

UNIVERSIDADE DE LISBOA
FACULDADE DE CIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA GEOGRÁFICA, GEOFÍSICA E ENERGIA



**Ciências
ULisboa**

**Sistemas de autoconsumo de pequena e média dimensão –
metodologias de avaliação técnica e económica de projetos**

Inês Isaac dos Santos Almas

Mestrado Integrado em Engenharia da Energia e do Ambiente

Dissertação orientada por:
Engenheiro Francisco Carvalho dos Santos Ramos Pinto (Resul)
Professor Doutor Killian Paulo Kiernan Lobato (FCUL)

2017

*Com muito amor e boas recordações, dedico esta dissertação à minha avó Maria Fernanda
Isaac Nina*

Agradecimentos

Esta dissertação representa um trabalho conjunto, pelo que devo um agradecimento a várias pessoas, sendo um muito especial para a minha família que sempre me apoiou incondicionalmente e sempre esteve disponível para tudo.

Ao Engenheiro Francisco Pinto devo um grande obrigada por ter “vestido a camisola” comigo, como referiu uma vez. Desde o primeiro dia que fez questão de me integrar na Resul apresentando-me a todos os funcionários. Sempre se encontrou disponível para me ajudar, dar um *feedback* constante, esclarecer dúvidas e pensar comigo nos problemas que foram surgindo. Sem a sua motivação constante e conhecimento esta dissertação não teria sido a mesma coisa. Ao Engenheiro João Bento queria agradecer por se ter encontrado disponível e ter contribuído, de várias formas, neste trabalho e à Sandra Duarte queria mostrar a minha gratidão por me receber sempre com um grande bom dia e me ter ajudado em coisas básicas do dia-a-dia enquanto estive na empresa.

Queria agradecer também ao professor Killian Lobato que aceitou ser o meu orientador interno, mesmo quando a minha dissertação já tinha começado, e por tentar sempre pensar mais além.

Por fim, mas não menos importante, agradeço ao João e aos meus amigos, eles sabem quem são, por me apoiarem e estarem presentes desde há muito tempo.

Resumo

A preocupação ambiental é uma temática cada vez mais importante, nos dias de hoje, para um desenvolvimento sustentável, pelo que, com o progresso dos países em desenvolvimento, se torna imperativo uso das energias renováveis levando a uma menor dependências dos recursos fósseis. Deste modo, o aparecimento do Decreto-Lei n.º 153/2014 veio revolucionar o setor da energia, permitindo o autoconsumo, isto é, a produção descentralizada da energia, pela primeira vez em Portugal.

Por esta razão, o trabalho desenvolvido na dissertação teve como objetivo o desenvolvimento de uma ferramenta de avaliação técnica e económica para sistemas em regime de autoconsumo de acordo com a atual legislação portuguesa para qualquer tipo de contrato (baixa tensão, média tensão) e ciclo tarifário. Para o desenvolvimento da ferramenta recorreu-se a um caso concreto de modo a usarem-se dados reais, sendo eles da fábrica de tintas da Dyrup, localizada em Sacavém. Para a realização da ferramenta foi necessário ter pelo menos uma fatura de eletricidade com vista a ter acesso às tarifas do cliente, os consumos de 15 em 15 minutos e uma simulação preliminar efetuada em PVsyst, sendo posteriormente efetuadas diversas simulações com vista a perceber quais as vantagens ou desvantagens da instalação de determinada potência. Para isso, foi realizada uma análise horária do consumo e de toda a produção fotovoltaica, por período tarifário.

Através do desenvolvimento da ferramenta de análise de metodologias foi possível concluir-se que o melhor sistema fotovoltaico a instalar em regime de autoconsumo não é aquele que apresenta uma menor energia excedente, uma vez que proporcionalmente é mais caro instalar um sistema mais pequeno, isto é, com menor potência, mas sim a conjugação do fator técnico com o económico.

Foi desenvolvida outra ferramenta onde, em vez de se utilizarem os dados de consumo de 15 em 15 minutos, que seriam posteriormente convertidos em dados horários, se utilizaram os consumos em cada período indicados nas 12 faturas existentes num ano. Concluiu-se que, quando aplicada esta nova ferramenta ao caso de estudo, os resultados eram diferentes, mas aceitáveis, valorizando a instalação de um sistema fotovoltaico com vista ao autoconsumo.

Palavras-Chave: Energia solar fotovoltaica, autoconsumo, PVsyst.

Abstract

Nowadays, environmental concern is an increasing issue for sustainable development. As a result of the progress of developing countries, it is imperative to use renewable energy, leading to less dependence on fossil resources. In this way, the appearance of Decree-Law no. 153/2014 revolutionized the energy sector, allowing the self-consumption, the decentralized production of energy, for the first time in Portugal.

For this reason, the work developed in the dissertation had as the objective the development of a tool for the technical and economic evaluation in self-consumption according to the current Portuguese legislation for any type of contract (low voltage, medium voltage) and tariff cycle. For the tool development, a real case was used in order to use real data, in this case the Dyrup factory located in Sacavém. For the tool development it was necessary to have at least one electrical bill in order to have access the customer's tariffs, consumptions every 15 minutes and one preliminary simulation in PVsyst that will allow understanding the advantages and disadvantages the installation of certain power. For this, an hourly analysis of consumption and of all photovoltaic production was carried out on per tariff period

Through the developed tool of analysis of methodologies it was possible to conclude that the best photovoltaic system to install in a regime of self-consumption is not the system that has lower energy surplus, once proportionally it is more expensive to install a smaller system, but rather a combination of technical and economic factors.

Another tool was developed which used the consumption in each period indicated in the electricity bill over a year. It was concluded that when applied to the case of study, the results were different but acceptable still valuing the installation of a photovoltaic system in self-consumption.

Keywords: Photovoltaic solar energy, self-consumption, PVsyst.

Índice

Agradecimentos.....	v
Resumo.....	vi
Abstract	vii
Índice de Figuras	ix
Índice de Tabelas.....	xii
Simbologia e Notações.....	xiii
Capítulo 1 – Introdução.....	15
Capítulo 2 – Fundamentos Teóricos.....	17
2.1. Enquadramento do autoconsumo em Portugal.....	17
2.1.1. Unidades de Pequena Produção	17
2.1.2. Unidades de Produção para Autoconsumo - UPAC.....	20
2.2. Comparação do autoconsumo em Portugal com outros países	22
Capítulo 3 – Metodologia.....	24
3.1. Proposta ao cliente	24
3.2. Visita às instalações	24
3.3. Análise do caso de estudo	25
3.3.1. Tratamento de dados	25
3.3.2. Simulação PVsyst.....	25
3.3.3. Desenvolvimento da ferramenta.....	26
3.3.4. Análise de sensibilidade	27
3.4. Desenvolvimento da ferramenta - Resul	27
Capítulo 4 – Dados.....	28
4.1. Caso de estudo.....	29
4.2. Equipamentos	42
4.2.1. Módulos fotovoltaicos.....	42
4.2.2. Inversores	44
4.2.3. Sistema de ligação.....	45
Capítulo 5 – Resultados e Discussão.....	47
5.1. Análise de sensibilidade	47
5.2. Análise detalhada do sistema apresentado ao cliente	51
5.2.1. Comparação dos cenários pedidos pelo cliente	61
5.2.2. Comparação dos resultados da ferramenta fatura.....	63
Capítulo 6 – Conclusões e Desenvolvimentos Futuros	65
Referências Bibliográficas	68
Anexo A - Utilização do <i>Software</i> PVsyst	70
Anexo B - Desenvolvimento da ferramenta	73
Anexo C - Consumos mensais da Dyrup antes da instalação do sistema fotovoltaico	85
Anexo D - Resultados detalhados da análise dos diversos cenários	91

Índice de Figuras

Figura 1.1 - Evolução do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais, por nível de tensão (preços correntes). Fonte: Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2017,” pp.1–320, 2016. [5]	15
Figura 2.1 - Evolução da potência instalada em regime de microprodução entre 2008 e 2015 para Portugal, com valor nulo em 2015. Adaptado da fonte: Associação de Energias Renováveis [8]....	18
Figura 2.2 - Evolução da potência instalada em regime de miniprodução em Portugal entre 2008 e 2015. Adaptado da fonte: Associação de Energia Renováveis [8].....	19
Figura 4.1 - Mapa geográfico de Portugal e do concelho de Loures. Fonte: Visitar Portugal [17]..	28
Figura 4.2 - Imagem satélite das instalações da Dyrup em Sacavém.....	28
Figura 4.3 - Consumo da fábrica das tintas Dyrup para cada mês em cada período indicado nas faturas de 2016	30
Figura 4.4 - Consumos horários da fábrica de tintas da Dyrup em 2016	31
Figura 4.5 - Ciclo tarifário da Dyrup. Adaptado da fonte: Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2017,” pp.1–320, 2016. [16]	32
Figura 4.6 - Planta do telhado	33
Figura 4.7 - Amplificação da planta do telhado	34
Figura 4.8 - Estrutura do edifício onde serão instalados os módulos (realizado em PVsyst).....	34
Figura 4.9 - Planta das caleiras técnicas da Dyrup.....	35
Figura 4.10 - Vista de lado do telhado com orientação Este	36
Figura 4.11 - Vista de lado do telhado com orientação Oeste.....	36
Figura 4.12 - Vista do lado do telhado a partir do qual se vai efetuar a colocação dos módulos (Oeste)	36
Figura 4.13 - Local onde serão deixados os equipamentos e veículos durante a instalação	37
Figura 4.14 - Vista interior do telhado com estrutura de reforço	37
Figura 4.15 - Vista exterior da sala onde será feita a interligação e a colocação dos inversores	38
Figura 4.16 - Vista interior da sala onde será realizada a interligação ao quadro parcial	38
Figura 4.17 - Vista interior da sala onde serão colocados os inversores (parede branca)	39
Figura 4.18 - Vista exterior das salas de baixa tensão e do posto de transformação (AT)	39
Figura 4.19 - Contador parcial	40
Figura 4.20 - Quadro geral de baixa tensão (QGBT), interruptor inter-barras.....	40
Figura 4.21 - Armária de interligação com a rede (transformador)	41
Figura 4.22 - Exemplo de caleiras técnicas ao longo das instalações da Dyrup	41
Figura 4.23 - Interior de uma caleira.....	42

Figura 4.24 - Curva IV do modelo CS6K – 270P. Fonte: Canadian Solar [19].....	44
Figura 4.25 - Curva de eficiência do inversor Sunny Tripower 25000TL. Fonte: SMA [20].....	45
Figura 4.26 - Esquema de montagem do sistema fotovoltaico a instalar em regime de UPA	46
Figura 5.1 - Evolução da relação entre a energia excedente e autoconsumida em cada cenário.....	50
Figura 5.2 - Comportamento do VAL, investimento inicial e poupança anual para cada cenário... ..	50
Figura 5.3 - Variação do LCOE e custo do projeto para cada cenário	51
Figura 5.4 - Edifício da fábrica da Dyrup com os módulos fotovoltaico no cenário	52
Figura 5.5 - Perfil de consumo do cliente por período ao longo do ano de 2016.....	53
Figura 5.6 - Perfil de consumo e produção	53
Figura 5.7 - Energia produzida pelo sistema: autoconsumida e excedente	54
Figura 5.8 - Poupanças mensais com o sistema fotovoltaico	55
Figura 5.9 - Curva de produção e consumo no mês de janeiro	56
Figura 5.10 - Curva de produção e consumo no mês de abril	56
Figura 5.11 - Curva de produção e consumo no mês de julho	56
Figura 5.12 - Curva de produção e consumo no mês de outubro	57
Figura 5.13 - Energia média excedente para cada hora do dia em cada trimestre	57
Figura 5.15 - Rácio de <i>performance</i> do sistema de 250kWn (adaptado da simulação efetuado em PVsyst)	59
Figura 5.14 - Balanço de energia do cenário F (250kWn) entre os dias 20 e 27 de junho de 2016. A energia produzida encontra-se representada a laranja, a azul encontra-se exposto o consumo de energia antes da instalação do sistema fotovoltaico, a verde a energia autoconsumida e a vermelho a energia excedente.	58
Figura 5.15 - Rácio de <i>performance</i> do sistema de 250kWn (adaptado da simulação efetuado em PVsyst)	59
Figura 5.16 - Energia mensal normalizada para um sistem de 250kWn (retirado da simulação efetuada em PVsyst).....	59
Figura 5.17 - <i>Cash flow</i> acumulado durante o tempo de vida do projeto.....	60
Figura 5.18 - Comparação dos <i>cash flows</i> acumulados para o caso de com e sem financiamento externo.....	61
Figura 5.19 - <i>Cash flow</i> acumulado para os três cenários pedidos pelo cliente	63
Figura A.1 - <i>Print screen</i> do PVsyst: visão inicial do programa.....	70
Figura A.2 - <i>Print screen</i> do PVsyst: determinação da orientação e inclinação	70
Figura A.3 - <i>Print screen</i> do PVsyst: dimensionamento do sistema.....	71
Figura A.4 - <i>Print screen</i> do PVsyst: gráfico resultante do “Show Sizing”	72
Figura A.5 - <i>Print screen</i> do PVsyst: definição dos <i>outputs</i>	72
Figura B.1 - <i>Print screen</i> da ferramenta: tarifas, dados de consumo e produção.....	73

Figura B.2 - <i>Print screen</i> da ferramenta: poupanças provenientes da instalação do sistema fotovoltaico	74
Figura B.3 - <i>Print screen</i> da ferramenta: dados necessários a introduzir na análise económica.....	76
Figura B.4 - <i>Print screen</i> da ferramenta: evolução das tarifas e poupanças	78
Figura B.5 - <i>Print screen</i> da ferramenta: custos de operação e manutenção, gestão do projeto e seguro	80
Figura B.6 - <i>Print screen</i> da ferramenta: investimentos e <i>cash flow</i>	81
Figura B.7 - <i>Print screen</i> da ferramenta: condições do empréstimo	82
Figura B.8 - <i>Print screen</i> da ferramenta: análise económica	83
Figura B.9 - <i>Print screen</i> da ferramenta: resumo da análise económica com financiamento	83
Figura B.10 - <i>Print screen</i> da ferramenta: tabelas auxiliares (ferramenta fatura).....	84
Figura C.1 - Consumos horário da fábrica de tintas da Dyrup em janeiro de 2016	85
Figura C.2 - Consumos horário da fábrica de tintas da Dyrup em fevereiro de 2016.....	85
Figura C.3 - Consumos horário da fábrica de tintas da Dyrup em março de 2016	86
Figura C.4 - Consumos horário da fábrica de tintas da Dyrup em abril de 2016.....	86
Figura C.5 - Consumos horário da fábrica de tintas da Dyrup em maio de 2016	87
Figura C.6 - Consumos horário da fábrica de tintas da Dyrup em junho de 2016	87
Figura C.7 - Consumos horário da fábrica de tintas da Dyrup em julho de 2016	88
Figura C.8 - Consumos horário da fábrica de tintas da Dyrup em agosto de 2016.....	88
Figura C.9 - Consumos horário da fábrica de tintas da Dyrup em setembro de 2016.....	89
Figura C.10 - Consumos horário da fábrica de tintas da Dyrup em outubro de 2016.....	89
Figura C.11 - Consumos horário da fábrica de tintas da Dyrup em novembro de 2016	90
Figura C.12 - Consumos horário da fábrica de tintas da Dyrup em dezembro de 2016.....	90

Índice de Tabelas

Tabela 2.1 - Principais requisitos exigidos à UPAC. Adaptado da fonte: Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia [7].....	21
Tabela 4.1 - Tarifas retiradas através das faturas de 2016 e 2017.....	29
Tabela 4.2 - Características do módulo fotovoltaico CS6K – 270. Adaptado da fonte: Canadian Solar [19].....	42
Tabela 4.3 - Características de temperatura do módulo CS6K – 270P. Adaptado da fonte: Canadian Solar [19].....	43
Tabela 4.4 - Características do inversor Sunny Tripower 25000TL. Adaptado da fonte: SMA [20]	44
Tabela 5.1 - Parâmetros económicos do projeto com recurso a capital externo	60
Tabela 5.2 - Comparação do cenário pessimista, realista e otimista	62
Tabela 5.3 - Comparação dos <i>outputs</i> das diferentes ferramentas	63

Simbologia e Notações

N_{inv}	Número de inversores
$N_{strings\ inv}$	Número de strings por inversor
$P_{nominal\ instalação}$	Potência nominal da instalação (kWn)
$P_{máx\ módulo}$	Potência máxima nominal do módulo (Wp)
$P_{nominal\ inversor}$	Potência nominal do inversor (kW)
P_{pico}	Potência pico instalada (kWp)
AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
BTE	Baixa Tensão Especial
BTN	Baixa Tensão Normal
CO ₂	Dióxido de Carbono
CUR	Comercializador de Último Recurso
DGEG	Direção Geral de Energia e Geologia
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
FIT	<i>Feed in Tariff</i>
LCOE	<i>Levelized Cost of Energy</i>
MAT	Muito Alta Tensão
MPP	Ponto de Máxima Potência
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
MT	Média Tensão
Mt	Mega Toneladas
Mtoe	Mega Toneladas Equivalente de Petróleo
OMIE	Operador do Mercado Ibérico de Energia
PVP	Preço de Venda ao Público
RESP	Rede Elétrica de Sistema Público
TI	Transformador de Corrente
TIR	Taxa Interna de Rentabilidade
UPAC	Unidades de Produção para Autoconsumo

UPP Unidades de Pequena Produção

VAL Valor Atual Líquido

Capítulo 1 – Introdução

Ao longo dos anos tem-se verificado um aumento do consumo de energia de combustíveis fósseis a nível mundial e, conseqüentemente, os níveis de poluição. Hoje em dias pode-se afirmar que as energias renováveis são uma realidade mais competitiva face aos combustíveis fósseis, pelo que é natural o seu desenvolvimento.

