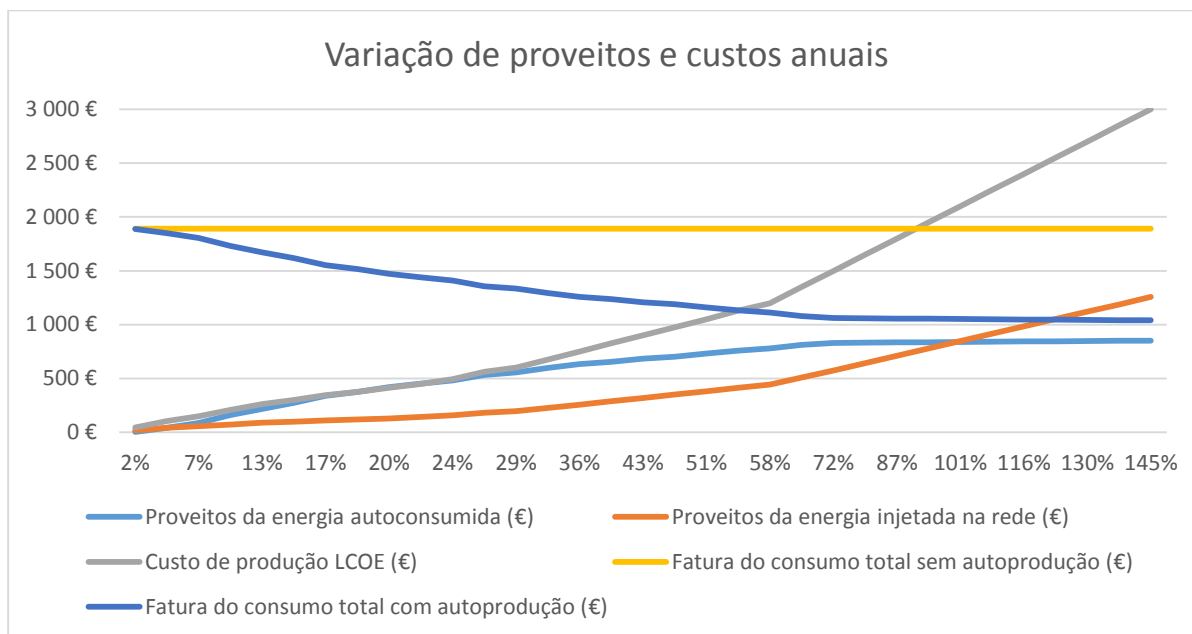


Figura 6.14 – Variação de proveitos e custos anuais por nível de penetração para uma habitação de 13,8 kVA com tarifário BTN Tri-horário.

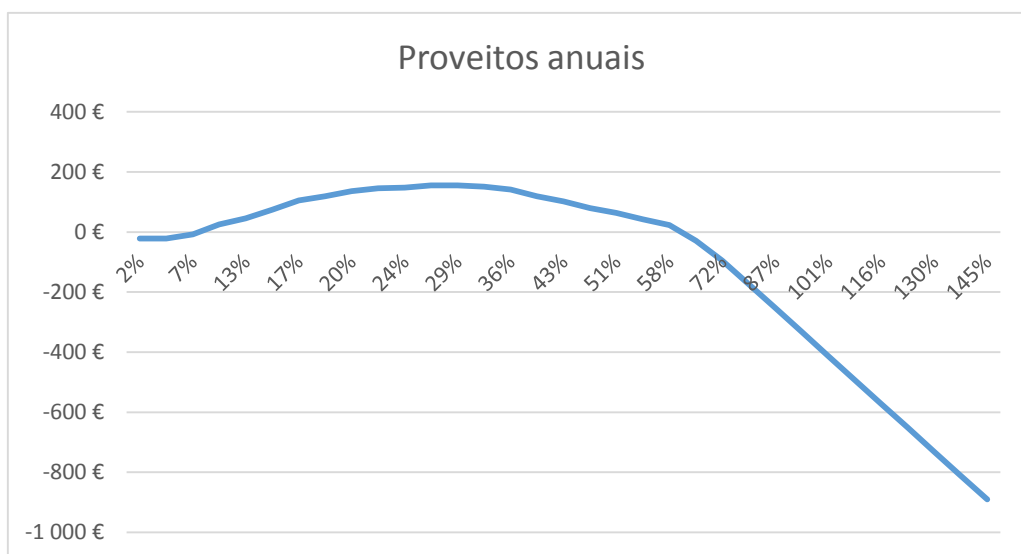


Figura 6.15 – Variação dos proveitos anuais por nível de penetração para uma habitação de 13,8 kVA com tarifário BTN Tri-horário.

Através do gráfico dos proveitos anuais (figura 6.15), é possível perceber que para esta habitação seria economicamente interessante o investimento em sistemas de produção fotovoltaica de potência de pico variável entre os 8 % e os 62 % da potência contratada (cerca de 1,1 kWp e 8,5 kWp, respetivamente).

A escolha ideal, de acordo o perfil de consumo desta habitação, situa-se nos 27,17 % da potência contratada, o que corresponde a uma instalação de produção com 3,75 kW de

potência de pico, que possibilita uma produção anual de 5630 kWh, dos quais 1931,1 kWh (34,3 % do total produzido) são consumidos na instalação.

Tabela 6.9 – Estimativa orçamental do sistema solar fotovoltaico ótimo para a habitação 5.

<i>Equipamento</i>	<i>Unid.</i>	<i>Custo /unid.</i>	<i>Custo total</i>
<i>Painel solar Panasonic HIT VBHN-245SJ25</i>	15	228,75 €	3431,25 €
<i>Inversor SMA SB 1.5-1VL-40</i>	2	718,4 €	1436,8 €
<i>Contador Bidirecional SMA Energy Meter</i>	1	400,8 €	400,8 €
<i>Suporte, fixação e instalação dos painéis</i>		600 €	600€
<i>Cablagem e tubagem</i>	100 m	80 €	80 €
<i>Equipamentos de proteção</i>		100 €	100 €
<i>Trabalhos nas instalações elétricas</i>		500 €	500 €
<i>Registo da UPAC</i>	1	100 €	100 €
<i>Total</i>			6648,85 €

Tabela 6.10 – Resultados da análise financeira do investimento no sistema de produção da habitação 5.

Potência (kWp)	Investimento	VAL	TIR	Tempo de Retorno (anos)	Saldo em 15 anos
3,75	6648,85 €	3 555,15 €	12,1 %	6,80	8 127,68 €

Para esta habitação, e de acordo com a sugestão do programa, um investimento neste sistema de 3,75 kWp é financeiramente viável, apresentando para além do retorno do investimento (6,80 anos após o investimento) um lucro de 8127,68 € ao fim de 15 anos. Neste caso, devido a uma diferença (para valores mais elevados) nos consumos de energia elétrica face à habitação 4, o estudo de análise financeira foi mais interessante para a habitação 5. Não havendo grandes variações entre os potenciais de produção dos dois locais das habitações, conclui-se uma vez mais que o máximo aproveitamento da energia autoproduzida para autoconsumo é um fator que está diretamente ligado com a obtenção de resultados positivos.

6.6. HABITAÇÃO 6 – 20,7 kVA (BTN TRI-HORÁRIO)

A sexta e última instalação estudada trata-se de uma habitação com potência contratada de 20,7 kVA e um tarifário tri-horário tem um consumo de energia elétrica anual de 12483,78 kWh. Pela figura 6.16 podemos observar que um sistema de produção fotovoltaico de 8,25 kWp (40 % da potência contratada) seria capaz de produzir um valor de energia elétrica igual ao consumo anual da habitação.

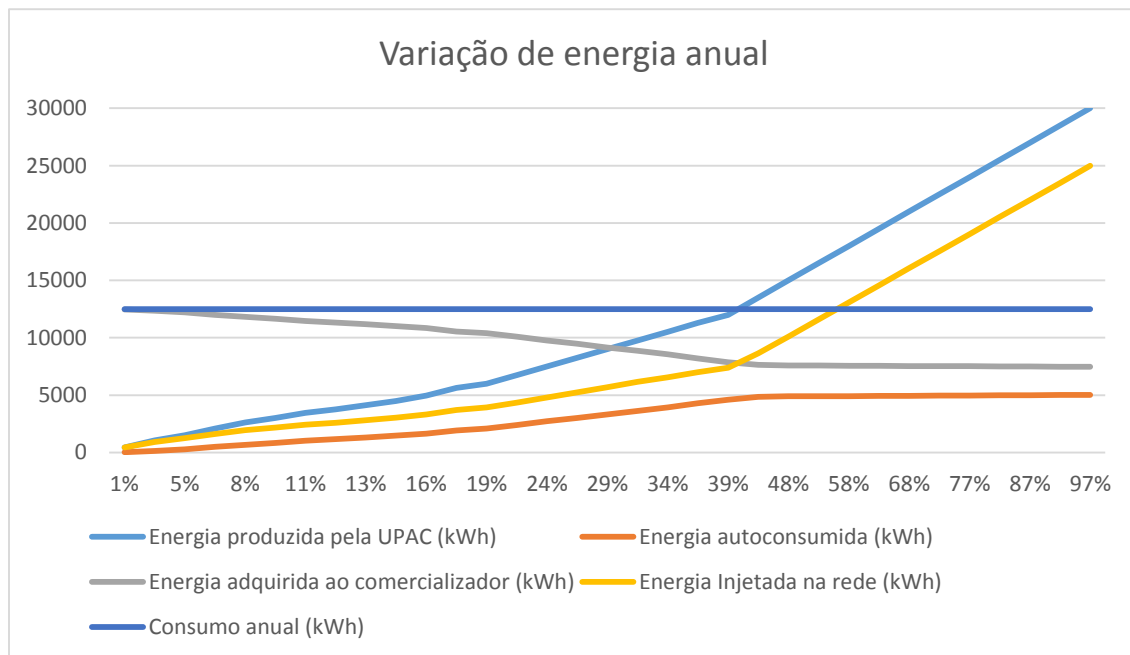


Figura 6.16 – Variação de energia anual por nível de penetração para uma habitação de 20,7 kVA com tarifário BTN Tri-horário.