Entre 1971 e 2014 verificou-se um aumento do consumo final de combustíveis no mundo de 4764Mtoe [1]. Sendo este valor significativo, terá como consequência o aumento das emissões de gases poluentes, sendo hoje em dia uma temática de muita preocupação, tal como se reflete num dos objetivos de Portugal 2020 [2], devido à emissão de gases poluentes com efeito de estufa, como é o caso do dióxido de carbono, levando à subida da temperatura média na Terra. O carvão, o petróleo e o gás natural são os principais causadores do aumento das emissões de CO₂. Entre 1971 e 2014 constatou-se um aumento de 16 900 mega toneladas de emissões de dióxido de carbono [1], o que significa um aumento médio de 394 Mt/ano de CO₂. Por esta razão, e não só, tem-se investido na produção de energia de origem renovável [3].

Em 2014, Portugal já detinha uma elevada percentagem de produção a partir de fontes renováveis comparativamente com outros países, cerca de 61.3% na sua totalidade, sendo as principais fontes a energia hídrica e a eólica com 30.0% e 23.3%, respetivamente. As restantes fontes, mas menos representativas, são os biocombustíveis e os resíduos com 6.4%, a energia solar com 1.2% e a energia geotérmica com 0.4% [3].

Outro motivo que conduz ao investimento de instalações detentoras de sistemas fotovoltaicos é o aumento da tarifa de eletricidade, como se verifica na Figura 1.1, aliada à boa localização de Portugal que permite ter boas condições de radiação solar, possibilitando assim uma maior produção de energia elétrica com recurso à energia solar fotovoltaica, visto que em média Portugal possui aproximadamente 2500 horas de sol o que representa 30% das horas existentes num ano [4]. Quanto maior for o número médio anual de horas de sol maior será a produção de energia solar elétrica. Contudo, a produção depende da intensidade da radiação solar horizontal diária.

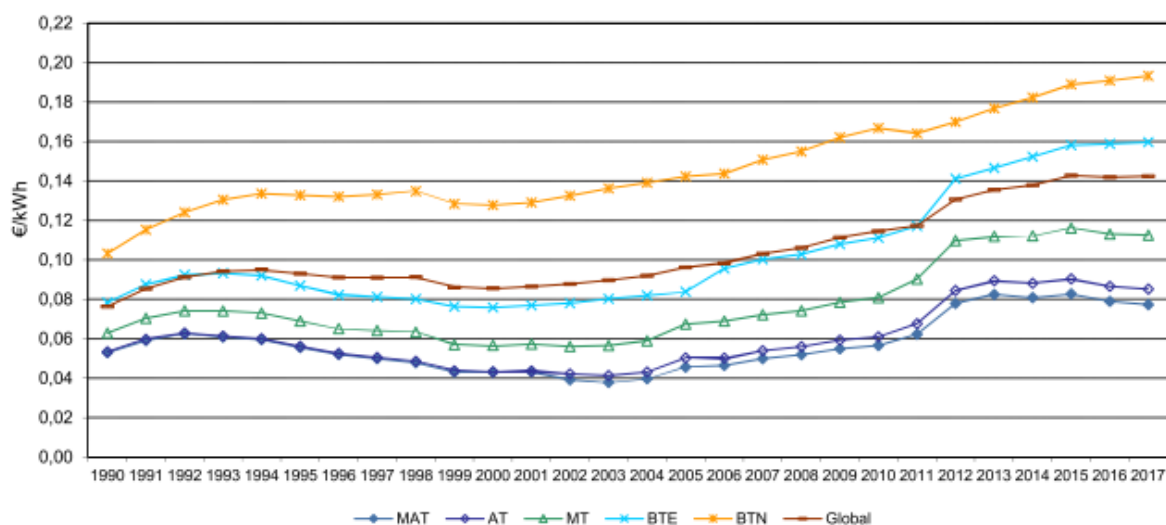


Figura 1.1 - Evolução do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais, por nível de tensão (preços correntes). Fonte: Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2017,” pp.1–320, 2016. [5]

Em 2014 saiu o Decreto-Lei n.º 153/2014 que incentiva a produção e o consumo a partir da energia solar, que serão apresentadas e discutidas com mais detalhe no próximo capítulo.

A simultaneidade entre o perfil de produção proveniente da energia solar fotovoltaica e o diagrama de cargas irá ditar se a instalação é mais vantajosa em regime de autoconsumo ou unidades de pequena produção, dependendo do setor em causa. As horas de maior produção de eletricidade centram-se na hora de almoço, ou seja, entre as 11h e as 14h, sendo esse o período em que as pessoas se encontram fora de casa durante a semana, pelo que não existe um aproveitamento do recurso solar disponível no setor doméstico visto a maior parte dos consumos se encontrar de manhã e ao fim do dia, quando não se verifica produção solar. Contudo, embora o setor industrial ou comercial também parem à hora de almoço existem sempre consumos nesse período, pelo que a curva de produção ao longo do dia irá coincidir com a curva de consumos, sendo neste caso vantajosa a instalação de um sistema fotovoltaico em regime de autoconsumo.

No capítulo 3, será explicada a metodologia adotada durante o desenvolvimento da ferramenta de avaliação de sistemas fotovoltaicos em regime de autoconsumo através da energia solar. No capítulo 4, apresentam-se os resultados obtidos para o caso de estudo. No capítulo 5, discutem-se os resultados apresentados no capítulo anterior. Por fim, no capítulo 6, apresentam-se as conclusões do trabalho desenvolvido e possíveis desenvolvimentos futuros.

Capítulo 2 – Fundamentos Teóricos

Desde 2007 até à atualidade existiram bastantes alterações na legislação portuguesa, levando o setor fotovoltaico a desenvolver-se e a proliferar, tornando a sua instalação cada vez mais aliciante aos consumidores, devido às poupanças conseguidas com a instalação deste tipo de sistemas. Através da análise da legislação de outros países, que se encontram mais desenvolvidos neste setor uma vez que começaram a investir na energia solar mais cedo, comparativamente a Portugal, será possível averiguarem-se diversas características que a legislação em Portugal poderia adotar, de modo a existir um desenvolvimento maior e mais rápido.

2.1. Enquadramento do autoconsumo em Portugal

O aparecimento do Decreto-Lei n.º 153/2014 tem como objetivo a produção de energia final com vista a tornar esta mesma competitiva face a outras fontes de energia [6], especialmente as de origem fóssil. O presente decreto-lei aplica-se a Unidades de Pequena Produção (UPP) e a Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC). Enquanto as UPP se destinam à produção de eletricidade com a finalidade de esta ser vendida na sua totalidade à rede, as UPAC destinam-se à produção de energia elétrica para autoconsumo, ou seja, para satisfazer primeiro as necessidades energéticas do *prosumer*, sem prejuízo de injetar o excedente na rede elétrica de serviço público [6]. O conceito de *prosumer* surge com esta nova legislação uma vez que o consumidor de energia elétrica passa a ser também o produtor desta mesma.

As vantagens proporcionadas pelo modelo de produção distribuída são as reduções de perdas na rede devido à proximidade entre o consumidor e o local onde a energia é produzida, a redução dos consumos energéticos e, conseqüentemente, a redução na compra de energia elétrica à rede, que poderá tornar possível a redução da potência contratada do cliente com recurso a armazenamento e a redução das necessidades elétricas em horas de ponta, período em que a tarifa da eletricidade é mais cara e onde existe a penalização por se consumir nesse mesmo período, sendo conhecida como a tarifa de potência horas ponta. O decreto-lei permite ainda ao *prosumer* armazenar a energia excedente, aumentando assim as suas poupanças, embora a instalação de um sistema com baterias aumente o período de *payback time* podendo tornar o projeto pouco interessante relativamente à parte económica. Um benefício passível, mas desta vez para a Rede Elétrica de Sistema Público (RESP), é a diminuição a médio/longo prazo do investimento na rede elétrica de sistema público, embora possam surgir problemas na rede de baixa tensão (BT) que terão de ser resolvidos. Todos os pontos mencionados anteriormente irão dinamizar a indústria fotovoltaica através de instaladores, manutenção e fabrico de componentes fazendo com que haja a promoção e criação de novos e/ou mais empregos destinados à formação, qualificação e desenvolvimento de recursos técnicos. Por fim, uma última vantagem desta legislação, é a permissão de entrada de novos *players* de pequena dimensão, aumentando deste modo a concorrência neste setor de geração de energia [6][7].

2.1.1. Unidades de Pequena Produção

O atual enquadramento legislativo considera que as UPP englobam tanto a microprodução como a miniprodução. Embora estas tenham surgido em períodos diferentes com características distintas, ambas sofreram alterações através de novas publicações.

A microprodução surgiu a 2 de novembro de 2007 através do Decreto-Lei n.º 363/2007, onde passou a ser permitida a produção de eletricidade a partir de recursos renováveis. Esta sofreu algumas alterações, tendo sido a 25 de outubro de 2010 realizada a última alteração através do Decreto-Lei n.º 118-A/2010 [6]. A instalação de sistemas de produção descentralizada de pequena escala, com vista à venda da totalidade da energia produzida à rede, tinha dois regimes remuneratórios, sendo eles a tarifa bonificada, ou seja, era atribuída uma tarifa fixa por registo para sistemas até 3.68kW, que decrescia anualmente, e o regime geral, onde a tarifa era revista anualmente à taxa de inflação até à entrada de novo diploma para sistema de potência instalada até 5.75kW. Sistemas que tivessem uma potência instalada até 11.04kW fariam parte do grupo condomínios que estariam sujeitos à realização de uma auditoria energética e, conseqüentemente, à implementação de medidas provenientes dessa mesma. É de salientar que, para este tipo de sistemas, a potência máxima instalada tinha que ser inferior a 50% da potência contratada na unidade de consumo associada e era ainda obrigatório a instalação de pelo menos 2m² de coletores solares térmicos ou caldeira a biomassa [6][7]. Entre 2008 e 2014, as instalações de produção fotovoltaica em regime de microprodução perfizeram um total de 94.2MW de potência instalada [8]. Verificou-se que entre 2008 e 2014, o ano com maior potência instalada em regime de microprodução foi em 2011 com uma potência de 27.0MW. A partir de 2012, aferiu-se uma diminuição, sendo no ano de 2015 a potência instalada nula, tal como se constata na Figura 2.1.

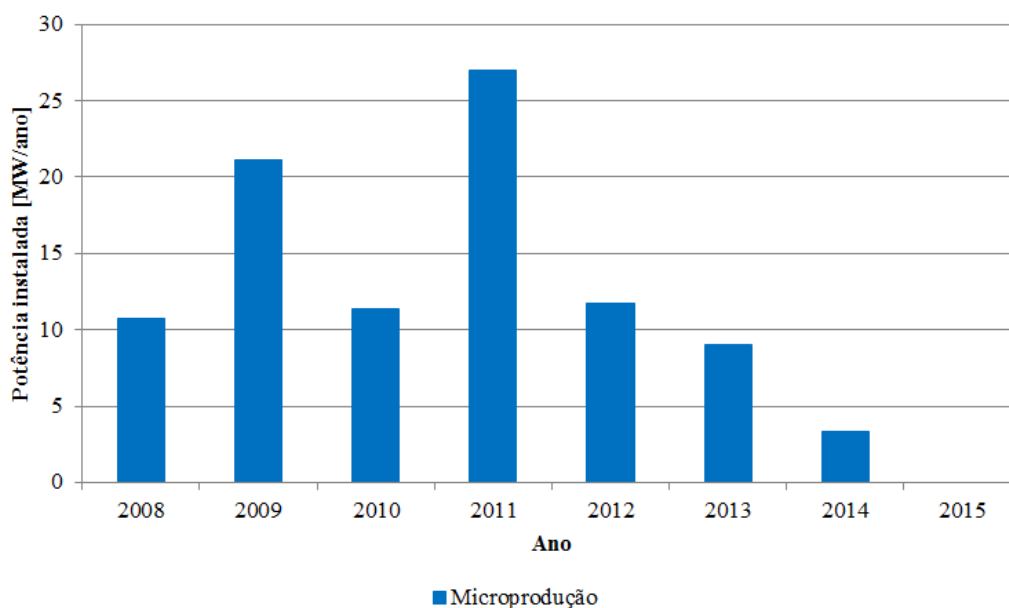


Figura 2.1 - Evolução da potência instalada em regime de microprodução entre 2008 e 2015 para Portugal, com valor nulo em 2015. Adaptado da fonte: Associação de Energias Renováveis [8]

O decréscimo da potência instalada no ano 2012 coincidiu com a chegada da produção de energia elétrica em regime de miniprodução.

Relativamente à miniprodução, esta apareceu a 8 de março de 2011 com a publicação do Decreto-Lei n.º 34/2011 que foi modificada a 19 de fevereiro de 2013 com o Decreto-Lei n.º 25/2013, permitindo a produção descentralizada de pequena escala até uma potência instalada de 250kW proveniente de

fontes renováveis, podendo esta ser solar, eólica, hídrica, biogás, biomassa e pilhas de combustível com base em hidrogénio. A energia produzida era vendida na sua totalidade à rede, tal como na microgeração, contudo a potência máxima instalada tinha de ser inferior a 50% da potência contratada na unidade de consumo associada e a energia produzida não podia ser superior ao dobro da energia consumida na unidade associada. Neste caso, a remuneração era feita através da *pool*, onde o preço e a quantidade de energia em cada período de tempo eram definidos ao longo das 24 horas, ou da tarifa bonificada onde era atribuída em leilão a FIT. Sistemas deste tipo estavam sujeitos a auditorias energéticas e podiam-se enquadrar em três escalões conforme a potência instalada (I - até 20kW, II – entre 20kW e 100kW, III – entre 100kW e 250kW) [6][7]. Nos anos seguintes à saída do Decreto-lei n.º 34/2011 verificaram-se instalações deste tipo, com a uma potência instalada de 21MW. A potência instalada em 2011, 2012 e 2013 foi a mesma uma vez que existia uma cota limite de instalação, como se confirma na Figura 2.2. Contudo, em 2014, existiu uma descida acentuada da potência instalada devido ao novo regime de produção distribuída através do Decreto-Lei n.º 153/2014, que saiu dia 20 de outubro de 2014, pelo que o ano de 2015 apresenta uma potência instalada nula.

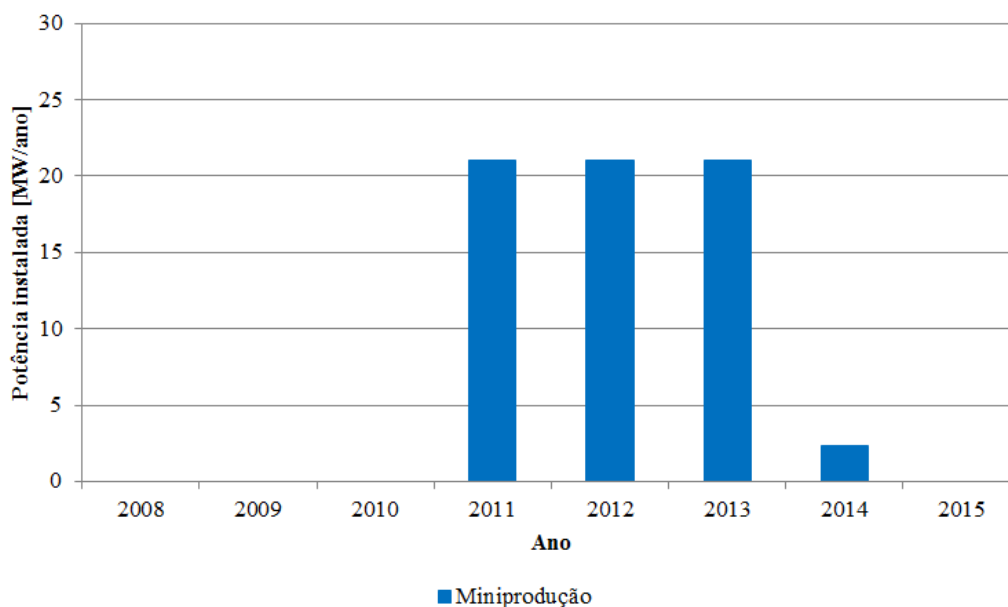


Figura 2.2 - Evolução da potência instalada em regime de miniprodução em Portugal entre 2008 e 2015. Adaptado da fonte: Associação de Energia Renováveis [8]

Uma das razões que levou à diminuição de instalações no regime de microprodução com o aparecimento do regime de miniprodução foi o aumento da potência possível a instalar, passando de 11.04kW para 250kW, no máximo, e também devido à tarifa de referência. Para o caso da microprodução, a tarifa bonificada em 2014 era 66€/MWh nos primeiros 8 anos e 145€/MWh nos seguintes 7 anos, perfazendo um total de 1543€/MWh durante 15 anos. Em regime de miniprodução, a tarifa em regime bonificado era 106€/MWh durante 15 anos perfazendo um total de 1590€/MWh. Embora a diferença seja pequena, apenas de 47€/MWh, a tarifa da miniprodução torna-se mais aliciante nos primeiros anos, verificando-se por essa razão o retorno do investimento mais cedo com o regime de miniprodução.