De acordo com a figura 6.17, a fatura anual do consumo de energia elétrica desta habitação é de 3643,69 €. Os valores dos proveitos com a energia que é produzida na instalação crescem à medida que a potência de pico do sistema de produção aumenta. Próximo de valores de 97 % da potência contratada, é possível já observar o início da saturação do aproveitamento da energia produzida para consumo na instalação, sendo que a partir desse ponto os proveitos crescem maioritariamente graças à energia que é injetada na rede.

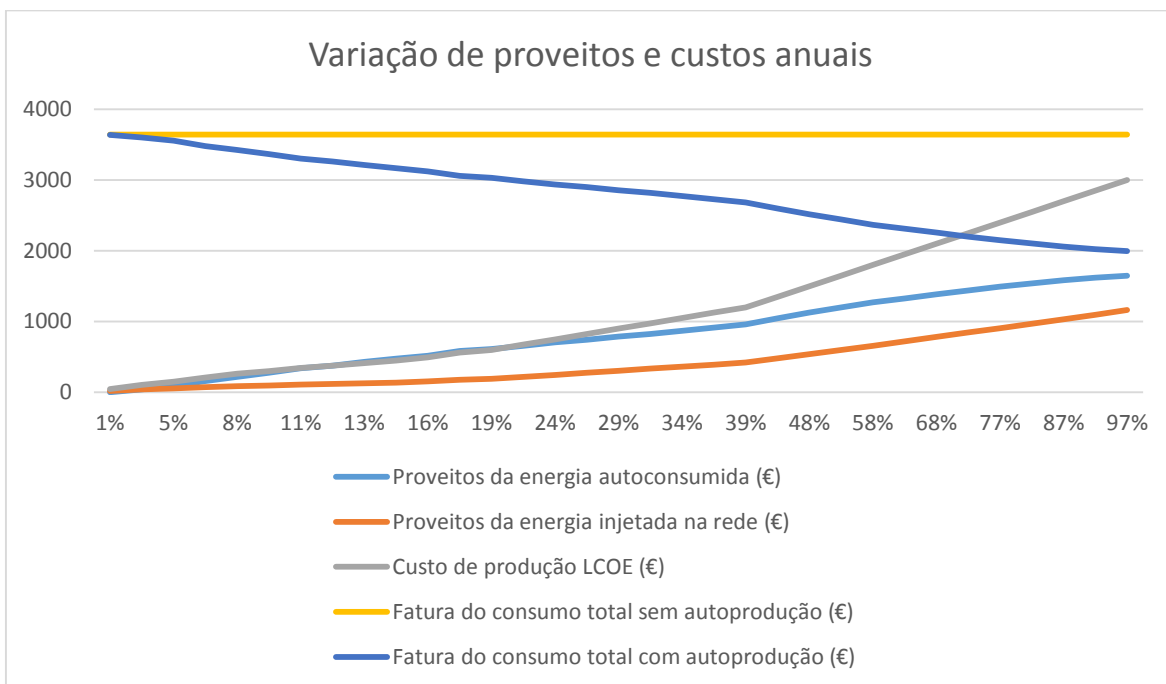


Figura 6.17 – Variação de proveitos e custos anuais por nível de penetração para uma habitação de 20,7 kVA com tarifário BTN Tri-horário.

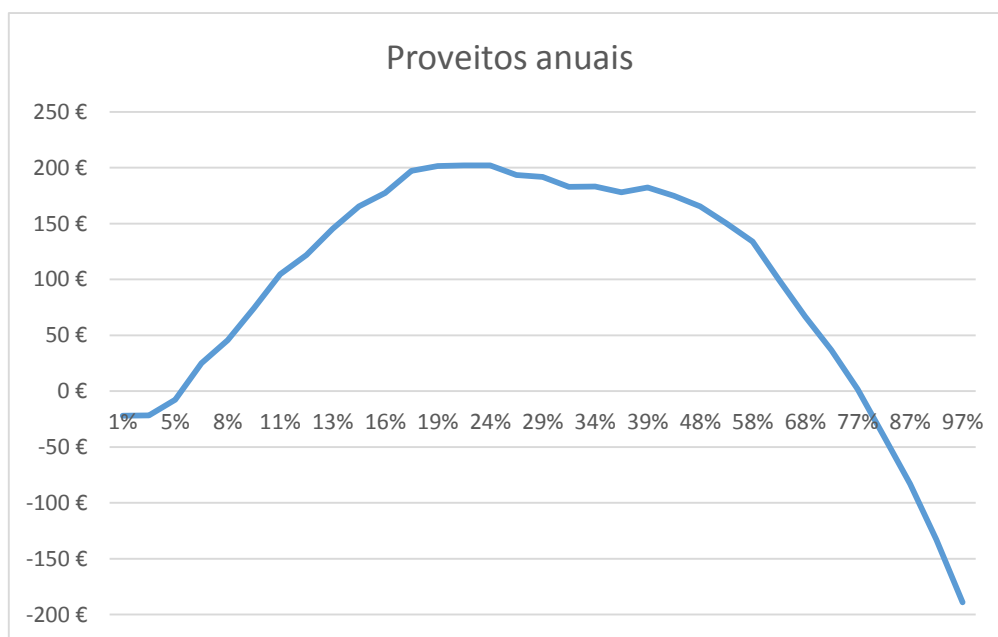


Figura 6.18 – Variação dos proveitos anuais por nível de penetração para uma habitação de 20,7 kVA com tarifário BTN Tri-horário.

Através do gráfico dos proveitos anuais (figura 6.18), é possível perceber que para esta habitação seria economicamente interessante o investimento em sistemas de produção fotovoltaica de potência de pico variável entre os 5 % e os 77 % da potência contratada (cerca de 1 kWp e 16 kWp, respetivamente).

A escolha ideal, de acordo o perfil de consumo desta habitação, situa-se nos 24,15 % da potência contratada, o que corresponde a uma instalação de produção com 5 kW de potência de pico, que possibilita uma produção anual de 7500 kWh, dos quais 2715 kWh (36,2 % do total produzido) são consumidos na instalação.

Tabela 6.11 – Estimativa orçamental do sistema solar fotovoltaico ótimo para a habitação 6.

<i>Equipamento</i>	<i>Unid.</i>	<i>Custo / unid.</i>	<i>Custo total</i>
<i>Painel solar Panasonic HIT VBHN-245SJ25</i>	20	228,75 €	4575 €
<i>Inversor SMA SB 2.5-1VL-40</i>	2	967,2 €	1934,4 €
<i>Contador Bidirecional SMA Energy Meter</i>	1	400,8 €	400,8 €
<i>Suporte, fixação e instalação dos painéis</i>		800 €	800€
<i>Cablagem e tubagem</i>	100 m	80 €	80 €
<i>Equipamentos de proteção</i>		100 €	100 €
<i>Trabalhos nas instalações elétricas</i>		500 €	500 €
<i>Registo da UPAC</i>	1	100 €	100 €
<i>Total</i>			8490,2 €

Tabela 6.12 – Resultados da análise financeira do investimento no sistema de produção da habitação 6.

Potência (kWp)	Investimento	VAL	TIR	Tempo de Retorno (anos)	Saldo em 15 anos
5	8490,2 €	3 992,59 €	11,3 %	7,09	9 586,27 €

Para esta habitação, e de acordo com a sugestão do programa, um investimento neste sistema de 5 kWp é financeiramente viável, apresentando para além do retorno do investimento um lucro de 9586,27 € ao fim de 15 anos. Sendo esta a habitação com maior consumo de energia elétrica anual, requer também um investimento num sistema de maiores dimensões. Embora não se trate, do conjunto de investimentos estudados, daquele que apresenta um tempo de retorno de investimento mais apelativo, é de todos o que apresenta maior valor atual líquido.

7. CONCLUSÕES E FUTUROS TRABALHOS

Através da realização desta dissertação, com a análise ao autoconsumo no setor residencial em Portugal foi possível retirar um conjunto de conclusões:

Em termos jurídicos, a legislação referente ao autoconsumo vem preencher uma lacuna que existia previamente ao decreto-lei 153/2014, de 20 de Outubro. Existe atualmente uma estrutura legal associada à instalação de unidades de produção para autoconsumo, especificando aspetos técnicos para as mesmas e os procedimentos a tomar para o seu registo e exploração.

O estudo dos modelos existentes para previsão da produção, dos aspetos técnico-económicos de instalação, manutenção e exploração e a análise das emissões de gases poluentes para as diferentes tecnologias permitiram concluir que a atenção deve estar voltada para os sistemas de produção fotovoltaicos. Estes sistemas apresentam uma reduzida emissão de gases associada a um custo de produção de energia bastante reduzido (é já inferior ao preço da energia no setor residencial!). Conclui-se ainda que o avanço tecnológico, e consequente

redução do custo das instalações, apresenta um crescimento mais acentuado comparativamente ao das restantes tecnologias estudadas.

Conhecendo os perfis de consumo residenciais, o objetivo principal do trabalho passou pela criação de um programa de determinação da potência ótima para uma instalação fotovoltaica para uma habitação. Foi realizada uma simulação dos valores das tarifas de remuneração da energia injetada na rede e das tarifas de compra de energia ao comercializador que permitiu concluir que a parte mais significativa dos proveitos é proveniente da energia que é consumida na instalação de utilização, através da poupança na energia adquirida. Em contrapartida, foi possível perceber que tratando-se de instalações sem sistemas de armazenamento de energia, o valor em percentagem da energia produzida pela UPAC que é utilizada para autoconsumo dificilmente ultrapassa os 40 %.

Através da realização de simulações com valores de consumo de energia elétrica reais concluiu-se que instalações de produção com potências de pico compreendidas entre os 24 % e 43 % da potência contratada da instalação são as mais proveitosas para o consumidor. É de realçar que a potência de pico ótima para cada habitação aumenta à medida que o valor do consumo anual de energia elétrica é maior. É importante salientar que o tarifário utilizado pelo consumidor influencia diretamente os valores dos proveitos com a instalação, pelo facto de grande parte da energia gerada por uma UPAC fotovoltaica ser produzida em horas de ponta ou cheias.

Finalmente foram realizados, com base em estimativas orçamentais obtidas a partir de catálogos atualizados, estudos de análise económica para os valores de potência ótima determinados pelas simulações. Com esta análise concluiu-se que, tendo em conta os equipamentos existentes no mercado, a instalação de um sistema fotovoltaico para autoconsumo com potências de pico compreendidas entre 3 kWp e 5 kWp requerem investimentos entre 6111 € e 8490 €, com tempos de retorno que variam entre 6,80 e 8,47 anos, e valores de lucro após 15 anos de exploração entre 4763 € e 9586 €.

Conclui-se que o grande objetivo de determinar onde reside o potencial de poupança com sistema de produção para autoconsumo foi atingido, verificando-se que a otimização do valor da energia produzida utilizando o máximo possível para consumo imediato na instalação de utilização é melhor solução.

7.1. TRABALHOS FUTUROS

Por se tratar de um tema da atualidade, que faz pouco tempo passou ter a atenção que lhe é devida, o trabalho desenvolvido sobre as vantagens do autoconsumo no setor residencial é inovador. Desta dissertação surgiram também algumas ideias sobre desenvolvimentos futuros nesta área:

- O desenvolvimento de métodos de obtenção dos perfis de produção dos sistemas fotovoltaicos diários, mensais e anuais.
- A realização de um estudo sobre a distribuição do custo de produção LCOE fotovoltaico em Portugal.
- Realizar um estudo sobre a integração de cargas específicas de elevada potência em paralelo com os sistemas fotovoltaicos para autoconsumo de modo a potenciar o aproveitamento da energia produzida.

Referências Documentais

- [1] Renováveis - Estatísticas Rápidas - janeiro 2015. Disponível em <http://www.dgeg.pt> . Publicado em 2015-04-01, acesso em Abril de 2015.
- [2] Legislação disponível em <http://www.erse.pt/pt/legislacao/Paginas/legislacao.aspx> . Acesso em Abril de 2015.
- [3] How do Photovoltaic Works? Disponível em <http://www.science.nasa.gov/science-news/science-at-nasa/2002/solarcells> Acesso em Maio de 2015.
- [4] O princípio fotovoltaico. Disponível em <http://www.energiasrenovaveis.com> Acesso em Maio de 2015.
- [5] Alan L. Fahrenbruch; Richard H. Bube; Fundamentals of Solar Cells – Photovoltaic Solar Energy Conversion.
- [6] Olivia Mah. National Solar Power Research Institute, Inc. Fundamentals of Photovoltaic Materials. 1998.
- [7] Martin A. Green; Keith Emery; Yoshihiro Hishikawa; Wilhelm Warta and Ewan D. Dunlop. Solar cell efficiency tables (Version 45), from Progress in Photovoltaics: Research and Applications. 2014.
- [8] Sistemas Fotovoltaicos. Disponível em <http://www.e-lee.ist.utl.pt/> Acesso em Maio de 2015.
- [9] Pahl, Birger; Schöpf, Thomas J.; Luebke, Charles J.; Devir, David W. (Eaton Corporation, Milwaukee, WI, USA). Hastings, Jerome K. (Electric Power Management Consulting Inc., Sussex, WI, USA). Protection for Photovoltaic Systems. 2011.
- [10] Autoconsumo Fotovoltaico. Disponível em <http://critical-kinetics.pt/Autoconsumo/autoconsumo.html> Acesso em Maio de 2015.
- [11] Vinod Kumar Sharma, Antonio Colangelo, Giuseppe Spagna. Photovoltaic technology: Basic concepts, sizing of a stand-alone photovoltaic system for domestic applications and preliminary economic analysis. 1995.
- [12] Five Steps to Sizing a Photovoltaic Solar System. Disponível em <http://www.solardirect.com/> Acesso em Maio de 2015.

- [13] Advantages and disadvantages of Solar Photovoltaic – Quick Pros and Cons of Solar PV. Disponível em <http://www.renewableenergyworld.com/> Acesso em Maio de 2015.
- [14] Teoria de Funcionamento Energia Solar Fotovoltaica. Disponível em <http://www.portal-energia.com/> Acesso em Maio 2015.
- [15] Advantages and disadvantages of Solar Photovoltaic – Quick Pros and Cons of Solar PV. Disponível em <http://www.renewableenergyworld.com/> Acesso em Maio de 2015.
- [16] Gobind G. Pillai, Ghanim A. Putrus, Tatiani Georgitsioti, Nicola M. Pearsall. Near-term economic benefits from grid-connected residential PV (photovoltaic) systems. 2014
- [17] Ackermann, T. Front Matter, in Wind Power in Power Systems, John Wiley & Sons, Ltd, Chichester, UK. 2005.
- [18] Wind Power. Disponível em <http://environment.nationalgeographic.com/environment/global-warming/wind-power-profile/> . Acesso em Maio de 2015.
- [19] SW Mohod, MV Aware - Systems Journal, IEEE. Micro wind power generator with battery energy storage for critical load. 2012.
- [20] A.S. Bahaj, L. Myers, P.A.B. James. Urban energy generation: Influence of micro-wind turbine output on electricity consumption in buildings. 2006
- [21] COGEN PORTUGAL. Micro-cogeração. Disponível em <http://www.cogenportugal.com/>. Acesso em Maio de 2015.
- [22] M De Paepe, P D'Herdt, D Mertens. Micro-CHP systems for residential applications. Energy conversion and management, 2006.
- [23] Martin Pehnt, Martin Cames, Corinna Fischer, Barbara Praetorius, Lambert Schneider, Katja Schumacher, Jan-Peter Voß. Micro Cogeneration – Towards Decentralized Energy Systems. Springer. 2006.
- [24] Caracterização da procura de energia elétrica em 2014. Disponível em <http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/2014/Documents/Caracteriza%C3%A7%C3%A3o%20Procura%20EE%202014.pdf> . Acesso em Junho de 2015.