No atual modelo, as UPP têm de ser instaladas no local de consumo ou perto das mesmas de modo a minimizar as perdas, a energia produzida é obrigatoriamente injetada na sua totalidade na RESP, a potência de ligação da UPP tem de ser inferior à potência contratada na instalação de consumo, nunca

podendo ser superior a 250kW, e a energia produzida pelo sistema não pode exceder o dobro da energia elétrica consumida na instalação, tendo em conta uma base anual. A quota da potência de ligação a atribuir não pode exceder os 20MW/ano, isto é, a potência máxima anual que o produtor pode injetar na RESP são 20MW. Deste modo, afere-se que este sistema é similar ao regime de miniprodução. As UPP podem enquadrar-se em três categorias sendo elas UPP (categoria I), UPP + Tomada Veículo Elétrico (categoria II) e UPP + Solar Térmico (categoria III). Na categoria I o produtor apenas tem um sistema de produção e venda de eletricidade. Na categoria II o produtor, para além da instalação da UPP, possui também uma tomada elétrica para carregar os veículos elétricos no local de consumo. Por fim, a categoria III, para além da UPP o produtor pretende instalar coletores térmicos solares, com o mínimo de 2m², ou caldeira a biomassa no local de consumo. Relativamente à remuneração, é atribuído um valor com base no modelo de licitação, ou seja, em leilão são oferecidos valores inferiores à tarifa de referência para cada categoria. A tarifa de remuneração definida em leilão estará em vigor durante 15 anos e, após este período, o produtor entrará em produção de regime especial. Segundo a ERSE, a produção em regime especial é a produção de energia elétrica através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis através da cogeração e da produção distribuída. A legislação define também que a injeção de energia elétrica fora dos limites definidos na UPP não será remunerada e que os produtores não podem ter outro regime de produção de energia durante a validade da respetiva tarifa [6][7]. Em 2015 instalou-se uma potência de 8.8MW no regime de unidades de pequena produção [8].

2.1.2. Unidades de Produção para Autoconsumo - UPAC

Com o novo regime de produção distribuída passou a ser possível produzir energia elétrica para autoconsumo, ou seja, a energia produzida é primeiramente consumida pelo produtor de modo a satisfazer as suas necessidades de consumo e, só depois, o excedente produzido, caso exista, será injetado na rede. Deste modo haverá a minimização da injeção da energia na RESP. As UPAC têm de ser instaladas no local de consumo, sendo a potência de ligação necessariamente inferior à potência contratada na instalação onde se efetua o consumo, com o requisito da potência da UPAC não poder ser duas vezes superior à potência de ligação, ou seja, à potência nominal de saída dos inversores. Relativamente à remuneração do excedente produzido, este é remunerado ao preço *pool*, isto é, deduzido de 10% para compensar os custos com a injeção da energia. A seguinte expressão permite o cálculo da *pool*, que neste caso está representado por:

$$R_{UPAC,m} = E_{fornecida,m} \times E_m \times 0.9 \quad (1)$$

Onde $R_{UPAC,m}$ representa a remuneração da energia elétrica fornecida à RESP no mês m em €, $E_{fornecida,m}$ a energia fornecida no mês 'm' em kWh, E_m o valor resultante da média aritmética simples dos preços de fecho do Operador do Mercado Ibérico de Energia para Portugal relativo ao mês 'm' em €/kWh e 'm' o mês referente à contagem de eletricidade fornecida à rede [6].

Para consumidor é mais aliciante comprar energia de origem fotovoltaica face a outras fontes uma vez que esta terá um desconto de 10%. Na ótica do produtor, esta penalização de 10% terá um impacto positivo garantido sempre que a energia excedente produzida seja vendida na sua totalidade devido à sua competitividade.

Sistemas fotovoltaicos em regime de UPAC e com potência instalada inferior a 200W não necessitam de efetuar registo da instalação. UPAC com potências entre 200W e 1500W ou que não se encontrem ligadas à rede necessitam apenas de efetuar uma comunicação prévia de exploração, sem ser necessária a intervenção da DGEG. Instalações com potências superiores a 1MW requerem uma licença de produção e exploração. O registo da UPAC é realizado pelo proprietário da instalação de geração de energia elétrica [6]. Em 2015, aferiu-se uma potência total instalada de 19.0MW para UPAC que necessitavam apenas de efetuar registo e 2.4MW para UPAC com mera comunicação prévia [8]. A minoria dos sistemas instalados em 2015 foram sistemas potências entre os 200W e os 1500W ou sistemas fotovoltaicos sem ligação à rede. A Tabela 2.1 exemplifica as características de sistemas UPAC.

Tabela 2.1 - Principais requisitos exigidos à UPAC. Adaptado da fonte: Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia [7]

	Dimensão das UPAC ligadas à RESP (Potência de ligação)				s/ ligação RESP
	<200W	200-1500W	1.5kW-1MW	>1MW	“em ilha”
Registo	-	Mera comunicação prévia	Controlo Prévio/ Cert. Exploração	Licença de Exploração	Mera comunicação prévia
Taxa Registo	-	Isento	✓	✓ Aplicável ao respetivo regime	Isento
Equipamento de Contagem	-	-	Sim. Com Telecontagem	Sim. Com contagem	-
Remuneração excedente (Pool)	- (apenas se existir registo)	- (apenas se existir registo)	✓	-	-

Com recurso à Tabela 2.1 é possível afirmar-se que sistemas entre 200W e 1500W e sem ligação à RESP apenas necessitam de realizar uma mera comunicação prévia para registar a instalação, estando ambas isentas da taxa de registo. Relativamente à necessidade de equipamento de contagem, apenas instalações a partir de 1.5kW necessitam de sistemas com contagem.

Conclui-se que, para sistemas até 1.5kW de potência instalada e que não tenham efetuado registo, não compensa sobredimensionar o sistema uma vez que estes não são remunerados pelo excedente produzido e injetado na rede. Para sistemas com potência instalada igual ou superior a 1.5kW poderá compensar o sobredimensionamento, dependendo do contexto, devido à venda do excedente à rede, contudo o *payback time* será maior pois os custos totais da instalação também irão aumentar. Por outro lado, as UPAC não têm como objetivo a venda de energia à rede mas sim a satisfação dos consumos do *prosumer*, permitindo assim obter poupanças na fatura da eletricidade. Para sistemas sem ligação à RESP, ou seja, em “ilha”, a energia produzida terá de ser consumida ou armazenada em baterias, embora sistemas fotovoltaicos com armazenamento ainda não seja uma solução economicamente viável, face a outras soluções energéticas, devido ao elevado custo associado às baterias.

2.2. Comparação do autoconsumo em Portugal com outros países

Antes da atual legislação em Espanha, vigorava um sistema que incentivava fortemente o regime de autoconsumo através da FIT, tendo-se verificado o auge entre 2007 e 2008. Contudo, foi 2012 que se verificou uma reviravolta no enquadramento legal que passou a ditar uma taxa por cada kWh autoconsumido, para sistemas com potência instalada superior a 10kW, sendo conhecida como a taxa solar. Surgiu também uma taxa para sistemas com capacidade de armazenar a energia excedente. Estes desincentivos surgiram devido ao excesso de potência instalada em Espanha, sendo que, dos 106GW instalados, apenas 50GW eram usados em horas de pico [9][10]. Ou seja, nas horas em que a energia é mais cara não se aproveita uma potência de 56GW. Tendo em conta que Portugal ainda não se encontra no desenvolvimento máximo do autoconsumo, o caso de Espanha pode servir como exemplo, de modo a precaver esta situação, uma vez que a atual legislação não impõe uma quota máxima de sistemas.

O caso da Holanda também pode servir de exemplo para Portugal, com vista a evitar a situação que se verificou em Espanha, uma vez que os *prosumers* apenas podiam produzir determinada quantidade de energia excedente por ano, sendo o seu valor 5MWh/ano. Assumindo que a energia excedente anual permitida, 5MWh/ano, se encontra distribuída de igual forma ao longo do ano, verifica-se uma energia excedente mensal de aproximadamente 0.4MWh, o que corresponde a 400kWh/mês, sendo este valor significativo. Contudo, esta política terminou em 2014 [9].

Num cenário mais otimista existe o caso da China e de Israel. Em 2014, a China intensificou fortemente os incentivos em sistemas fotovoltaicos com vista ao autoconsumo, sendo que por cada kWh autoconsumidos existe um bónus, cerca de 57€/MWh. Verificam-se também incentivos para o sobredimensionamento dos sistemas, uma vez que cada kWh injetado na rede é remunerado ao preço da eletricidade mais um bónus de aproximadamente 0.05€/kWh. Existe ainda a opção do sistema de remuneração ser efetuado através da FIT em vez de bónus, dependendo do perfil de consumo do produtor [9][11]. Prevê-se que em 2021 o setor fotovoltaico comece a estabilizar na China com cerca de 200 mil milhões de kWh instalados [12].

Para o caso de Israel, em 2013 foi implementado um sistema de *net-metering* que consiste em injetar a energia excedente na rede elétrica em troca de créditos, tendo esses créditos uma validade de 2 anos, de modo a serem usados em momentos em que haja défice de produção face aos consumos da instalação. Deste modo, a rede funciona como uma bateria virtual. O *prosumer* também pode escolher outro regime em que é determinado no início do contrato a quantidade de energia que será vendida à rede à tarifa de 72€/MWh [9]. Deste modo, conclui-se que Israel favorece o sobredimensionamento de sistemas fotovoltaicos em regime de autoconsumo, onde o dimensionamento pode ser feito de modo a que o excedente produzido no verão possa colmatar o défice durante o inverno. Outro modo de dimensionamento pode ser o armazenamento diário, onde o excedente produzido durante o dia servirá para satisfazer os consumos em horas em que já não se verifica produção. Em termos técnicos, o regime implementado na China seria passível de se implementar em Portugal, contudo o de Israel iria requerer o reestruturamento da rede elétrica, estudos do trânsito da rede elétrica de modo a prevenir problemas que pudessem advir dos fluxos de energia na rede.

Tendo em vista alguns históricos de outros países, que já passaram pela fase em que Portugal se encontra, relativamente ao desenvolvimento do setor fotovoltaico, será de esperar que nos próximos anos continue a existir um incentivo à instalação de sistemas fotovoltaicos com vista ao autoconsumo até este atingir o pico. Posteriormente, o próximo passo poderá ser a estagnação da legislação, ou a

regressão, levando a um maior desincentivo deste tipo de sistemas como se verificou em alguns países e se verifica na atual legislação em Portugal. O desenvolvimento do setor fotovoltaico encontra-se intrinsecamente ligado ao contexto socio-económico do país.

Capítulo 3 – Metodologia

A metodologia seguida teve como objetivo a implementação de um sistema fotovoltaico de autoconsumo para um cliente do setor industrial, de acordo com a legislação portuguesa em vigor desde 2014, Decreto-Lei n.º 153/2014, possibilitando em simultâneo o desenvolvimento de uma ferramenta para a empresa Resul, empresa onde foi efetuado o estágio curricular.

3.1. Proposta ao cliente

Começou por se procurar uma empresa no setor comercial ou industrial que pudesse, eventualmente, estar interessada na instalação de um sistema fotovoltaico em regime de autoconsumo, uma vez que estas são grandes consumidoras de energia e o período dos consumos correspondem em grande parte às horas de produção solar, pelo que a instalação de um sistema fotovoltaico deste tipo é mais vantajosa para o setor comercial ou industrial do que para o setor doméstico, em que a maior parte das horas de consumo são desfasadas das horas de produção PV.

A fábrica de tintas da Dyrup interessada numa análise de viabilidade de um sistema de autoconsumo, forneceu as faturas de 2016 e os dados de consumo de 15 em 15 minutos. Antes de uma visita técnica, foi avaliado remotamente, através do Google Earth, a fábrica para averiguar a dimensão da instalação e, conseqüentemente, se estes seriam grandes consumidores de energia e a orientação dos telhados existentes, ou seja, constatar se existiam condições mínimas para a instalação hipotética de um sistema fotovoltaico e que fosse em simultâneo interessante em termos de produção.

3.2. Visita às instalações

Seria importante efetuar-se uma visita à fábrica da Dyrup de modo a perceberem-se quais as condições e a viabilidade técnica de se instalar um sistema fotovoltaico. A viabilidade técnica passa por confirmar se seria necessário realizar um reforço ou a alteração da estrutura do telhado onde seria executada a instalação ou até mesmo se seria possível instalar-se no telhado pretendido, podendo o material deste mesmo inviabilizar a sua instalação, por exemplo em alguns telhados de fibrocimento. Outra solução para colmatar o problema anteriormente mencionado, mas nem sempre possível, poderia passar por se encontrar outro telhado para a instalação do sistema, podendo ter como consequência a diminuição do investimento inicial mas com uma pior orientação, levando a uma menor produção por parte do sistema fotovoltaico. A visita terá como objetivo perceber qual a acessibilidade para se chegar ao telhado e montar os equipamentos, qual o espaço disponível para a instalação dos inversores, qual o percurso que os cabos teriam de efetuar ou se já existiriam caleiras próprias para esse fim, perceber qual a situação atual da instalação de consumo de modo a adequar a melhor solução possível de interligação com a rede ou até mesmo a necessidade de se utilizarem proteções adicionais, mais conhecidas por relés. Os relés são obrigatórios para sistemas com potência de ligação superior a 250kW e a sua instalação implica a instalação de equipamentos adicionais de proteção e interligação, tornando assim o projeto menos interessante, uma vez que encarece o mesmo.

Nesta visita, será realizada uma memória fotográfica das instalações e das condições da fábrica da Dyrup.

Embora fizesse mais sentido efetuar a visita antes de se começar o dimensionamento do sistema, uma vez que as condições técnicas poderiam inviabilizar a instalação deste, esta apenas foi realizada em março de 2017 (em vez de novembro de 2016) pelo que, posteriormente, tiveram que ser efetuadas algumas alterações e ajustes no projeto de modo a adaptar o dimensionamento o melhor possível à realidade.

3.3. Análise do caso de estudo

3.3.1. Tratamento de dados

Antes do desenvolvimento da ferramenta, que será feita em Microsoft Office Excel, será necessário fazer a reconstrução das faturas do cliente de modo a perceber qual o ciclo tarifário da fábrica e ainda para validar a ferramenta. Com recurso às faturas também será possível chegar à conclusão de qual a potência contratada e qual a tensão a que o cliente é fornecido. Tendo estes dados, passar-se-à ao desenvolvimento propriamente dito da ferramenta de avaliação de sistemas fotovoltaicos em regime de autoconsumo. Para isso serão necessários os dados de consumo de 15 em 15 minutos e, conseqüentemente, trabalhá-los para que estes se encontrem em base horária, visto que os dados de produção, que serão obtidos através da simulação em PVsyst, vêm de hora a hora. Se os dados de consumo vierem em potência, terá de ser feita a média dos quatro valores entre uma hora. Caso os dados venham em energia será apenas somar os quatro valores no intervalo de cada hora.

Clientes que sejam fornecidos em BTE, MT, AT e MAT, isto é, que tenham uma potência contratada superior a 41.4kW têm de ter sistemas de telecontagem nos termos de Guia de Medição de Leitura e Disponibilização de Dados [13] e artigo 263.º do Regulamento de Relações Comerciais (RRC) [14], sendo deste modo possível ter acesso aos diagramas de carga das instalações dos clientes. Os perfis de consumo podem ser fornecidos pelo operador de rede de transporte, se o cliente estiver em MAT, ou pelo operador da rede de distribuição, caso o cliente estivesse ligado em BTE, MT ou AT.

Em vez de se transformar os dados de consumo para uma base horária, poder-se-ia fazer o contrário, isto é, a extrapolação dos dados de produção provenientes do PVsyst. A abordagem de se tratar o perfil de carga para consumos de hora a hora apenas será mais uma aproximação no meio de tantas outras, que implicitamente já estão a ser feitas, tais como considerar-se que a produção de determinado dia, em determinada hora, de determinado ano será igual no mesmo dia, à mesma hora no ano seguinte, o mesmo raciocínio se aplica ao consumo do cliente. Deste modo, se os dados utilizados se encontrassem de 15 em 15 minutos, ou seja, se se efetuasse a extrapolação dos dados de produção de hora a hora para dados de 15 em 15 minutos a ferramenta ficaria muito mais pesada, o detalhe acrescentado não teria grande influência, uma vez que não existem grandes picos nos consumos do caso de estudo, e seria necessário criar uma regra para a extrapolação pelo que poderiam ser aplicados vários modelos, sendo eles considerar-se a produção igual para cada 15 minutos ou então criar uma regra em que a produção iria aumentar ou diminuir determinada percentagem conforme a hora do dia.

3.3.2. Simulação PVsyst

O PVsyst é um *software* que permite fazer o dimensionamento e simulação de sistemas fotovoltaicos. A base de dados meteorológicos são da MeteoNorm e tem em conta históricos com cerca de 30 anos (entre 1960 e 1991), para a versão 5 do PVsyst. Para a versão mais recente, a versão 6, os históricos utilizados têm apenas em conta 19 anos, de 1981 a 2000.

As simulações iniciais do caso de estudo foram efetuadas em PVsyst 5.74, mas os resultados apresentados foram realizados na versão mais recente, isto é, na versão 6.61 uma vez que a Resul adquiriu mais tarde a versão mais recente do *software*.

A versão 5 do *software* é mais conservadora relativamente à versão 6, em cerca de 10 a 15%, relativamente aos dados de produção. Enquanto a versão menos recente utiliza por definição o modelo de radiação de Hay, podendo ser alterado pelo utilizador para o modelo de Pérez, a versão mais recente utiliza o modelo de Pérez podendo uma vez mais ser alterado para o modelo de Hay. O que diferencia os dois modelos é a forma como a radiação difusa é tratada e convertida para a inclinação definida para os módulos fotovoltaicos [15]. Outra diferença nas duas versões reside na produção, enquanto a versão 5 não considera o consumo dos equipamentos instalados de madrugada e/ou à noite, mais conhecido por consumo fantasma, quando ainda não existe produção fotovoltaica, a versão 6 já considera, em alguns casos, atribuindo um valor negativo à produção nesses instantes, pelo que a versão 5 do *software* apenas considerava um valor nulo. A versão 6 permite também ao utilizador introduzir um ficheiro com os dados de radiação, não usando por isso os que estão na base de dados.

Numa primeira fase, será feita uma simulação preliminar, como ponto de partida para o desenvolvimento da ferramenta de análise. No Anexo A - Utilização do *Software* PVsyst encontra-se explicitado como se utilizou o *software* e quais os passos seguidos.

3.3.3. Desenvolvimento da ferramenta

Para o desenvolvimento da ferramenta foram necessárias três informações, sendo elas o perfil de carga de 15 em 15 minutos já convertido para uma base horária, a produção de hora a hora, onde os dados de produção eram resultantes de uma simulação preliminar feita em PVsyst, e as faturas, para se tirar as tarifas correspondentes a cada período e ainda a tarifa associada à potência em horas de ponta. As faturas serviram também para se determinar qual o ciclo tarifário da fábrica.

O primeiro passo para o desenvolvimento é a reconstrução da fatura que irá permitir determinar qual o ciclo tarifário, através da determinação da energia consumida em cada período para cada mês e, consequentemente, o custo da energia consumida nos respetivos períodos, e ainda o número de horas de ponta. Para a definição do ciclo utilizaram-se os dados de 15 em 15 minutos, com o objetivo de minimizar ao máximo as diferenças que pudessem advir da simplificação para uma base horária.

Com o perfil de carga e de produção de hora a hora será possível chegar ao segundo passo que é o balanço de energia. O balanço de energia é a quantificação, para cada hora ao longo do ano, da energia excedente, autoconsumida e em défice. Para isso foi necessário fazer uma simplificação, uma vez que, segundo os ciclos tarifários existentes, numa hora metade do consumo pode corresponder a um período e a restante meia hora a outro. Assim, para esses casos, fez-se uma aproximação que consiste em considerar uma tarifa ponderada pelas tarifas correspondentes aos dois períodos em causa e ainda que a energia consumida nessa hora será metade de um período e metade do outro. Deste modo, após a instalação de um sistema fotovoltaico em regime de autoconsumo, será possível obter-se o que se passou a pagar à rede e ainda quais as poupanças obtidas através da energia autoconsumida, evitada

em horas de ponta e vendida à rede, sendo a tarifa de venda definida mensalmente pela OMIE, em €/MWh.

A parte final do desenvolvimento passa pelo orçamento do projeto e, posteriormente, pela análise económica, que se encontra descrita com detalhe no Anexo B. A análise económica engloba também a possibilidade do cliente recorrer à banca para financiar a instalação do sistema fotovoltaico.

Deste modo, a ferramenta estará concluída e pronta para ser feita uma análise de sensibilidade através da variação dos dados de produção com recurso a várias simulações efetuadas em PVsyst.

3.3.4. Análise de sensibilidade

Com a ferramenta desenvolvida será feita uma análise de sensibilidade que permitirá chegar à potência a instalar mais adequada para o cliente. Na análise de sensibilidade vai-se estudar como variam as poupanças obtidas com a instalação do sistema, a TIR, o VAL, o LCOE, o *payback time*, a percentagem de energia excedente e autoconsumida e o custo do projeto com o aumento da potência. A melhor proposta a apresentar será aquela que permitirá obter uma relação mais equilibrada entre os parâmetros mencionados anteriormente.

3.4. Desenvolvimento da ferramenta - Resul

Existem apenas três ciclos tarifários possíveis para Portugal Continental, segundo a ERSE, sendo eles o ciclo semanal para todos os fornecimentos, o ciclo semanal opcional para os consumidores em MAT, AT e MT e ainda o ciclo diário para fornecimentos em BTE e BTN [16].

O caso de estudo da Dyrup serviu como forma de validar a ferramenta desenvolvida, pelo que, segundo os mesmos métodos, se desenvolveu a ferramenta para os restantes ciclos relativamente aos anos de 2016 e 2017, de modo à Resul não ter de fazer alterações na ferramenta quando os clientes derem consumos anuais relativamente a 2017.

Criou-se, também, para todos os ciclos tarifários, para o ano de 2016 e 2017, uma ferramenta em que o cliente apenas fornece todas as faturas do ano em causa, em vez dos consumos de 15 em 15 minutos. A vantagem desta ferramenta reside no facto de nem todos os clientes estarem dispostos, ou conseguirem em tempo útil, fornecer os consumos de 15 em 15 minutos, pelo que para uma primeira análise de dimensionamento ou em caso de falta de dados mais rigorosos, é uma boa solução alternativa de modo a colmatar esta dificuldade. Posteriormente, será feita uma análise de comparação, para o caso da Dyrup, com o objetivo de se estudar quais as consequências e o erro ao fazer-se esta aproximação.

Por último, a ferramenta da Resul também terá incorporada a componente do financiamento externo, podendo o utilizador da ferramenta estudar a possibilidade e quais as vantagens para o cliente ao recorrer à banca ou a um fundo para financiar a instalação do sistema fotovoltaico em UPAC.

Capítulo 4 – Dados

A fábrica das Tintas Dyrup localiza-se no distrito de Lisboa, no concelho de Loures, mais concretamente na freguesia de Sacavém, uma das dez freguesias do referido concelho. O concelho de Loures tem cerca de 167.24km² com 205 283 habitantes em 2015 [17][18].

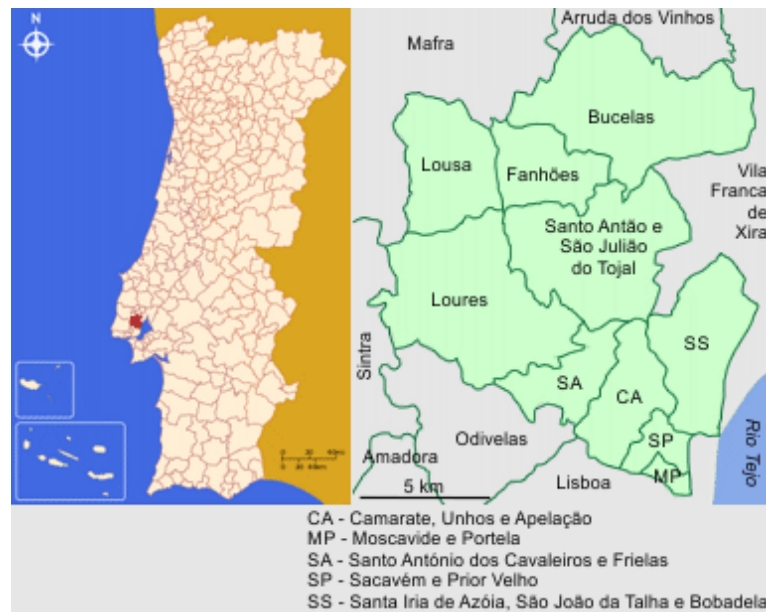


Figura 4.1 - Mapa geográfico de Portugal e do concelho de Loures. Fonte: Visitar Portugal [17]

Na figura abaixo encontra-se uma imagem satélite tirada do Google Earth onde se encontra assinalado com um círculo azul o telhado onde será feito o estudo. A laranja encontram-se delimitadas as instalações do cliente.



Figura 4.2 - Imagem satélite das instalações da Dyrup em Sacavém

4.1. Caso de estudo

Os dados fornecidos pelo cliente foram as faturas de todos os meses referentes ao ano de 2016 e as de 2017 pertencentes aos meses de janeiro e fevereiro. As faturas de 2017 apenas serviram para se atualizar as tarifas e o custo associado à potência contratada e à potência horas de ponta na ferramenta. Na tabela abaixo é possível verificarem-se as diferenças:

Tabela 4.1 - Tarifas retiradas através das faturas de 2016 e 2017

Tarifa	2016	2017	Diferença de 2016 para 2017
Ponta [€/kWh]	0.110077	0.101955	-0.008122
Cheia [€/kWh]	0.099764	0.092378	-0.007386
Vazio normal [€/kWh]	0.075207	0.069489	-0.005718
Super Vazio [€/kWh]	0.068105	0.063457	-0.004648
Potência contratada [€/kW]	0.0320	0.0397	0.0077
Potência horas de ponta [€/kW]	0.2263	0.2641	0.0378

Deste modo, afere-se que a EDP Distribuição de 2016 para 2017 diminuiu as tarifas, sendo a maior diferença no período de ponta, período em que a tarifa é mais cara, e a menor no período de super vazio, que é quando a tarifa é mais baixa. Contudo, verificou-se um aumento nos custos fixos, sendo estes a potência contratada e a potência horas de ponta. Assim, esta alteração poderá ter como consequência tornar os projetos UPAC menos interessantes, tendo como contrapartida aliciar a instalação de UPP. Para isso será necessário analisar, para determinada potência a instalar, a remuneração recebida caso se instalasse uma UPP e uma UPAC, que teria em conta as penalizações do consumo a horas de ponta e a potência contratada. Se o balanço de ambas com a remuneração em UPAC fosse inferior à remuneração da UPP, então é porque para esse caso em concreto a instalação de uma UPP seria mais interessante que uma UPAC.

A figura abaixo menciona os consumos do cliente retirados das faturas para cada mês em cada período, relativamente ao ano de 2016.

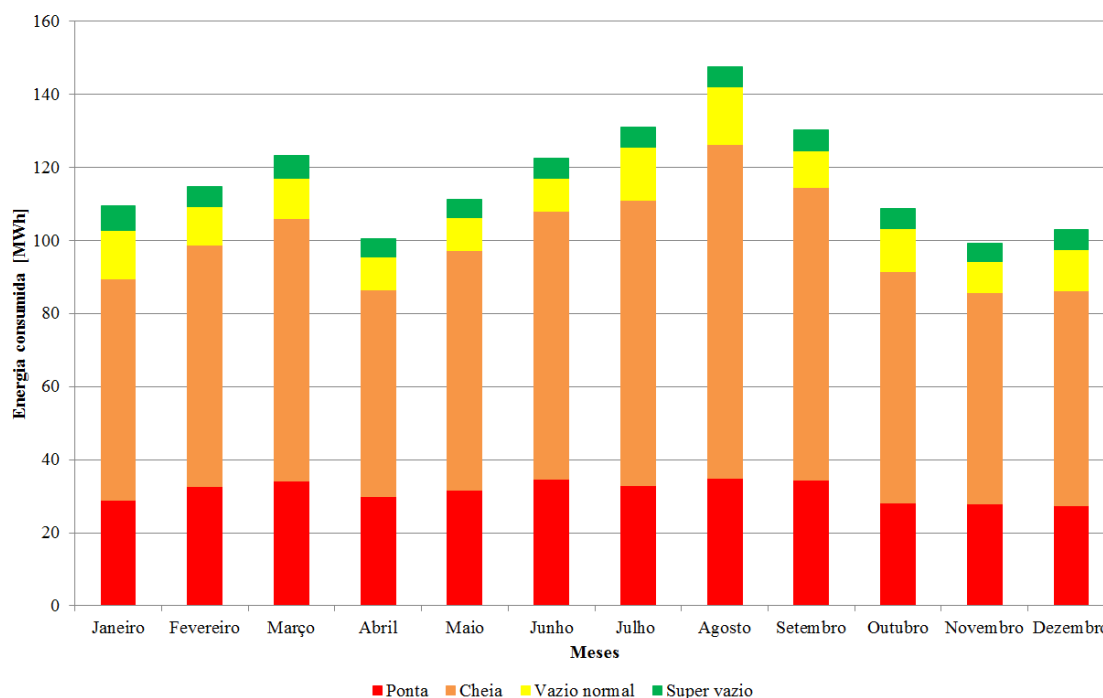


Figura 4.3 - Consumo da fábrica das tintas Dyrup para cada mês em cada período indicado nas faturas de 2016

Conclui-se que grande parte do consumo é efetuado no período de cheia e logo de seguida no período de ponta, altura em que a energia comprada à rede é mais cara e tem penalização.

É possível constatar-se também que, por ano, o cliente tem um consumo de aproximadamente 1.4GWh, sendo mais de metade no período de cheia com cerca de 59.2%, 26.5% no período de ponta, 9.8% no vazio normal e, por fim, 4.8% em super vazio. Afere-se também que agosto é o mês com maior consumo de energia, cerca de 148MWh, e novembro com menor, 99MWh. De um modo aproximado, conclui-se através da Figura 4.3, que a fábrica tem maiores consumos de energia nos meses de verão e menor nos meses de inverno.

Comparando os consumos indicados nas faturas com o perfil de carga já trabalhado para uma base horária, afere-se que existe uma diferença de 5586kWh/ano, fazendo com que o cliente pague mais do que efetivamente teria de pagar. Contudo, esta diferença de energia a mais é mínima visto que representa um erro de apenas 0.4%.

Na figura abaixo encontra-se representado o perfil de carga de uma em uma hora, onde é possível verificar-se que existem sempre consumos em qualquer altura no ano, sendo o consumo mínimo aproximadamente entre 40 e 60kWh, correspondente aos fins de semana. Também é possível deduzir-se que a fábrica não fecha em nenhum mês visto que o seu comportamento relativamente aos consumos de energia é similar, como se constata na Figura 4.4.

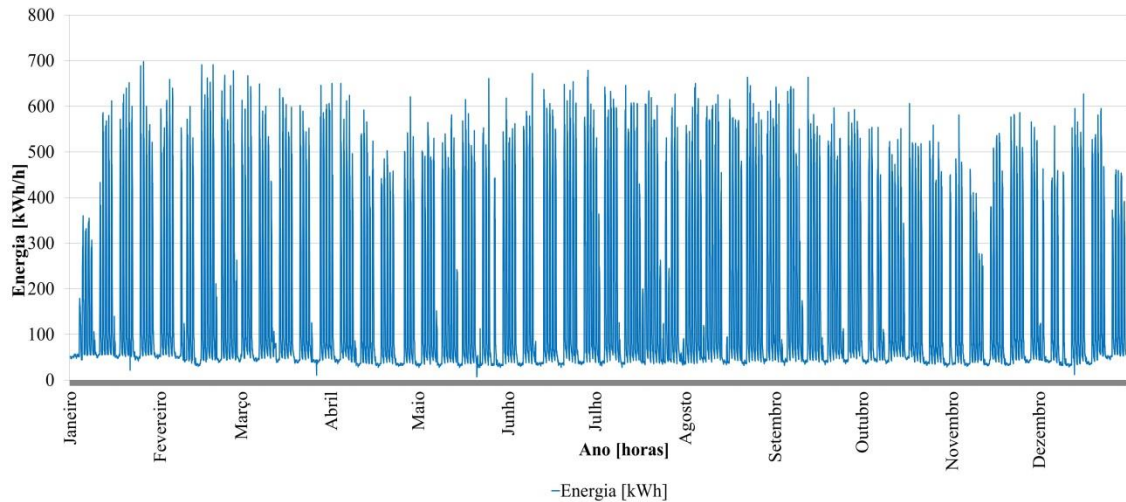


Figura 4.4 - Consumos horários da fábrica de tintas da Dyrup em 2016. Esta figura serviu para se avaliar as oscilações semanais dos consumos bem como a potência mínima e máxima, estando em anexo os consumos horários detalhados para cada mês.

No Anexo C - Consumos mensais da Dyrup antes da instalação do sistema fotovoltaico encontram-se os consumos mensais com mais detalhe.