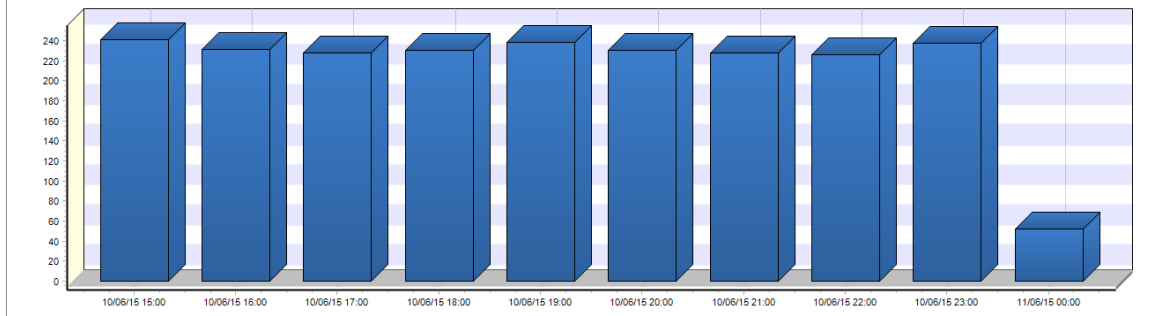
- [25] Tarifas de Acesso às redes 2015. Disponível em http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/2015/Documents/PrecosAcesso_2015.pdf . Acesso em Junho de 2015.
- [26] Tarifas transitórias de venda a clientes finais em Portugal continental em 2015. Disponível em http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/2015/Documents/PrecosTVCF%20PTCont_2015.pdf . Acesso em Junho de 2015.
- [27] Marisa Figueiredo, Ana de Almeida, Bernardete Ribeiro. Home electrical signal disaggregation for non-intrusive load monitoring (NILM) systems. 2012.
- [28] Šúri M., Huld T.A., Dunlop E.D. Ossenbrink H.A.. Potential of solar electricity generation in the European Union member states and candidate countries. 2007.
- [29] Huld T., Müller R. and Gambardella A. A new solar radiation database for estimating PV performance in Europe and Africa. 2012.
- [30] H. Ossenbrink, T. Huld, A. Jäger Waldau, N. Taylor. Photovoltaic Electricity Cost Maps. European Commission. JRC Scientific and Policy Reports. 2013
- [31] Claudio Monteiro, Sara Costa. Modelização e simulação financeira de modelos de autoconsumo com sistemas fotovoltaicos, aplicado em BTN. 2014.
- [32] Portaria n.º 14/2015 de 23 de janeiro. Disponível em https://dre.pt/home/-/dre/66321161/details/maximized?p_auth=ft4AafRj&serie=I . Acesso em Junho de 2015.
- [33] Portaria n.º 15/2015 de 23 de Janeiro. Disponível em https://dre.pt/home/-/dre/66321161/details/maximized?p_auth=ft4AafRj&serie=I . Acesso em Junho de 2015.
- [34] Preços de fecho do operador de mercado ibérico de energia em Portugal. Disponível em: <http://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/InfOp/MercOmel/Paginas/Precos.aspx> . Acesso em Junho de 2015.
- [35] Secção 712 da RTIEBT. Regras aplicáveis a instalações e locais especiais. Instalações solares fotovoltaicas.
- [36] Catálogo de preços para instalações solares fotovoltaicas AS-SOLAR. Disponível em: http://www.as-iberica.com/pt/descargaspt/cat_view/1-catalogos . Acesso em Junho de 2015.

Anexo A. Consumo de energia elétrica das habitações.

Habituação 1:

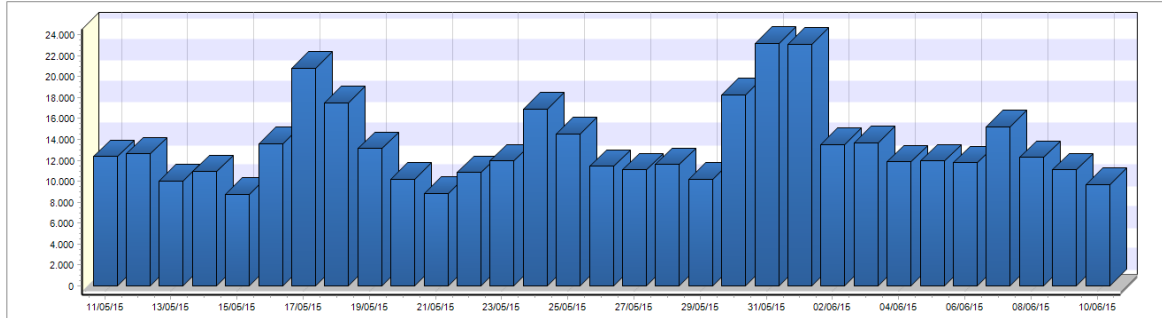
Electricidade - Horário

Import Active Energy Aggregate (Wh)



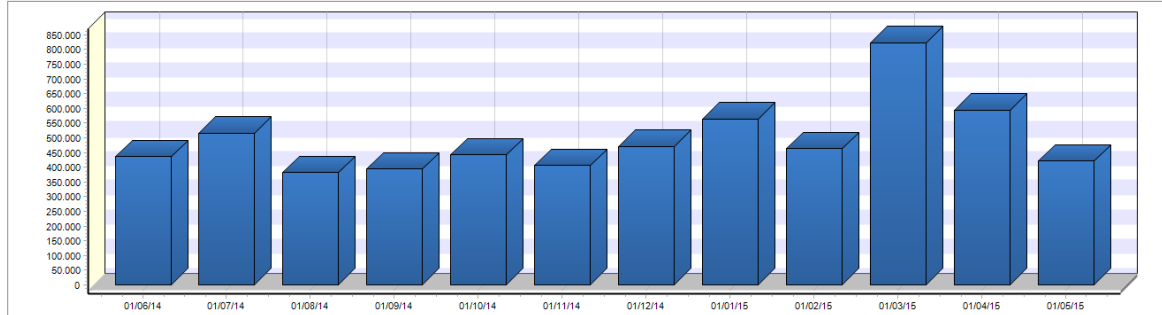
Electricidade - Diário

Import Active Energy Aggregate (Wh)



Electricidade - Mensal

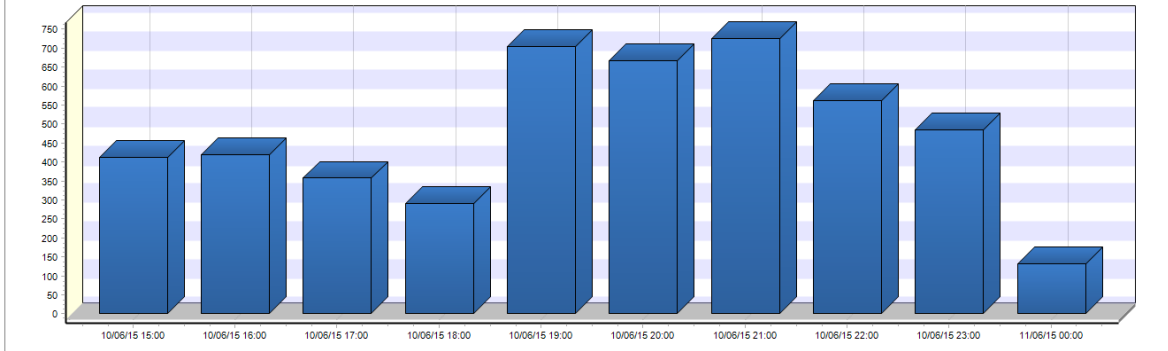
Import Active Energy Aggregate (Wh)



Habitação 2:

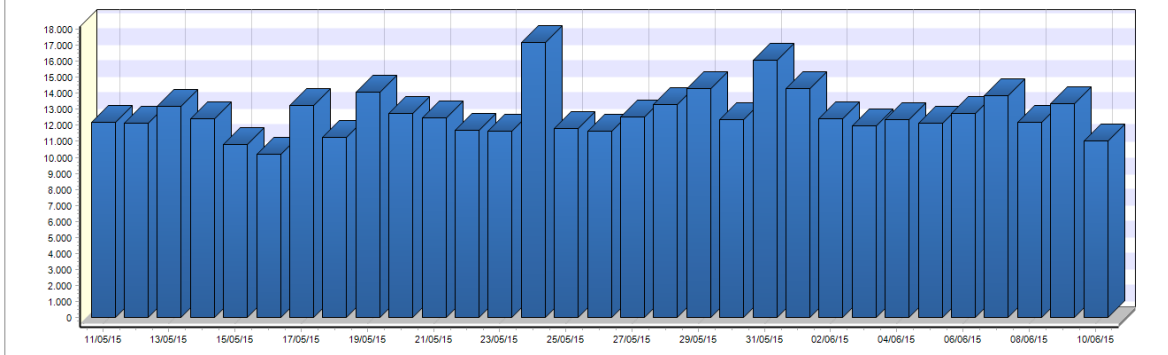
Electricidade - Horário

Import Active Energy Aggregate (Wh)