Relativamente ao ciclo tarifário, para o caso da Dyrup, este é o ciclo semanal para todos os fornecimentos em Portugal Continental. A figura abaixo apresenta as características deste ciclo tarifário para o inverno e para o verão:

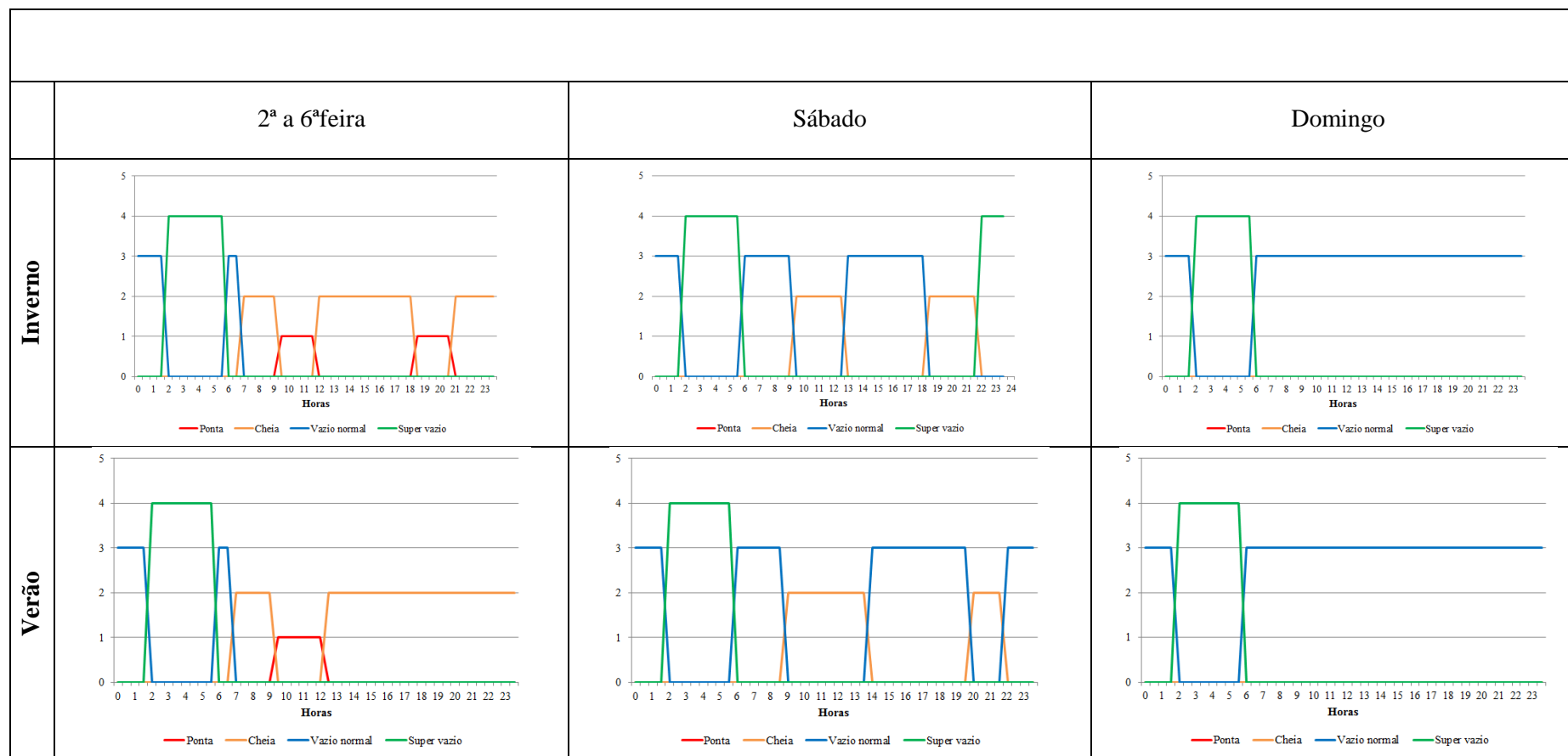


Figura 4.5 - Ciclo tarifário da Dyrup. Adaptado da fonte: Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2017,” pp.1–320, 2016. [16]

Constata-se que, tanto no inverno como no verão, não existem pontas aos sábados e aos domingos, apenas se verificam os períodos de vazio normal e super vazio. Os feriados existentes durante a semana ou aos sábados são considerados como se fossem um domingo, segundo a ERSE [16].

Para a determinação da inclinação do telhado foi necessário recorrer à planta do mesmo. Na Figura 4.6 encontra-se representado um lado do telhado, estando um círculo azul desenhado para ilustrar a zona que ajudou a determinar a inclinação.

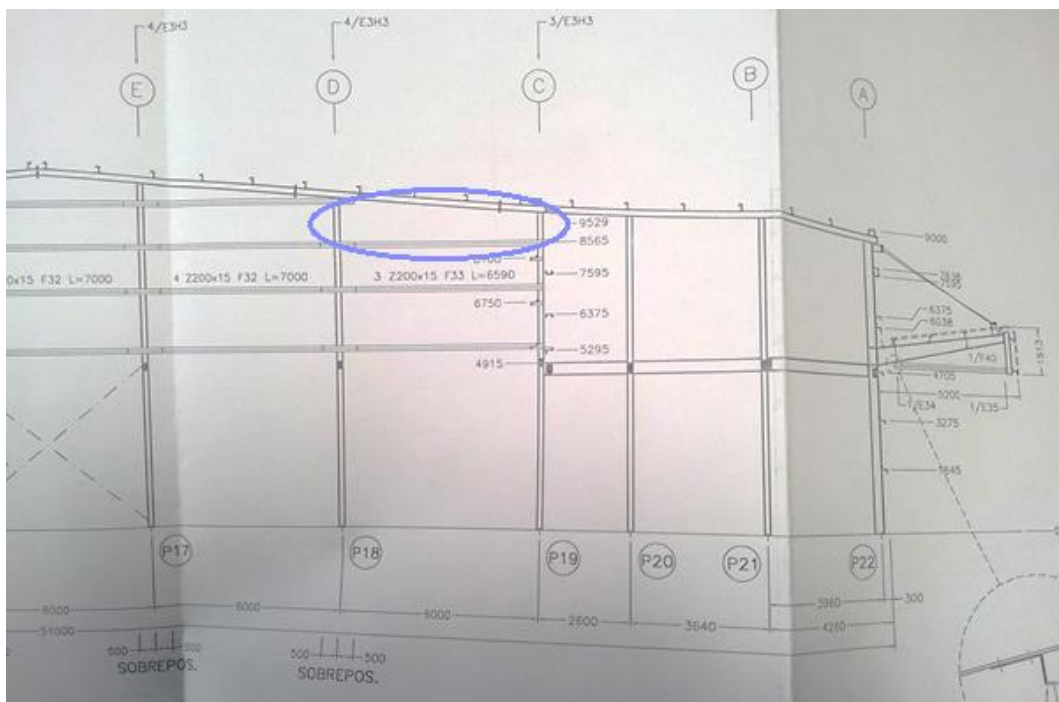


Figura 4.6 - Planta do telhado vista de perfil

A partir das medidas indicadas na planta da Figura 4.6 e com o traçado de linhas auxiliares, representadas na Figura 4.7, foi possível determinar-se a inclinação do telhado, 6.5° , através do ângulo do triângulo ADB.

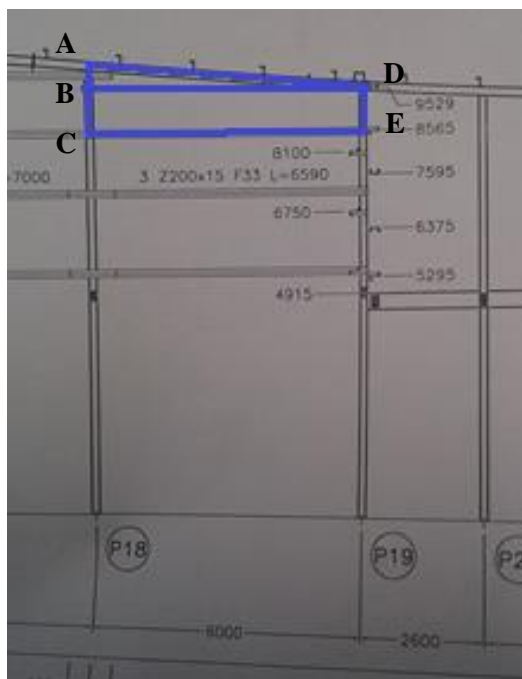


Figura 4.7 - Amplificação da planta do telhado

Com recurso às plantas do telhado e a informação adicional fornecida pelo cliente foi possível redesenhar a estrutura do edifício, através do PVsyst, onde será feita a instalação, como se verifica na figura abaixo. O telhado em causa tem 70 metros por 25 metros (cada), uma inclinação de 6.5° e é orientado a sul (10° a poente).

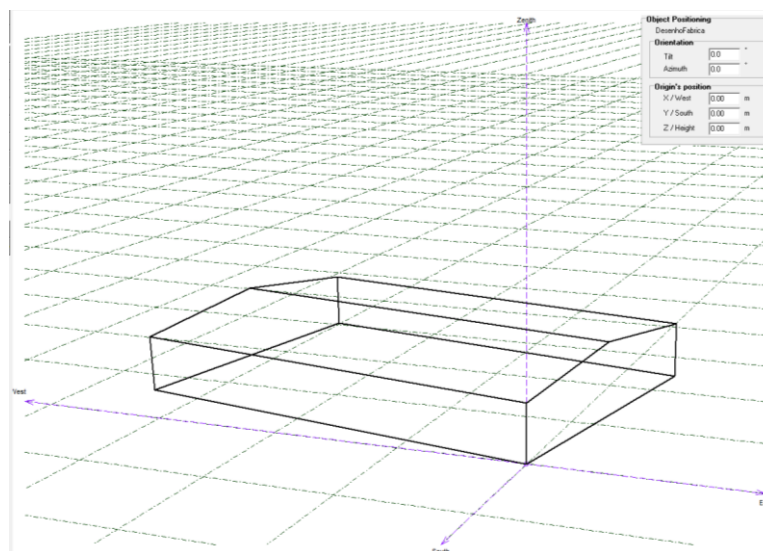


Figura 4.8 - Estrutura do edifício onde serão instalados os módulos (realizado em PVsyst)

Na Figura 4.9 é possível encontrar-se a planta das caleiras técnicas com a identificação do telhado onde serão instalados os módulos fotovoltaicos, os inversores e onde se encontrarão os transformadores. A laranja, encontra-se identificado o percurso de 1 a 2 que os cabos, provenientes dos módulos, terão que efetuar. Através da escala da planta, 1:500, foi possível deduzir-se a distância entre os pontos 1 e 2, uma vez que 1 cm na planta corresponde a 500 cm (5 metros) na realidade, pelo



Figura 4.10 - Vista de lado do telhado com orientação Este



Figura 4.11 - Vista de lado do telhado com orientação Oeste



Figura 4.12 - Vista do lado do telhado a partir do qual se vai efetuar a colocação dos módulos (Oeste)

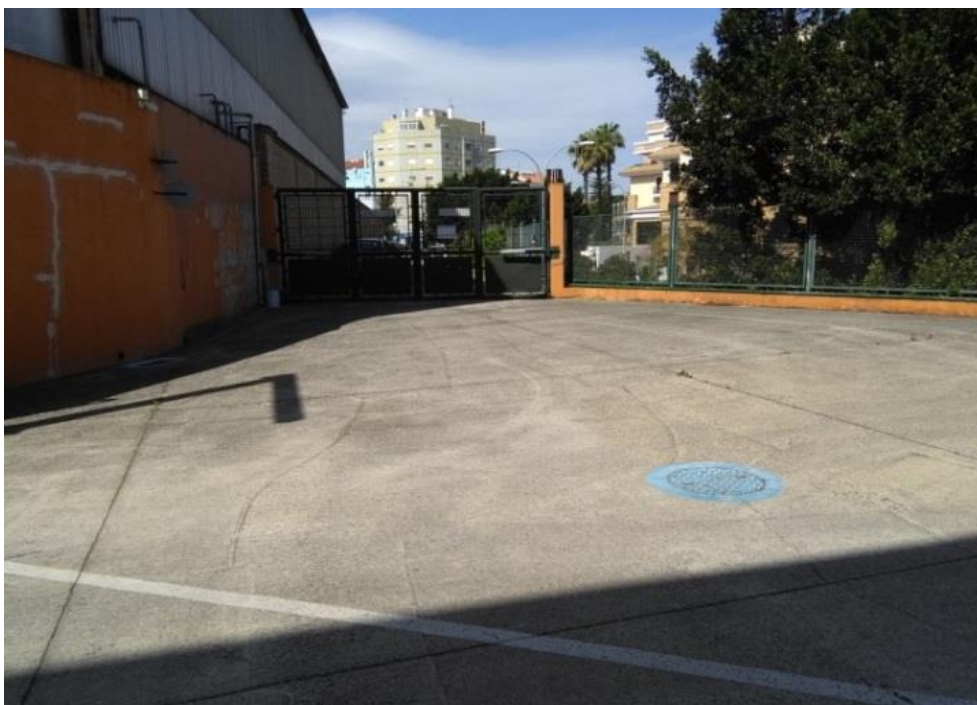


Figura 4.13 - Local onde serão deixados os equipamentos e veículos durante a instalação

A figura abaixo ilustra o reforço do telhado, sendo uma prova de que o telhado irá aguentar com a carga dos módulos fotovoltaicos.

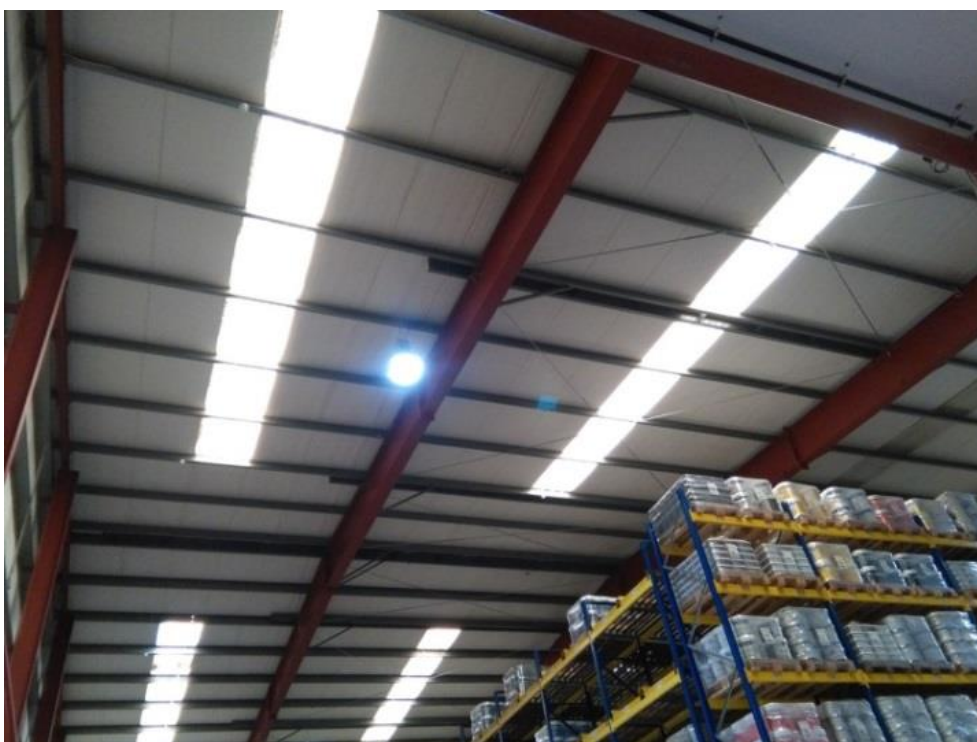


Figura 4.14 - Vista interior do telhado com estrutura de reforço



Figura 4.15 - Vista exterior da sala onde será feita a interligação e a colocação dos inversores



Figura 4.16 - Vista interior da sala onde será realizada a interligação ao quadro parcial

A sala de interligação ao quadro parcial encontra-se com uma temperatura controlada, pelo que os inversores serão colocados na sala adjacente, Figura 4.17, ficando estes resguardados da exposição solar, elevadas temperaturas ou outras condições adversas. Deste modo, o tempo de vida dos inversores será maior e as condições de funcionamento dos mesmos serão mais favoráveis.



Figura 4.17 - Vista interior da sala onde serão colocados os inversores (parede branca)



Figura 4.18 - Vista exterior das salas de baixa tensão e do posto de transformação (AT)

Contador parcial das instalações da Dyrup que permite visualizar qual a energia consumida, em kWh, por cada fração da instalação. Na Figura 4.19 encontram-se quatro quadros analógicos onde se poderá ver como varia a tensão e a corrente quando um equipamento entra em funcionamento.



Figura 4.19 - Contador parcial das instalações da Dyrup

A Figura 4.20 representa o local responsável pelo controle e proteção dos circuitos dos sistemas de distribuição de tensão nominal. Caso exista algum problema nas instalações, o interruptor inter-barras e o disjuntor de baixa tensão terão como função disparar automaticamente para protegerem os equipamentos de se danificarem.



Figura 4.20 - Quadro geral de baixa tensão (QGBT), interruptor inter-barras e disjuntor de baixa tensão



Figura 4.21 - Armária de interligação com a rede (transformador)

As Figura 4.22 e Figura 4.23 ilustram partes das caleiras existentes ao longo das instalações, que irão evitar fazer novas perfurações para fazer passar os cabos dos módulos instalados no telhado para os inversores que se encontram na sala mencionada acima.



Figura 4.22 - Exemplo de caleiras técnicas ao longo das instalações da Dyrup



Figura 4.23 - Interior de uma caleira

4.2. Equipamentos

4.2.1. Módulos fotovoltaicos

O módulo fotovoltaico utilizado em todas as simulações, e para o caso do projeto ser levado avante, será o modelo da Canadian Solar (CS6K – 270P), policristalino de silício, com 270W de potência máxima nominal e eficiência de 16.50%. O módulo tem dimensões 1.650 metros por 0.992 metros com uma espessura de 0.04 metros. Considerou-se este módulo por ser fabricante mundial Tier 1. Esta classificação é um método que permite identificar os fabricantes de módulos que apresentam capacidade e qualidade de equipamentos.

Tendo em conta a *datasheet* do módulo, a Tabela 4.2 apresenta as características mais relevantes do mesmo:

Tabela 4.2 - Características do módulo fotovoltaico CS6K – 270. Adaptado da fonte: Canadian Solar [19]

CS6K – 270P	Condições STC	Condições NOCT
Potência máxima nominal (Pmax)	270W	196W
Tensão operacional ótima (Vmp)	30.8V	28.1V
Corrente operacional ótima (Imp)	8.75A	6.97A
Tensão de circuito aberto (Voc)	37.9V	34.8

Corrente curto-circuito (Isc)	9.32A	7.55A
Eficiência	16.50%	-
Temperatura operativa	-40°C ~ +85°C	-
Tensão máxima do sistema	1000V	-
Tolerância de potência	0 ~ +5W	-

As características apresentadas referem-se ao módulo sob a condição STC (*Standard Test Conditions*), ou seja, irradiância de 1000W/m², distribuição espectral AM1.5 e com temperatura de célula a 25°C. Já as condições NOCT (*Nominal Operating Cell Temperature*) dizem respeito a uma irradiância de 800W/m², espectro AM 1.5, com temperatura ambiente de 20°C e com velocidade do vento de 1m/s.