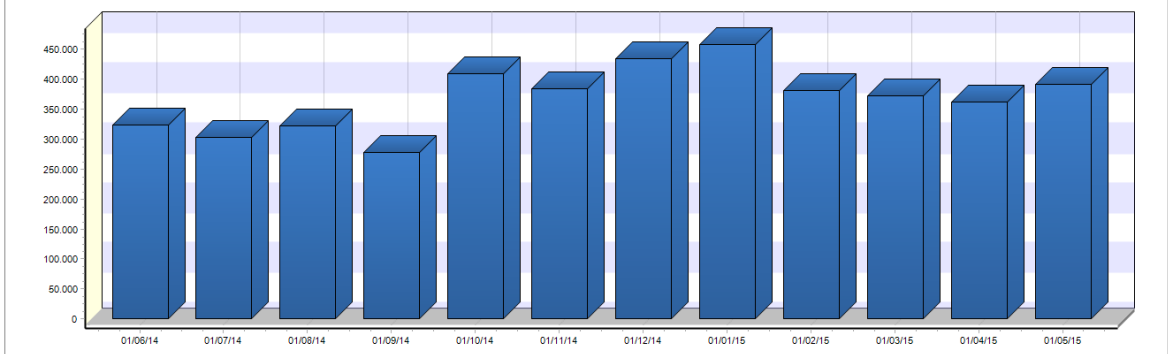
Electricidade - Diário

Import Active Energy Aggregate (Wh)



Electricidade - Mensal

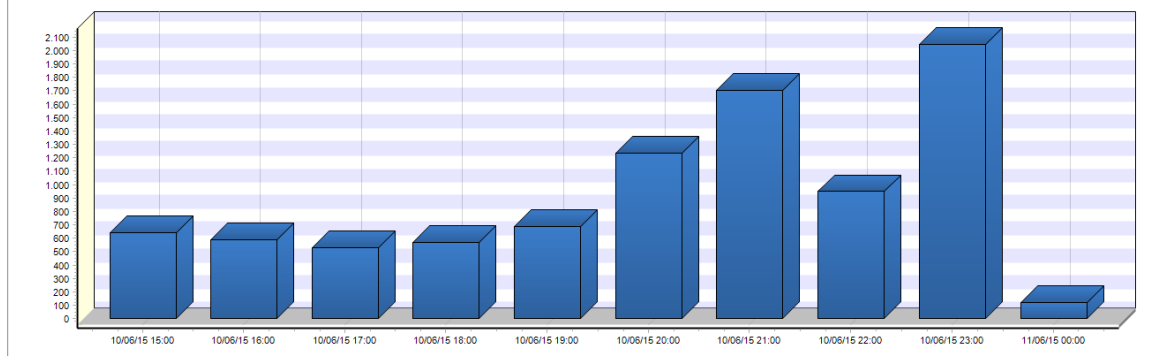
Import Active Energy Aggregate (Wh)



Habitação 3:

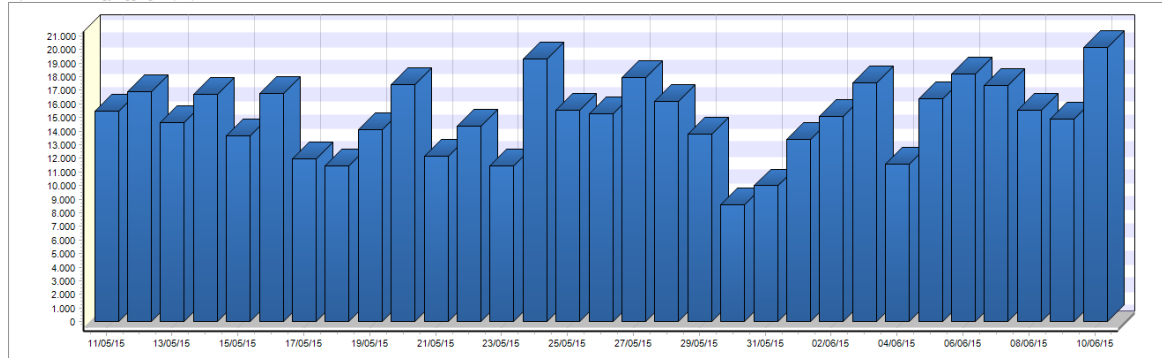
Electricidade - Horário

Import Active Energy Aggregate (Wh)



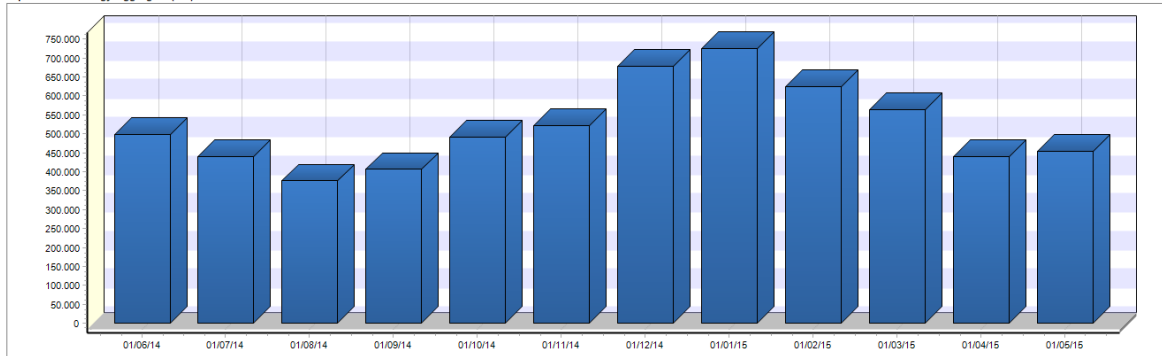
Electricidade - Diário

Import Active Energy Aggregate (Wh)



Electricidade - Mensal

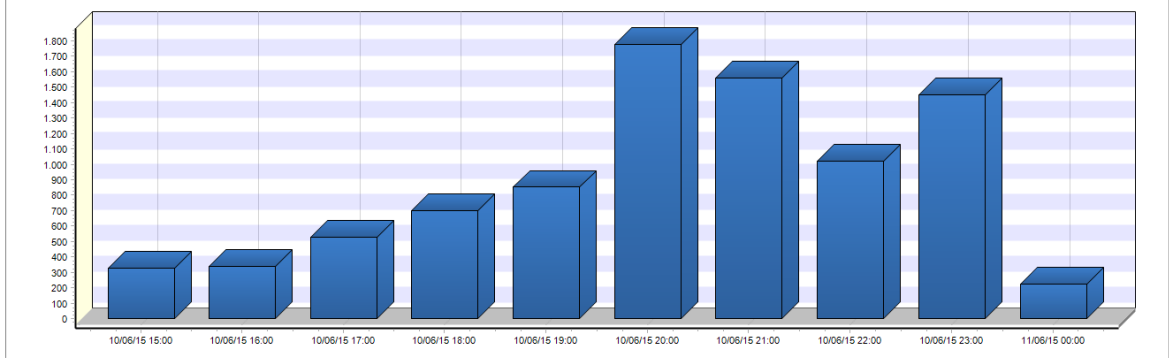
Import Active Energy Aggregate (Wh)



Habitação 4:

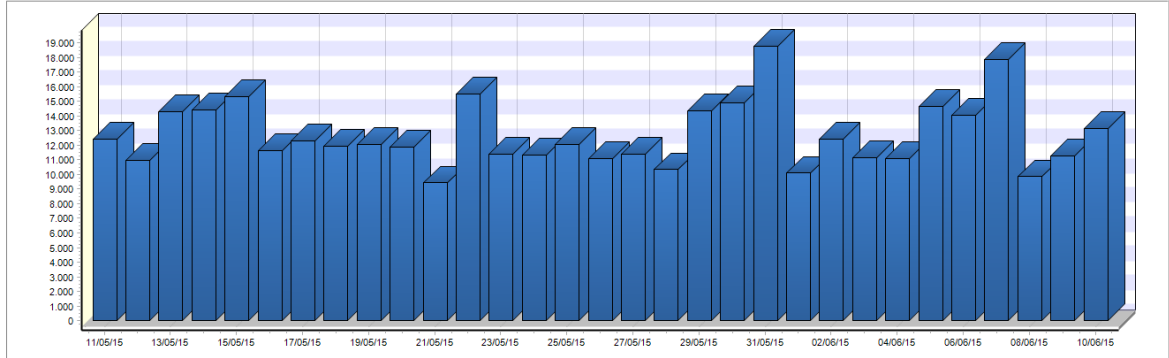
Electricidade - Horário

Import Active Energy Aggregate (Wh)



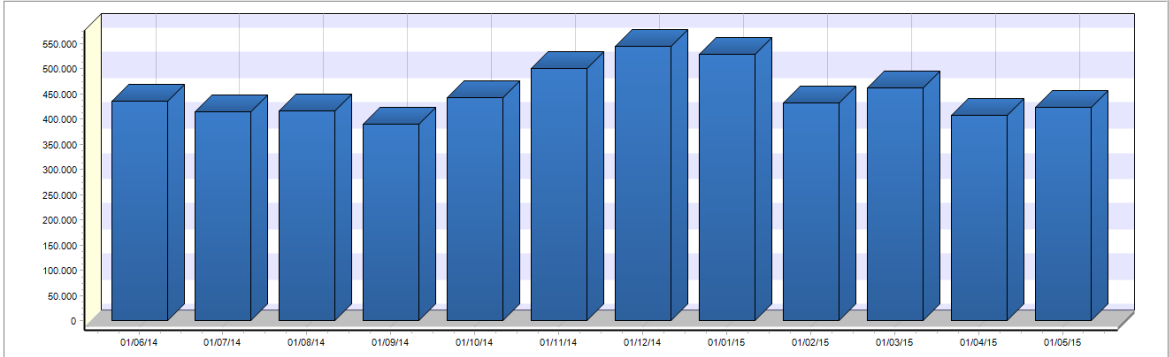
Electricidade - Diário

Import Active Energy Aggregate (Wh)



Electricidade - Mensal

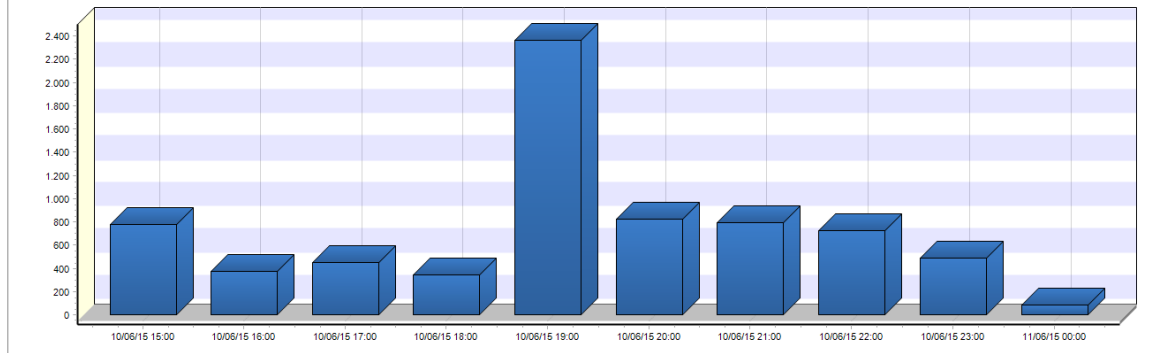
Import Active Energy Aggregate (Wh)



Habituação 5:

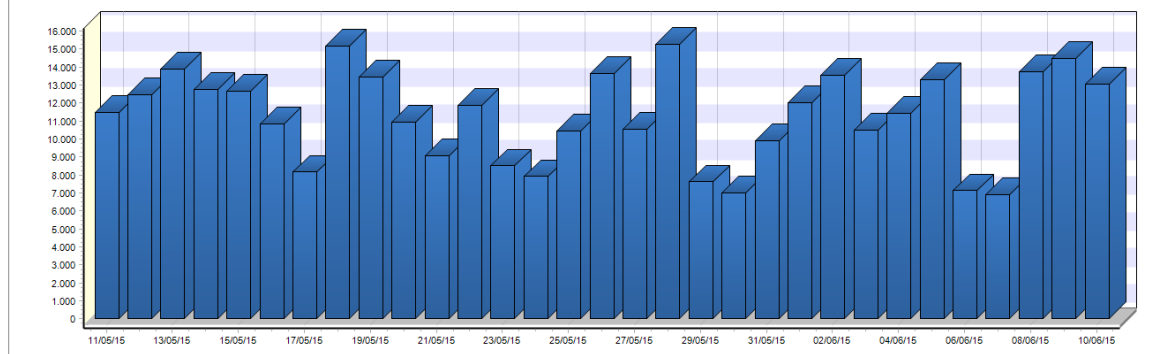
Electricidade - Horário

Import Active Energy Aggregate (Wh)



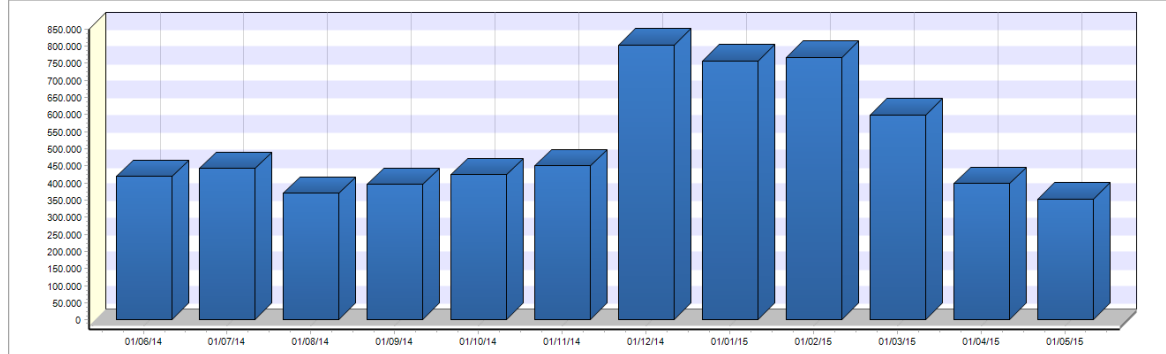
Electricidade - Diário

Import Active Energy Aggregate (Wh)



Electricidade - Mensal

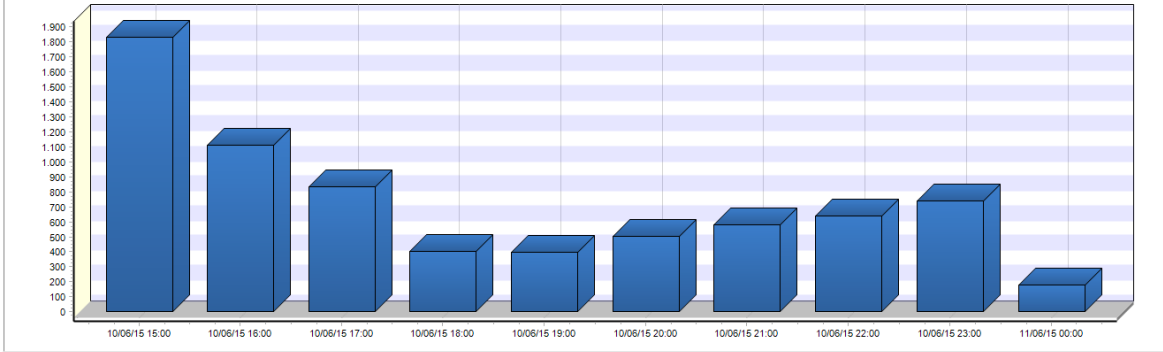
Import Active Energy Aggregate (Wh)



Habitação 6:

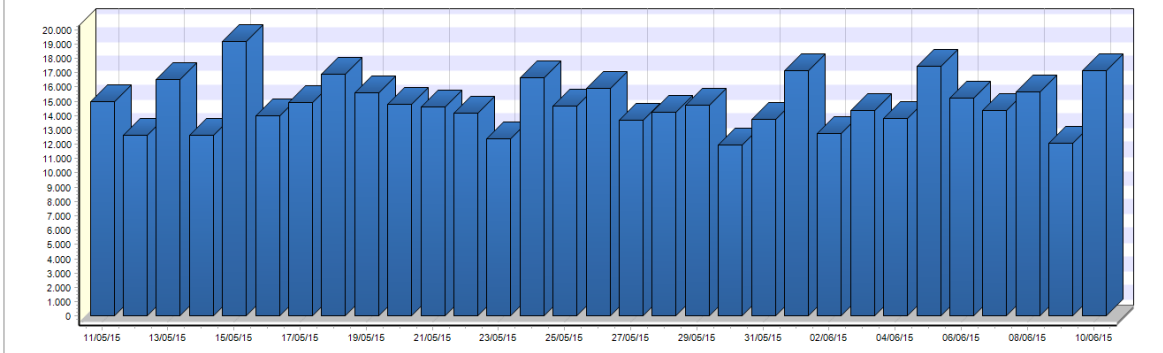
Electricidade - Horário

Import Active Energy Aggregate (Wh)



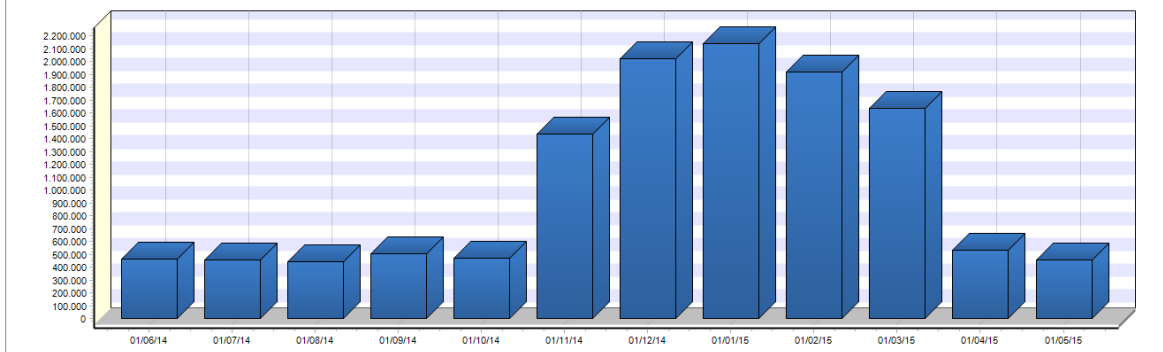
Electricidade - Diário

Import Active Energy Aggregate (Wh)



Electricidade - Mensal

Import Active Energy Aggregate (Wh)



Anexo B. Tabelas de Resultados.