Embora não viesse mencionado na *datasheet* do equipamento, contactou-se a Canadian Solar de modo a saber-se qual a percentagem de degradação proveniente da exposição solar do silício incorporado nos módulos, sendo 2.5% para o primeiro ano e do 2.º ao 25.º ano 0.7%/ano, perfazendo no tempo de vida útil dos módulos uma degradação total de 19.3%. Deste modo, o fornecedor garante que os valores de degradação do módulo nunca serão acima dos mencionados anteriormente.

Relativamente às características de temperatura, estas são as seguintes:

Tabela 4.3 - Características de temperatura do módulo CS6K – 270P. Adaptado da fonte: Canadian Solar [19]

CS6K – 270P	
Coefficiente de temperatura (P_{max})	-0.41%/°C
Coefficiente de temperatura (Voc)	-0.31%/°C
Coefficiente de temperatura (Isc)	0.053%/°C
NOCT	45 ±2°C

Com o aumento da temperatura a célula produz menos, pelo que quanto menor for o NOCT melhor. Por outro lado, também interessa ter em atenção o coeficiente de temperatura (P_{max}) pois quanto menor for este valor menor serão as perdas com o aumento de 1°C da temperatura ambiente.

Com recurso à figura abaixo afere-se que quanto maior for a temperatura, maior será a corrente e menor a tensão no módulo e, para este caso, menor a potência visto que esta é determinada através da multiplicação da corrente pela tensão. Deste modo, menor potência implica menor produção fotovoltaica. Relativamente à irradiância, verifica-se que para a mesma tensão quanto maior for a irradiância maior será a corrente e, por sua vez, as perdas por calor.

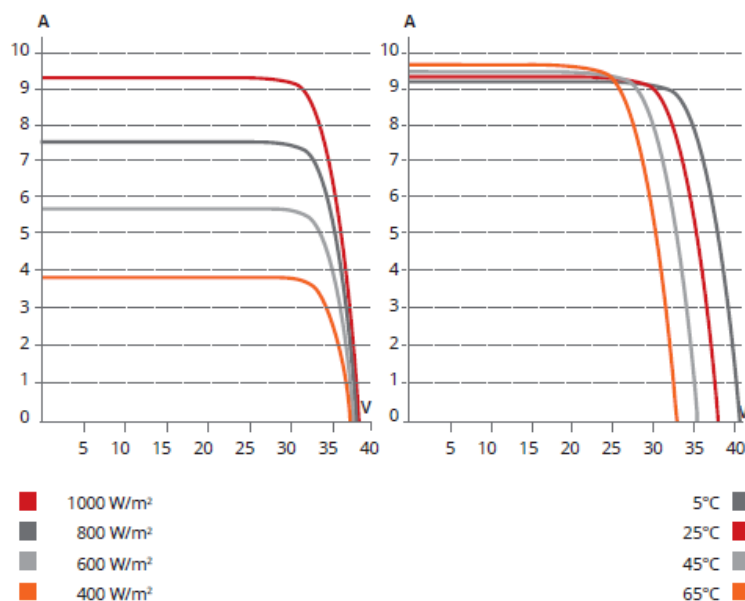


Figura 4.24 - Curva IV do modelo CS6K – 270P. Fonte: Canadian Solar [19]

4.2.2. Inversores

No que diz respeito aos inversores, o modelo escolhido para efetuar todas as simulações em PVsyst foi o da SMA de 25kW, modelo Sunny Tripower 25000TL com uma eficiência máxima de 98.3%, uma vez que o preço deste é o mais competitivo face à concorrência, tornando deste modo o projeto mais aliciente relativamente ao investimento necessário, e porque para a gama de estudo da potência a instalar faz sentido usar este inversor.

O inversor tem como objetivo converter um sinal DC, ou seja, a corrente contínua que sai do módulo fotovoltaico num sinal AC, corrente alternada que será consumida pelos equipamentos e/ou injetada na rede.

Na tabela abaixo encontram-se as características mais importantes a ter em conta num inversor, sendo elas as seguintes:

Tabela 4.4 - Características do inversor Sunny Tripower 25000TL. Adaptado da fonte: SMA [20]

Sunny Tripower 25000TL		
Input (DC)	Potência máxima DC (cos ϕ = 1) / Potência nominal DC	25 550W / 25 550W
	Tensão máxima de entrada	1000V
	Corrente máxima de <i>input A</i> / <i>input B</i>	33 A / 33A
	Número independente de entradas MPP/ <i>strings</i> por entrada de MPP	2 / A:3; B:3
Output (AC)	Potência nominal (230V, 50Hz)	25 000W
	Potência máxima aparente AC	25 000VA
	Intervalo de tensão AC	180V a 280V
	Frequência de potência nominal/	50Hz / 230V

	Tensão de rede nominal	
	Corrente máxima de saída/ Corrente nominal de saída	36.2 A / 36.2A
	Fases de ligação	3
Eficiência	Eficiência máxima/ Eficiência europeia	98.3% / 98.1%
Outro	Autoconsumo (noite)	1W

Tendo em conta que o módulo fotovoltaico tem uma tensão de circuito aberto de 37.9V e a tensão máxima do inversor é de 1000V deduz-se que, no máximo, cada inversor pode ter ligado a si 25 módulos em série. Visto que a corrente máxima de cada *input* do inversor são 33A e a corrente de curto-circuito são 9.32A chega-se à conclusão que a cada entrada apenas se pode ligar 3 *strings*, tal como se encontra indicada na folha técnica do inversor. Quando o inversor não se encontrar a converter corrente DC em AC terá um consumo de energia de 1W. Isto acontece sempre que não existe produção fotovoltaica. Este consumo é conhecido como consumo fantasma.

Na Figura 4.25 encontra-se a curva característica do inversor em que é possível averiguar-se que a eficiência deste varia entre 86.0% e 98.3%. À medida que o rácio entre a potência de saída e a potência nominal aumenta verifica-se também um aumento da eficiência até determinado ponto, sendo que a partir daí se verifica uma ligeira diminuição. A curva de eficiência tem, em geral, a mesma forma para todos os inversores existentes no mercado.

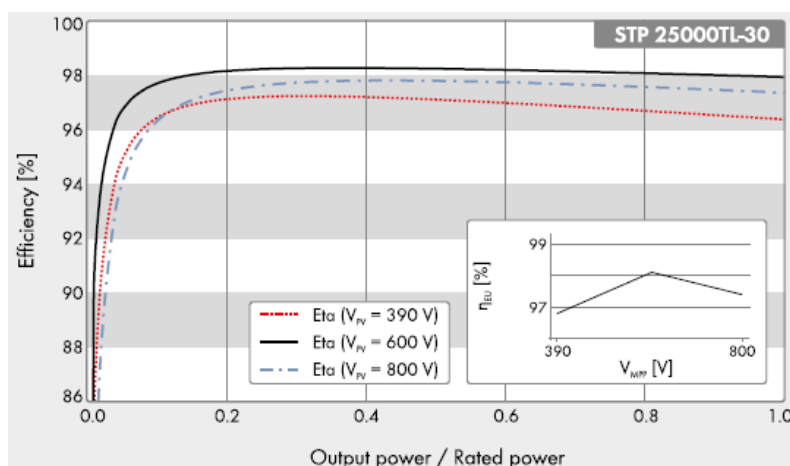


Figura 4.25 - Curva de eficiência do inversor Sunny Tripower 25000TL. Fonte: SMA [20]

4.2.3. Sistema de ligação

A Figura 4.26 representa o modelo de funcionamento de um sistema UPAC com potência superior a 1.5kW, o que se aplica ao caso da Dyrup. A corrente contínua proveniente da produção fotovoltaica será convertida em corrente alternada pelo inversor, de modo a esta poder ser autoconsumida ou injetada na rede elétrica. O cliente terá que instalar um contador UPAC, como se encontra ilustrado na figura abaixo, uma vez que este irá contabilizar toda a energia que será autoconsumida e injetada na rede (energia produzida pelo sistema). Relativamente ao contador bidirecional, o cliente já o tem antes da instalação do sistema fotovoltaico, pelo que este apenas terá de ser reprogramado de modo a

conseguir contabilizar o fluxo de energia excedente injetado na rede e a energia comprada à RESP, em situações de défice.

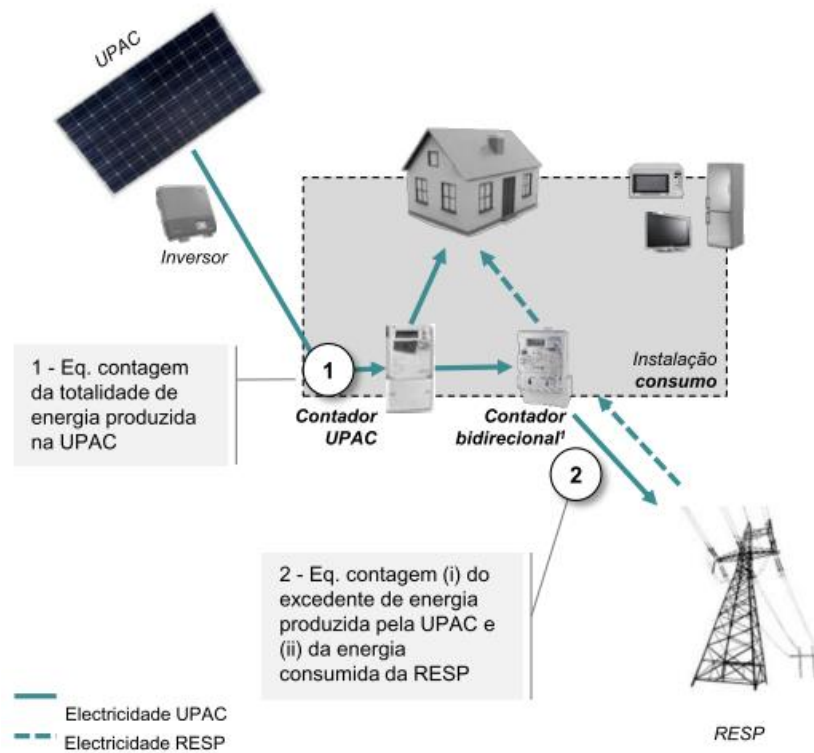


Figura 4.26 - Esquema de montagem do sistema fotovoltaico a instalar em regime de UPAC. Fonte: Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia [7]

Capítulo 5 – Resultados e Discussão

Neste capítulo vão-se apresentar e discutir os resultados provenientes das diversas simulações realizadas em PVsyst que, posteriormente, foram introduzidas na ferramenta desenvolvida. Deste modo, chegar-se-à à solução mais vantajosa e viável para o cliente.

5.1. Análise de sensibilidade

Para o caso de estudo, realizaram-se diversos ensaios onde se variou a potência a instalar. Para todos os casos considerou-se que os telhados se encontravam orientados a sul (10° a poente). Devido a limitações de espaço no telhado, para sistemas até 200kWn, inclusivé, considerou-se que os módulos tinham uma inclinação de 6.5°, a mesma do telhado, pelo que nestes cenários se irão utilizar estruturas complanares, onde os módulos irão estar totalmente assentes no telhado. Para sistemas superiores a 200kWn, considerou-se que a potência acrescentada a esses 200kWn ou 227kWp seria instalada no mesmo telhado mas na água norte mas com uma inclinação diferente devido ao uso de estruturas triangulares de 15°, fazendo com que os módulos tenham uma inclinação de 8.5°. Foi escolhida uma estrutura de 15° uma vez que este triângulo apresenta pouco esforço, levando a que este apresente pouco ou nenhum efeito vela. A gama estudada teve em conta o perfil de carga apresentado anteriormente. Ao todo foram realizados sete cenários, sendo eles os seguintes:

- Cenário A: 50kWn (56.7kWp);
- Cenário B: 100kWn (113.4kWp);
- Cenário C: 150kWn (170.1kWp);
- Cenário D: 200kWn (226.8kWp);
- Cenário E: 225kWn (255.2kWp);
- Cenário F: 250kWn (283.5kWp);
- Cenário G: 300kWn (340.2kWp).

A potência nominal representa a potência máxima da instalação, sendo a potência pico a potência medida quando o sistema fotovoltaico se encontra exposto a uma irradiância de 1000W/m² e uma temperatura de 25°C.

Por norma, um sistema fotovoltaico em regime de UPAC é dimensionado de modo a ter-se o mínimo de energia excedente possível, tal como acontece no cenário A. Contudo, isso não quer dizer que em termos económicos seja o mais interessante uma vez que proporcionalmente sai mais caro instalar menos potência, como se verifica através do parâmetro custo do projeto em €/Wp.

Todos os dados apresentados de seguida encontram-se no Anexo D - para uma consulta mais detalhada dos mesmos.

Analisando o cenário A constata-se que este apresenta 0.7% de energia excedente e 5.9% da energia consumida é proveniente do sistema fotovoltaico, pelo que em termos energéticos este cenário é o melhor, uma vez que é o que apresenta menor energia excedente. Sendo o seu valor próximo de 0%, pode-se aferir que este sistema se encontra bem dimensionado permitindo uma poupança anual na fatura de 9390€. Relativamente à análise económica, este apresenta um investimento inicial de 60 400€, com um tempo de retorno de 7 anos e 2 meses. A TIR deste projeto, a 25 anos, são 13.5% pelo que já é um valor atraente para se investir, visto ser superior a 12%. A TIR representa a taxa

necessária para igualar o investimento presente tendo em conta os futuros retornos. Visto este conceito não ser um conceito vulgar, optou-se por determinar a taxa de juro equivalente que traduz a TIR, ou seja, em vez do cliente investir o custo do projeto neste mesmo, se colocasse esse valor num depósito a prazo, ao fim de 25 anos para o cenário A, o banco iria pagar ao cliente uma taxa de juro de 5.3% ao ano. Relativamente ao LCOE a 25 anos, este valor é alto face aos restantes cenários. De todos o cenários estudados, o cenário A é o que apresenta um custo de projeto em €/Wp mais caro, pelo que economicamente não é o cenário mais apelativo para investir. Deste modo, o sistema de 50kWn não será sugerido ao cliente, visto em termos de investimento não ser tão competitivo comparativamente aos outros cenários.

Comparando o cenário B com o A, afere-se que este já apresenta maior energia excedente sendo o seu valor de 6.3%, contudo a energia autoconsumida aumentou para 11.2%, tal como as poupanças anuais com um aumento para 18 400€, quase o dobro relativamente ao cenário anterior. Embora o investimento inicial aumente, o custo de instalação do projeto diminuiu em 0.1226€/Wp sendo um valor considerável, o que vai ao encontro do mencionado anteriormente, que a instalação de sistemas com menor potência é mais cara. Constata-se que o tempo de retorno do investimento diminuiu relativamente ao cenário A, sendo a diferença de 9 meses, e que face a outros será mais interessante investir noutros cenários. No que diz respeito aos fatores económicos, existe um aumento da TIR em 1.7 pontos percentuais % a 25 anos, o que equivale a um aumento da taxa de juro de 0.5% e uma diminuição do LCOE para 0.0452€/kWh. O LCOE representa o custo da energia produzida através do sistema fotovoltaico, pelo que, neste caso, quanto menor for este valor mais competitivo será face à energia elétrica proveniente de outras fontes, quer sejam de origem fóssil ou renovável. Entre o cenário A e este, o cenário B é mais vantajoso para o cliente, contudo não será sugerido uma vez que existem outros cenários mais interessantes, como se irá concluir.

O cenário C será excluído de se sugerir ao cliente por diversas razões. De um modo geral as vantagens de se instalar mais potência no cenário C não torna o projeto muito mais vantajoso em termos económicos face aos cenários A e B, uma vez que o tempo de retorno pouco diminuiu, apenas dois meses, tendo em conta o aumento do investimento necessário, cerca de 46 600€, com um aumento de aproximadamente 9010€ de poupança anual, relativamente ao cenário B. Verifica-se também uma ligeira diminuição do LCOE e do custo de instalação, com um pequeno aumento da TIR em 0.4%, que corresponde a um aumento de 0.1% da taxa de juro, caso se considere que o tempo de vida do projeto são 25 anos.

No que diz respeito aos cenários D, E e F estes serão comparados simultaneamente uma vez que todos eles seriam uma boa solução para se apresentar ao cliente. Visto o cliente não ter informado qual o orçamento que estaria disponível a investir no projeto, o cenário a apresentar ao cliente terá de ser bem justificado de modo a que o investimento valha a pena aquando equiparado aos restantes cenários. Relativamente à parte técnica do projeto, o cenário F é aquele que apresenta um menor rácio entre a percentagem de energia excedente e autoconsumida, pelo que se traduz numa maior quantidade de energia autoconsumida face ao excedente. Já o cenário D é o pior, pelo que o E se situa entre estes dois. Através do rácio entre a poupança mensal e o investimento inicial do projeto conclui-se que o que apresenta um maior rácio é o cenário F, o que se traduz em maiores poupanças face ao investimento inicial efetuado, sendo que o cenário D e E pouco diferem um do outro. A conclusão anterior vai ao encontro ao parâmetro do custo do projeto em €/Wp, sendo o valor mais competitivo para o cenário F com 0.8482€/Wp e o cenário D e E com 0.8603€/Wp e 0.8613€/Wp, respetivamente. Este aumento verificado do cenário D para o E deve-se essencialmente ao facto de se ter de utilizar uma estrutura triangular para além da complanar, uma vez que toda a potência a instalar não cabe no mesmo telhado, pelo que esta foi a solução encontrada para otimizar a produção solar fotovoltaica. O

cenário F apresenta uma redução do custo de 0.2166€/Wp relativamente ao cenário A e uma redução de 0.0131€/Wp face ao cenário E.