Habitação 1:

1. Energia total produzida pela UPAC
2. Energia consumida na instalação
3. Energia Injetada na Rede
4. Proveitos da remuneração da energia Injetada da rede
5. Proveitos da poupança com energia consumida na instalação
6. Custo com base em LCOE
7. Balanço: Diferença entre proveitos e custos: (7 = 4 + 5 – 6)

Potência de pico (kWp)	% Potência contratada	Indicadores de energia (kWh)			Indicadores monetários (€)			
		1	2	3	4	5	6	7
0,3	2,90%	450,00	9,00	441,00	20,11	2,27	45,00	-22,62
0,7	6,76%	1050,00	126,00	924,00	42,13	31,79	105,00	-31,08
1	9,66%	1500,00	262,50	1237,50	56,42	66,23	150,00	-27,36
1,4	13,53%	2100,00	493,50	1606,50	73,25	124,51	210,00	-12,24
1,75	16,91%	2630,00	670,65	1959,35	89,20	169,20	263,00	-4,60
2	19,32%	3000,00	840,00	2160,00	98,58	211,93	300,00	10,51
2,3	22,22%	3450,00	1035,00	2415,00	110,20	261,13	345,00	26,33
2,5	24,15%	3750,00	1155,00	2595,00	118,31	291,41	375,00	34,72
2,75	26,57%	4130,00	1313,34	2816,66	128,92	331,36	413,00	47,28
3	28,99%	4500,00	1462,50	3037,50	140,75	368,99	450,00	59,74
3,3	31,88%	4950,00	1633,50	3316,50	156,29	412,13	495,00	73,42
3,75	36,23%	5630,00	1931,09	3698,91	179,32	487,21	563,00	103,53
4	38,65%	6000,00	2049,96	3950,04	193,06	517,20	600,00	110,26
4,5	43,48%	6750,00	2097,22	4652,78	221,14	529,13	675,00	75,27
5	48,31%	7500,00	2138,57	5361,43	251,23	539,56	750,00	40,79
5,5	53,14%	8260,00	2150,39	6109,61	282,49	542,54	826,00	-0,96
6	57,97%	9010,00	2179,93	6830,07	313,30	550,00	901,00	-37,71
6,5	62,80%	9760,00	2185,84	7574,16	346,47	551,49	976,00	-78,04
7	67,63%	10500,00	2215,37	8284,63	379,04	558,94	1050,00	-112,02
7,5	72,46%	11300,00	2244,91	9055,09	411,81	566,39	1130,00	-151,80
8	77,29%	12000,00	2268,54	9731,46	444,98	572,35	1200,00	-182,67
9	86,96%	13500,00	2298,08	11201,92	511,64	579,81	1350,00	-258,55
10	96,62%	15000,00	2315,80	12684,20	579,65	584,28	1500,00	-336,07

Habitação 2:

1. Energia total produzida pela UPAC
2. Energia consumida na instalação
3. Energia Injetada na Rede
4. Proveitos da remuneração da energia Injetada da rede
5. Proveitos da poupança com energia consumida na instalação
6. Custo com base em LCOE
7. Balanço: Diferença entre proveitos e custos: (7 = 4 + 5 – 6)

Potência de pico (kWh)	% Potência contratada	Indicadores de energia (kWh)			Indicadores monetários (€)			
		1	2	3	4	5	6	7
0,3	4,35%	450,00	9,00	441,00	20,11	2,26	45,00	-22,63
0,7	10,14%	1050,00	126,00	924,00	42,13	31,60	105,00	-31,27
1	14,49%	1500,00	262,50	1237,50	56,42	65,84	150,00	-27,75
1,4	20,29%	2100,00	493,50	1606,50	73,25	123,77	210,00	-12,98
1,75	25,36%	2630,00	670,65	1959,35	89,20	168,20	263,00	-5,61
2	28,99%	3000,00	840,00	2160,00	98,82	210,67	300,00	9,49
2,3	33,33%	3450,00	1035,00	2415,00	112,40	259,58	345,00	26,97
2,5	36,23%	3750,00	1155,00	2595,00	122,29	289,67	375,00	36,96
2,75	39,86%	4130,00	1313,34	2816,66	135,41	329,39	413,00	51,80
3	43,48%	4500,00	1434,35	3065,65	149,61	359,74	450,00	59,34
3,3	47,83%	4950,00	1456,42	3493,58	167,13	365,27	495,00	37,40
3,75	54,35%	5630,00	1513,80	4116,20	193,10	379,66	563,00	9,76
4	57,97%	6000,00	1531,45	4468,55	208,38	384,09	600,00	-7,54
4,5	65,22%	6750,00	1566,76	5183,24	239,56	392,94	675,00	-42,50
5	72,46%	7500,00	1597,65	5902,35	271,05	400,69	750,00	-78,26
5,5	79,71%	8260,00	1606,48	6653,52	303,65	402,90	826,00	-119,45
6	86,96%	9010,00	1628,54	7381,46	336,89	408,44	901,00	-155,67
6,5	94,20%	9760,00	1632,96	8127,04	370,83	409,55	976,00	-195,62
7	101,45%	10500,00	1655,02	8844,98	403,94	415,08	1050,00	-230,98

Habitação 3:

1. Energia total produzida pela UPAC
2. Energia consumida na instalação
3. Energia Injetada na Rede
4. Proveitos da remuneração da energia Injetada da rede
5. Proveitos da poupança com energia consumida na instalação
6. Custo com base em LCOE
7. Balanço: Diferença entre proveitos e custos: (7 = 4 + 5 - 6)

Potência de pico (kWp)	% Potência contratada	Indicadores de energia (kWh)			Indicadores monetários (€)			
		1	2	3	4	5	6	7
0,3	2,17%	450,00	9,00	441,00	45,00	2,98	20,11	-63,92
0,7	5,07%	1050,00	126,00	924,00	105,00	41,76	42,13	-84,36
1	7,25%	1500,00	262,50	1237,50	150,00	86,99	56,42	-69,60
1,4	10,14%	2100,00	493,50	1606,50	210,00	163,56	73,25	-19,62
1,75	12,68%	2630,00	670,65	1959,35	263,00	221,94	89,20	7,08
2	14,49%	3000,00	840,00	2160,00	300,00	278,65	98,58	55,87
2,3	16,67%	3450,00	1035,00	2415,00	345,00	343,31	110,20	106,81
2,5	18,12%	3750,00	1155,00	2595,00	375,00	381,82	118,40	132,04
2,75	19,93%	4130,00	1313,34	2816,66	413,00	430,40	129,01	163,81
3	21,74%	4500,00	1462,50	3037,50	450,00	472,10	140,59	184,78
3,3	23,91%	4950,00	1633,50	3316,50	495,00	510,34	156,25	186,94
3,75	27,17%	5630,00	1931,09	3698,91	563,00	569,29	179,79	192,37
4	28,99%	6000,00	2082,00	3918,00	600,00	596,56	193,55	186,67
4,5	32,61%	6750,00	2208,14	4541,86	675,00	637,82	222,93	148,58
5	36,23%	7500,00	2251,69	5248,31	750,00	675,43	252,65	103,50
5,5	39,86%	8260,00	2264,13	5995,87	826,00	704,46	283,50	40,42
6	43,48%	9010,00	2295,23	6714,77	901,00	736,68	313,94	-14,70
6,5	47,10%	9760,00	2301,45	7458,55	976,00	750,55	346,43	-104,47
7	50,72%	10500,00	2332,55	8167,45	1050,00	772,57	377,80	-177,06
7,5	54,35%	11300,00	2363,65	8936,35	1130,00	794,90	409,13	-261,06
8	57,97%	12000,00	2388,53	9611,47	1200,00	815,43	440,84	-328,30
9	65,22%	13500,00	2419,63	11080,37	1350,00	839,61	505,85	-514,92
10	72,46%	15000,00	2438,29	12561,71	1500,00	846,09	573,81	-734,01
11	79,71%	16500,00	2444,51	14055,49	1650,00	848,25	642,16	-961,34
12	86,96%	18000,00	2450,73	15549,27	1800,00	850,41	710,34	-1188,85
13	94,20%	19500,00	2456,95	17043,05	1950,00	852,56	778,29	-1416,58
14	101,45%	21000,00	2463,17	18536,83	2100,00	854,72	846,43	-1644,13

Habitação 4:

1. Energia total produzida pela UPAC
2. Energia consumida na instalação
3. Energia Injetada na Rede
4. Proveitos da remuneração da energia Injetada da rede
5. Proveitos da poupança com energia consumida na instalação
6. Custo com base em LCOE
7. Balanço: Diferença entre proveitos e custos: (7 = 4 + 5 - 6)