O VAL simboliza o custo de oportunidade do investimento feito no projeto aos dias de hoje, pelo que quanto maior for este valor mais interessante será (se for maior que zero o projeto é economicamente viável, criando-se valor com o projeto), isto porque 100€ hoje não representam os mesmos 100€ daqui a um ano devido ao custo de oportunidade. Deste modo, o cenário F é o que apresenta um maior VAL com um valor de 331 000€ a 25 anos, sendo o cenário D o que apresenta o menor valor a 25 anos com 259 000€. Contudo, o VAL do cenário D já é bastante representativo. A 15 anos a TIR do cenário D e F são praticamente iguais. Analisando o projeto a 25 anos constata-se que a TIR mais elevada é a do cenário F com 16.6% e a do cenário E e F é 16.1% e 16.2%, respetivamente. O mesmo comportamento se verifica na taxa de juro equivalente, sendo o cenário F com a taxa mais elevado de 6.1%. Relativamente ao tempo de retorno do projeto, o cenário D e F apresentam o mesmo tempo sendo esse 6 anos e 1 mês e para o cenário F 5 anos e 11 meses, pelo que, para o cliente, 2 meses fazem diferença no negócio. Sabendo que a tarifa média ponderada do cliente no inverno são cerca de 0.0824€/kWh e no verão cerca de 0.0819€/kWh, o LCOE para o cenário F, a 25 anos, são 0.0405€/kWh conclui-se que este sistema irá permitir uma poupança média anual de 0.0416€/kWh. Tendo em conta que o cenário F é aquele que apresenta o menor tempo de retorno do investimento inicial, o menor custo do projeto por Wp instalado, a TIR, o VAL e o LCOE mais competitivos, conclui-se que dos cenários D, E e F o melhor é o cenário F com uma potência nominal de 250kWn.

Por último, o cenário G já apresenta uma percentagem de energia injetada na rede elevada, sendo o seu valor 19.0% com 29.0% de energia autoconsumida. Proporcionalmente, a instalação deste sistema é mais cara devido ao acréscimo proveniente dos custos associados à instalação de equipamentos adicionais de proteção e interligação (relé), verificando-se por isso um aumento do tempo de retorno do investimento, para 6 anos e 5 meses, e do custo do projeto em €/Wp, pelo que chega a ser o terceiro cenário mais caro face aos cenários anteriormente apresentados. Embora seja o cenário com um VAL mais aliciante, o LCOE não é tão competitivo como o do cenário E e F. Por todas as razões já enunciadas, este sistema não é vantajoso para o cliente. Optou-se por não se estudar outras orientações para este sistema, uma vez que não seria isso que iria diminuir drasticamente o investimento inicial tornando este cenário uma opção para o cliente.

Deste modo, a solução apresentada ao cliente será o cenário F com uma potência nominal de 250kWn.

Nos gráficos abaixo encontram-se representados alguns dados retirados da ferramenta, sendo mais fácil de perceber a relação dos parâmetros com o aumento da potência instalada em cada cenário.

Pela figura abaixo afere-se que a relação entre a energia injetada na rede e a autoconsumida varia à medida que se aumenta a potência instalada, sendo essa evidência maior a partir do cenário D, a que corresponde a uma potência instalada de 200kWn. Quanto mais baixos forem os valores da linha laranja e maiores os da linha azul melhor será o sistema pois tem menos energia excedente mas mais energia autoconsumida, tal como se tinha verificado anteriormente na comparação dos cenários D, E e F.

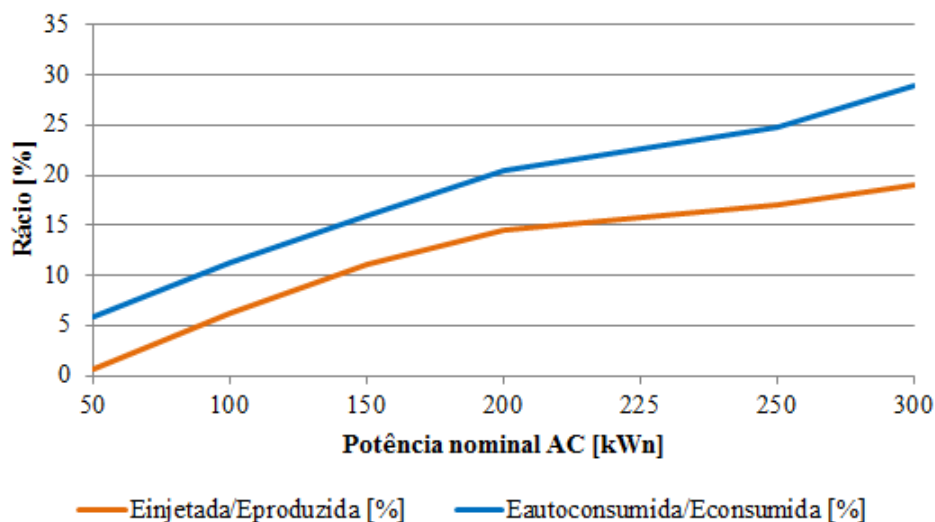


Figura 5.1 - Evolução da relação entre a energia excedente e autoconsumida em cada cenário

Relativamente às poupanças resultantes do sistema fotovoltaico, verifica-se que estas são proporcionais com o aumento da potência instalada, Figura 5.2. No que diz respeito ao investimento inicial, verifica-se que até ao cenário D existe uma relação de proporcionalidade direta entre a potência instalada e o investimento. A partir do cenário 225kWn até ao 250kWn existe uma ligeira diferença, mantendo-se, de um modo geral, o comportamento verificado até ao 200kWn. Por fim, no cenário 300kWn, afere-se que o investimento deste projeto é muito maior que o dos cenários anteriores, saindo da linha de tendência verificada até atrás, devido à introdução de uns custos adicionais provenientes das proteções elétricas necessárias no sistema. Relativamente ao VAL este apresenta o mesmo comportamento para 15 e 25 anos, com exceção do cenário G, diferenciando-se apenas nos seus valores, onde se afere que para 25 anos estes valores se tornam mais aliciantes. De uma forma aproximada, pode-se afirmar que o comportamento do VAL acompanha o comportamento verificado para o investimento inicial no projeto, verificando-se um aumento relativamente direto com o aumento da potência instalada.

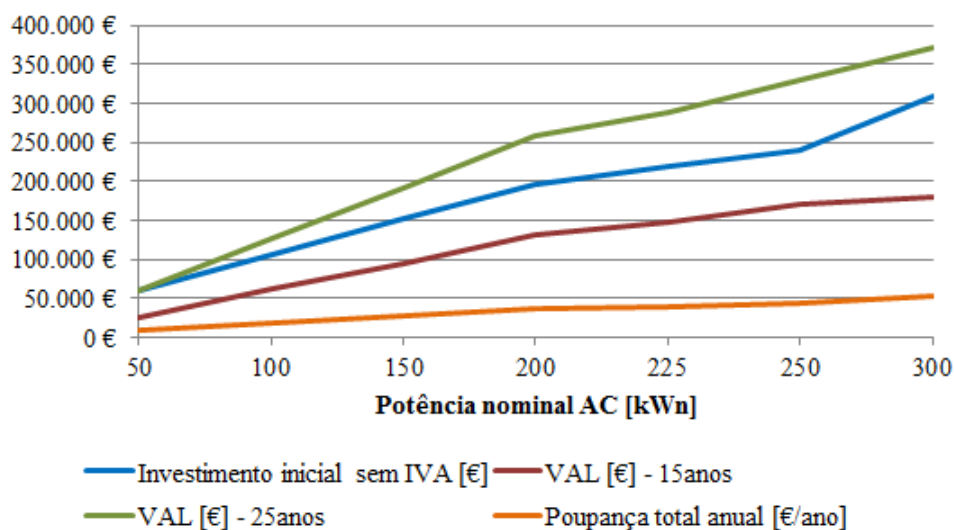


Figura 5.2 - Comportamento do VAL, investimento inicial e poupança anual para cada cenário

Na Figura 5.3 encontra-se ilustrada a evolução do custo do projeto em €/Wp e conclui-se que o mínimo da curva é o cenário que apresenta um custo de instalação mais baixo face à potência instalada. Os cenários A e G são aqueles que apresentam um maior custo de instalação em €/Wp. No cenário E existe um ténue aumento no custo de instalação devido à colocação de estruturas triangulares para potências superiores a 200kWn. No cenário F, o custo de instalação diminui ligeiramente devido ao aumento da potência instalada que atenua os custos aumentados no cenário anterior. Deste modo, percebe-se que os custos não são lineares com o aumento da potência instalada. O LCOE a 15 e a 25 anos apresentam o mesmo comportamento. Embora não seja visível a diminuição verificada do cenário E para o F, ela existe tal, como do cenário A para o D.

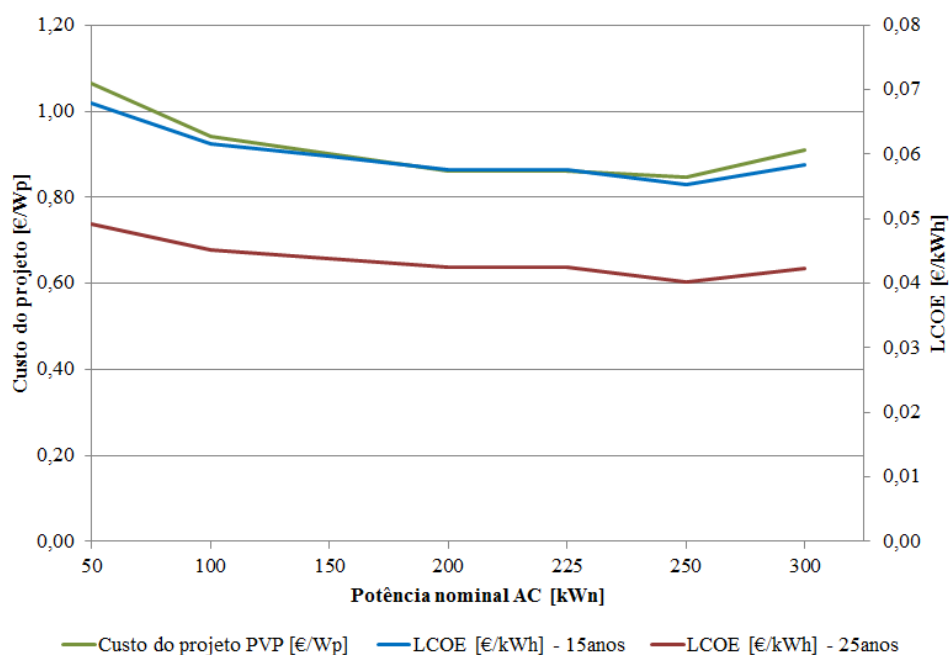


Figura 5.3 - Variação do LCOE e custo do projeto para cada cenário

Com recurso à análise detalhada efetuada a partir dos resultados presentes na Figura 5.1, Figura 5.2 e Figura 5.3 conclui-se que o melhor sistema para o cliente será o cenário F, com uma potência nominal de 250kWn e 284kWp.

5.2. Análise detalhada do sistema apresentado ao cliente

Através da ferramenta desenvolvida é possível obterem-se gráficos com informação relevante e de fácil leitura para fornecer ao cliente, como medida de apoio à decisão para o investimento na instalação de um sistema fotovoltaico em regime de autoconsumo. As figuras abaixo dizem respeito ao cenário F, cenário este que será apresentado ao cliente como a solução mais vantajosa.

A figura abaixo ilustra o edifício da fábrica onde serão colocados os painéis fotovoltaicos, de modo a o cliente ter uma noção de como ficará a cobertura. Os espaçamentos que se verificam entres as *strings* e séries na água a sul têm como objetivo facilitar o acesso aos painéis fotovoltaicos em caso de avaria ou

manutenção do sistema. Já na água a norte, o espaçamento verificado é superior, cerca de 3 metros, essencialmente para evitar que hajam efeitos de sombreamento e, conseqüentemente, uma diminuição da produção. O esquema teve também em conta as ligações elétricas e a colocação dos MPPTs, contudo pode estar sujeito a alterações quando a instalação for efetivamente realizada.

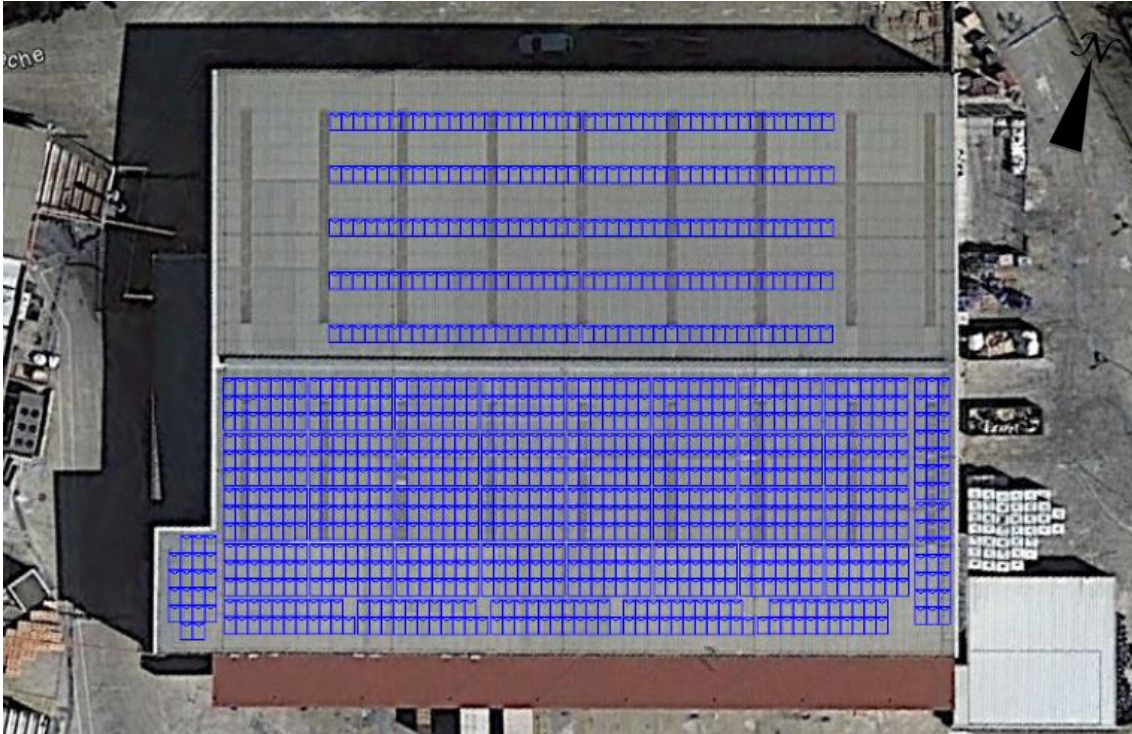


Figura 5.4 - Edifício da fábrica da Dyrup com os módulos fotovoltaico no cenário F

A Figura 5.5 ilustra o perfil de carga da Dyrup onde é possível concluir-se o consumo de energia ao longo do ano não tem um comportamento constante, sendo mais irregular no período de cheia. Verificou-se que, em 2016, agosto é o mês que apresenta um maior consumo com 147 665 kWh e novembro um menor consumo com 99 338 kWh. O mês de agosto pode ser o que tem um maior consumo de energia devido à maior procura do produto desenvolvido pela fábrica, uma vez que é nos meses de verão que a maior parte das obras realizadas efetua a pintura dos edifícios devido às condições favoráveis que facilitam a secagem das tintas.

Tendo em conta a tabela do ciclo tarifário do cliente, conclui-se que, tanto no inverno como no verão, a maior parte das horas de produção fotovoltaica correspondem a consumos no período de ponta e cheia. No sábado estes correspondem ao período de cheia e vazio normal e no domingo apenas ao período de vazio normal, pelo que a instalação do sistema irá permitir reduções na fatura energética nos períodos em que o consumo de energia na rede é mais caro, ponta e cheia.