Potência de pico (kWp)	% Potência contratada	Indicadores de energia (kWh)			Indicadores monetários (€)			
		1	2	3	4	5	6	7
0,30	2,90%	450,00	9,00	441,00	45,00	2,98	20,11	-21,90
0,70	6,76%	1050,00	126,00	924,00	105,00	41,76	42,13	-21,12
1,00	9,66%	1500,00	262,50	1237,50	150,00	86,99	56,42	-6,59
1,40	13,53%	2100,00	493,50	1606,50	210,00	163,56	73,25	26,82
1,75	16,91%	2630,00	670,65	1959,35	263,00	221,94	89,20	48,14
2,00	19,32%	3000,00	840,00	2160,00	300,00	278,65	98,58	77,23
2,30	22,22%	3450,00	1035,00	2415,00	345,00	343,31	110,20	108,50
2,50	24,15%	3750,00	1155,00	2595,00	375,00	382,65	118,27	125,92
2,75	26,57%	4130,00	1313,34	2816,66	413,00	432,64	128,67	148,31
3,00	28,99%	4500,00	1462,50	3037,50	450,00	468,97	141,09	160,06
3,30	31,88%	4950,00	1633,50	3316,50	495,00	499,76	157,93	162,69
3,75	36,23%	5630,00	1851,13	3778,87	563,00	547,66	182,80	167,46
4,00	38,65%	6000,00	1872,72	4127,28	600,00	566,10	197,59	163,69
4,50	43,48%	6750,00	1915,90	4834,10	675,00	598,95	227,92	151,87
5,00	48,31%	7500,00	1953,67	5546,33	750,00	628,51	258,50	137,01
5,50	53,14%	8260,00	1964,47	6295,53	826,00	649,98	290,14	114,11
6,00	57,97%	9010,00	1991,45	7018,55	901,00	670,96	321,77	91,73
6,50	62,80%	9760,00	1996,85	7763,15	976,00	681,46	354,65	60,11
7,00	67,63%	10500,00	2023,83	8476,17	1050,00	694,70	387,06	31,76
7,50	72,46%	11300,00	2050,82	9249,18	1130,00	703,96	419,93	-6,11
8,00	77,29%	12000,00	2072,41	9927,59	1200,00	711,37	453,19	-35,44
9,00	86,96%	13500,00	2099,39	11400,61	1350,00	720,63	519,96	-109,41
10,00	96,62%	15000,00	2115,58	12884,42	1500,00	726,19	588,03	-185,78

Habitação 5:

1. Energia total produzida pela UPAC
2. Energia consumida na instalação
3. Energia Injetada na Rede
4. Proveitos da remuneração da energia Injetada da rede
5. Proveitos da poupança com energia consumida na instalação
6. Custo com base em LCOE
7. Balanço: Diferença entre proveitos e custos: (7 = 4 + 5 - 6)

Potência de pico (kWp)	% Potência contratada	Indicadores de energia (kWh)			Indicadores monetários (€)			
		1	2	3	4	5	6	7
0,3	2,17%	450,00	9,00	441,00	45,00	2,95	20,11	-21,94
0,7	5,07%	1050,00	126,00	924,00	105,00	41,31	42,13	-21,57
1	7,25%	1500,00	262,50	1237,50	150,00	86,06	56,42	-7,53
1,4	10,14%	2100,00	493,50	1606,50	210,00	161,81	73,25	25,06
1,75	12,68%	2630,00	670,65	1959,35	263,00	219,55	89,20	45,75
2	14,49%	3000,00	840,00	2160,00	300,00	275,65	98,58	74,23
2,3	16,67%	3450,00	1035,00	2415,00	345,00	339,61	110,20	104,81
2,5	18,12%	3750,00	1155,00	2595,00	375,00	375,12	118,77	118,90
2,75	19,93%	4130,00	1313,34	2816,66	413,00	419,41	129,92	136,33
3	21,74%	4500,00	1462,50	3037,50	450,00	453,28	142,59	145,87
3,3	23,91%	4950,00	1633,50	3316,50	495,00	482,93	159,45	147,38
3,75	27,17%	5630,00	1931,09	3698,91	563,00	534,58	183,84	155,42
4	28,99%	6000,00	2082,00	3918,00	600,00	556,93	198,14	155,07
4,5	32,61%	6750,00	2194,80	4555,20	675,00	598,74	227,40	151,14
5	36,23%	7500,00	2238,08	5261,92	750,00	634,60	257,22	141,81
5,5	39,86%	8260,00	2250,44	6009,56	826,00	656,22	288,80	119,02
6	43,48%	9010,00	2281,36	6728,64	901,00	683,60	319,69	102,29
6,5	47,10%	9760,00	2287,54	7472,46	976,00	703,74	351,45	79,18
7	50,72%	10500,00	2318,45	8181,55	1050,00	731,91	382,11	64,02
7,5	54,35%	11300,00	2349,36	8950,64	1130,00	759,12	412,86	41,99
8	57,97%	12000,00	2374,09	9625,91	1200,00	778,81	444,61	23,42
9	65,22%	13500,00	2405,01	11094,99	1350,00	812,01	508,45	-29,54
10	72,46%	15000,00	2423,55	12576,45	1500,00	829,78	575,02	-95,21
11	79,71%	16500,00	2429,74	14070,26	1650,00	833,13	643,21	-173,65
12	86,96%	18000,00	2435,92	15564,08	1800,00	835,25	711,40	-253,35
13	94,20%	19500,00	2442,10	17057,90	1950,00	837,37	779,35	-333,28
14	101,45%	21000,00	2448,29	18551,71	2100,00	839,49	847,49	-413,02

Habitação 6:

1. Energia total produzida pela UPAC
2. Energia consumida na instalação
3. Energia Injetada na Rede
4. Proveitos da remuneração da energia Injetada da rede
5. Proveitos da poupança com energia consumida na instalação
6. Custo com base em LCOE
7. Balanço: Diferença entre proveitos e custos: (7 = 4 + 5 - 6)

Potência de pico (kWp)	% Potência contratada	Indicadores de energia (kWh)			Indicadores monetários (€)			
		1	2	3	4	5	6	7
0,3	1,45%	450,00	9,00	441,00	45,00	2,95	20,11	-21,94
0,7	3,38%	1050,00	126,00	924,00	105,00	41,31	42,13	-21,57
1	4,83%	1500,00	262,50	1237,50	150,00	86,06	56,42	-7,53
1,4	6,76%	2100,00	493,50	1606,50	210,00	161,81	73,25	25,06
1,75	8,45%	2630,00	670,65	1959,35	263,00	219,55	89,20	45,75
2	9,66%	3000,00	840,00	2160,00	300,00	275,65	98,58	74,23
2,3	11,11%	3450,00	1035,00	2415,00	345,00	339,61	110,20	104,81
2,5	12,08%	3750,00	1155,00	2595,00	375,00	378,53	118,27	121,80
2,75	13,29%	4130,00	1313,34	2816,66	413,00	430,21	128,31	145,52
3	14,49%	4500,00	1462,50	3037,50	450,00	476,51	139,01	165,52
3,3	15,94%	4950,00	1633,50	3316,50	495,00	518,55	153,87	177,41
3,75	18,12%	5630,00	1931,09	3698,91	563,00	584,27	176,08	197,35
4	19,32%	6000,00	2082,00	3918,00	600,00	611,92	189,63	201,56
4,5	21,74%	6750,00	2396,25	4353,75	675,00	658,74	218,29	202,02
5	24,15%	7500,00	2715,00	4785,00	750,00	705,21	246,88	202,09
5,5	26,57%	8260,00	3006,64	5253,36	826,00	742,91	276,66	193,57
6	28,99%	9010,00	3324,69	5685,31	901,00	787,11	305,64	191,75
6,5	31,40%	9760,00	3611,20	6148,80	976,00	823,33	335,60	182,93
7	33,82%	10500,00	3937,50	6562,50	1050,00	869,01	364,28	183,29
7,5	36,23%	11300,00	4294,00	7006,00	1130,00	915,32	392,87	178,20
8	38,65%	12000,00	4608,00	7392,00	1200,00	960,48	421,79	182,26
9	43,48%	13500,00	4856,19	8643,81	1350,00	1044,95	479,93	174,87
10	48,31%	15000,00	4893,64	10106,36	1500,00	1125,96	539,35	165,31
11	53,14%	16500,00	4906,12	11593,88	1650,00	1200,96	599,36	150,32
12	57,97%	18000,00	4918,61	13081,39	1800,00	1274,53	659,36	133,89
13	62,80%	19500,00	4931,09	14568,91	1950,00	1328,68	721,28	99,96
14	67,63%	21000,00	4943,57	16056,43	2100,00	1383,53	783,30	66,84
15	72,46%	22500,00	4956,06	17543,94	2250,00	1441,59	845,33	36,92
16	77,29%	24000,00	4968,54	19031,46	2400,00	1494,78	907,00	1,78
17	82,13%	25500,00	4981,03	20518,97	2550,00	1538,55	971,21	-40,24
18	86,96%	27000,00	4993,51	22006,49	2700,00	1582,53	1034,38	-83,09
19	91,79%	28500,00	5005,99	23494,01	2850,00	1619,27	1097,91	-132,82