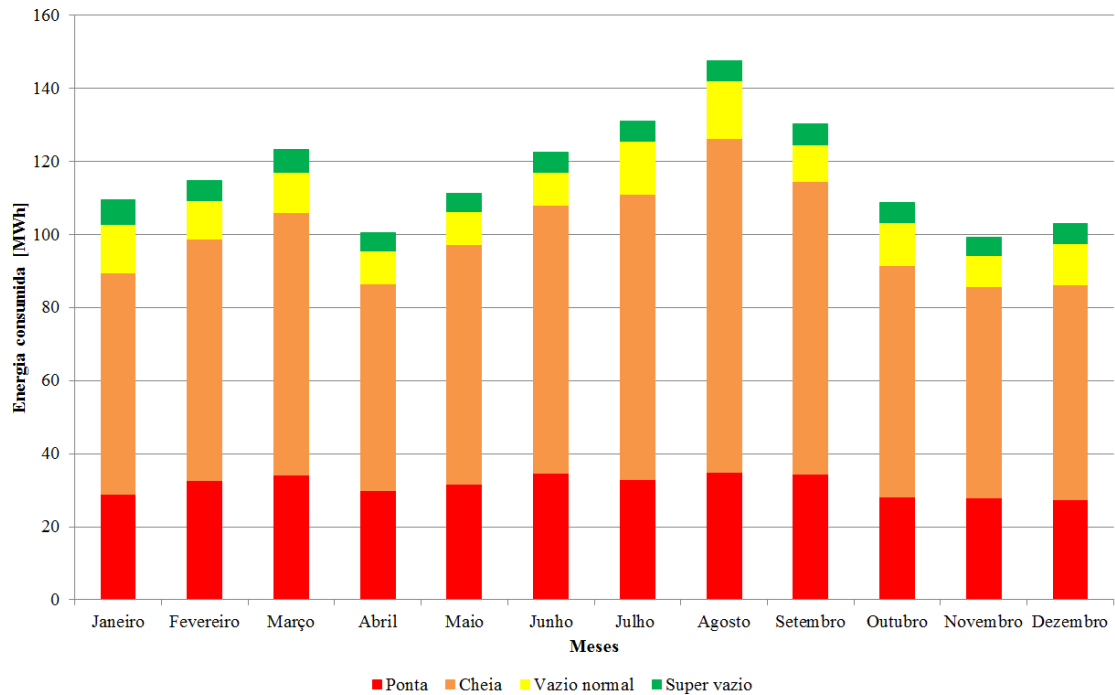


Figura 5.5 - Perfil de consumo do cliente por período ao longo do ano de 2016

Com recurso à Figura 5.6, o cliente consegue rapidamente perceber qual a energia consumida da rede, em cada mês, sem a instalação de um sistema de 250kWn e qual a redução do consumo mensal de energia da rede elétrica que o sistema irá trazer. Embora na figura abaixo seja visível que a energia comprada à rede é superior à produzida pelo sistema, isto não quer dizer que não haja energia excedente, como se verificou na figura abaixo e na Figura 5.7.

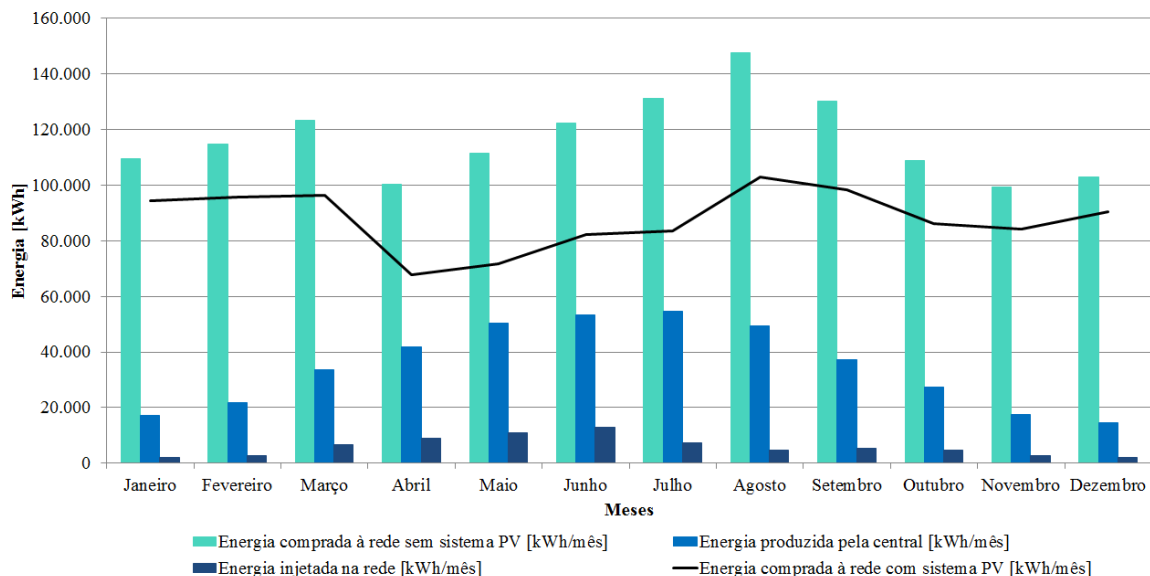


Figura 5.6 - Perfil de consumo e produção

Geralmente nos meses de verão verifica-se uma maior produção fotovoltaica e, conseqüentemente, maior quantidade energia excedente injetada na rede elétrica. Os meses de julho e agosto são os que apresentam maior energia autoconsumida, sendo junho o mês com maior excedente. O mês detentor de maior energia produzida é o mês de julho. Os meses de inverno, janeiro, fevereiro, outubro, novembro e dezembro, são aqueles que têm menos energia autoconsumida e excedente, devido à menor produção de energia elétrica.

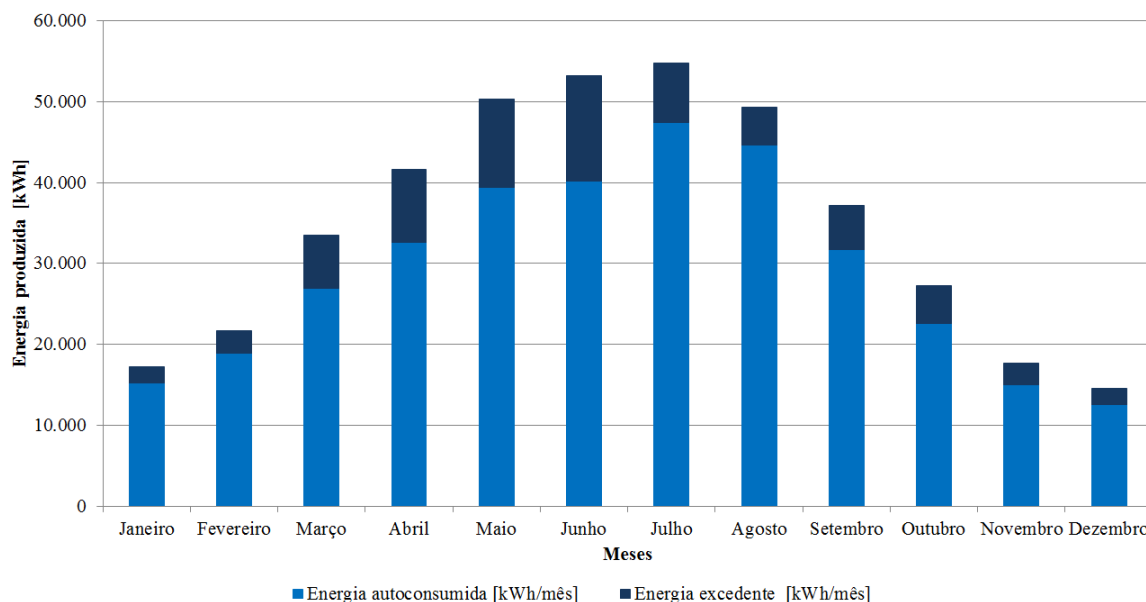


Figura 5.7 - Energia produzida pelo sistema: autoconsumida e excedente

Com recurso à Figura 5.8 verifica-se que nos meses de junho, julho e agosto existem mais poupanças provenientes do autoconsumo, devido à maior produção solar nos meses de verão, sendo por isso também os meses que apresentam mais poupanças provenientes da energia evitada consumida em horas de ponta. Já as poupanças provenientes da energia excedente vendida à rede, os meses de maio, junho e julho são os que apresentam maiores poupanças. De um modo geral, os meses de janeiro, fevereiro, novembro e dezembro são os meses com menores poupanças totais mensais com a instalação do sistema fotovoltaico, tal como seria de esperar, uma vez que correspondem aos meses de inverno, onde a produção de energia elétrica é menor.

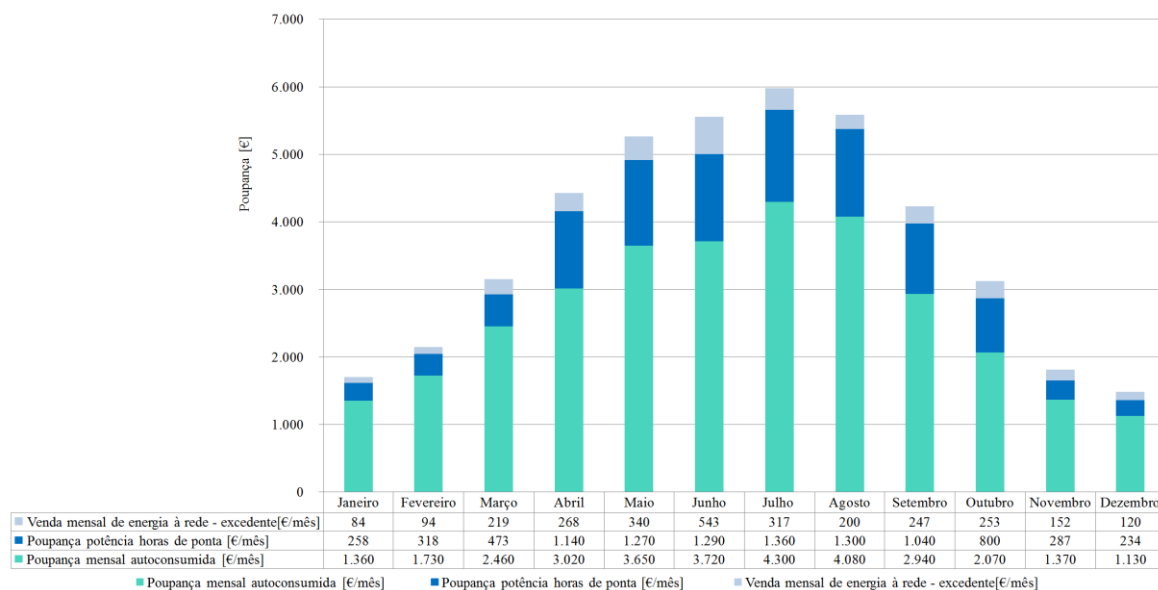


Figura 5.8 - Poupanças mensais com o sistema fotovoltaico, sendo que a coluna como um todo representa as poupanças totais mensais

As figuras abaixo apenas ilustram a energia produzida e consumida ao longo do dia para alguns meses, o primeiro mês de cada trimestre, permitindo comparar a curva média de produção com os consumos em cada dia da semana. Estes gráficos são bons auxiliares para se determinar se o dimensionamento efetuado irá ter muita energia autoconsumida e excedente. Constata-se que, de um modo geral, aos fins-de-semana os consumos são aproximadamente constantes, sendo o seu valor cerca de 50kW, oscila entre 40kW e 60 kW. É também aos fins-de-semana que se verifica uma maior quantidade de energia excedente e, por sua vez, menos energia autoconsumida. Durante os dias de semana, o comportamento destes varia um pouco, tendo mais ou menos o mesmo perfil de consumo, onde é visível que a fábrica começa a trabalhar por volta das 8h e fecha às 19h, sendo que das 12h às 13h existe uma grande diminuição dos consumos, o que corresponde à hora de almoço dos trabalhadores. Verifica-se que, durante a semana, a curva de produção se encontra fasada com a curva de consumos, verificando-se por isso menor energia injectada na rede. A amplitude da curva de produção vai variando conforme o mês do ano, sendo a sua amplitude vertical e horizontal maior à medida que se aproxima dos meses de verão.

Em janeiro verifica-se que o comportamento de alguns dias da semana não segue o comportamento esperado. Essa diferença pode-se dever ao facto de nos primeiros dias de janeiro a fábrica não ter estado a trabalhar a 100%, pelo que se verifica um menor consumo de energia.

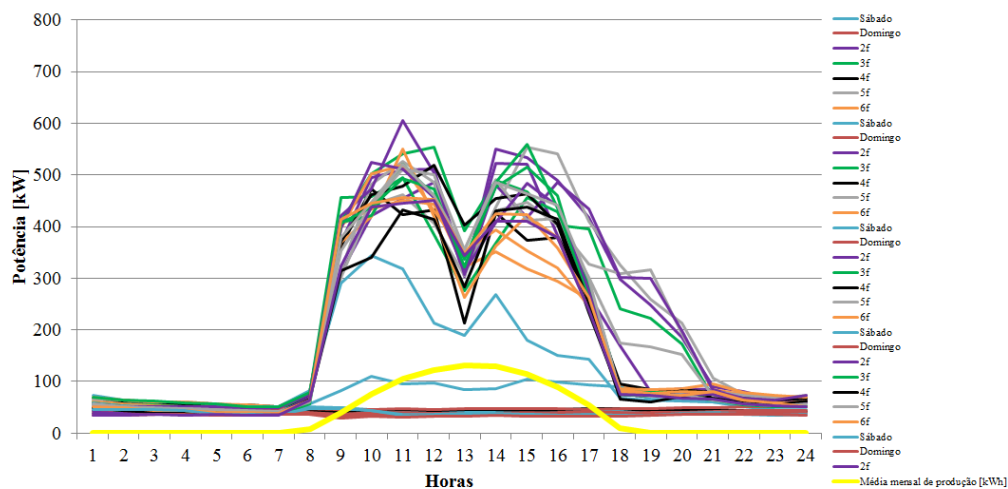


Figura 5.12 - Curva de produção e consumo no mês de outubro

Visto o sistema fotovoltaico produzir energia excedente em determinados períodos, para o cliente será mais vantajoso em termos económicos e energéticos efetuar o deslocamento de cargas para períodos em que tenha excedente produzido pelo sistema do que essa mesma energia ser vendida à rede, uma vez que a tarifa, por se consumir da rede, é mais elevada do que a remuneração pela energia excedente. Por esta razão, será sugerido ao cliente a implementação desta medida de eficiência energética. A Dyrup também poderá tomar a decisão de, em vez de deslocar consumos para períodos em que exista energia excedente, poderá decidir aumentar os consumos nesses períodos através da utilização de uma nova máquina adquirida ou através do carregamento de equipamentos, por exemplo.

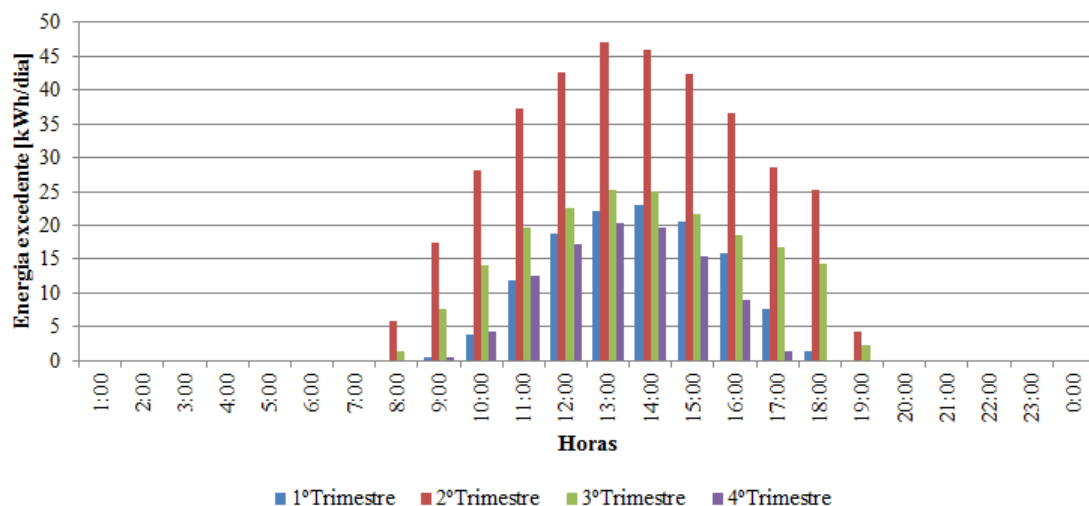


Figura 5.13 - Energia média excedente para cada hora do dia em cada trimestre

De um modo geral, verifica-se que ao longo do ano existe sempre mais excedente entre as 12h e as 15h, o que corresponde à hora de almoço dos funcionários da fábrica de tintas, como visto anteriormente. No segundo e no terceiro trimestre afere-se a existência de energia excedente a partir das 8h até às 19h, período mais alargado que os restantes trimestres, uma vez que o sol nasce mais

cedo e põe-se mais tarde. Enquanto no primeiro trimestre o cliente, dependendo das horas, pode descolar consumos até aproximadamente 22kWh, no segundo trimestre este valor poderá ir até 46kWh. Para o terceiro e quarto trimestres, o aumento de consumo ou deslocamento de cargas poderá ser até cerca de 25kWh e 20kWh, respetivamente, sendo estes valores próximos do verificado para o primeiro semestre

O cliente, antes da instalação do sistema fotovoltaico, consumia 1400MWh/ano. Através da simulação em PVsyst, determinou-se que um sistema de 250kWn irá produzir cerca de 418MWh/ano, pelo que cliente irá obter uma redução anual do consumo de energia da rede de 347MWh/ano através da energia autoconsumida. Cerca de 71MWh/ano será vendida à rede. A Figura 5.14 ilustra este balanço de energia produzida, consumida antes da instalação do sistema fotovoltaico, a energia autoconsumida e, por fim, a energia excedente entre o dia 20 e 27 de junho de 2016. Optou-se por representar este com valores negativos de modo a tornar a leitura do gráfico mais fácil e de tornar a identificação da energia vendida à rede imediata. Facilmente se verifica que a soma do módulo da energia excedente e a energia autoconsumida dão o perfil de produção do sistema fotovoltaico.

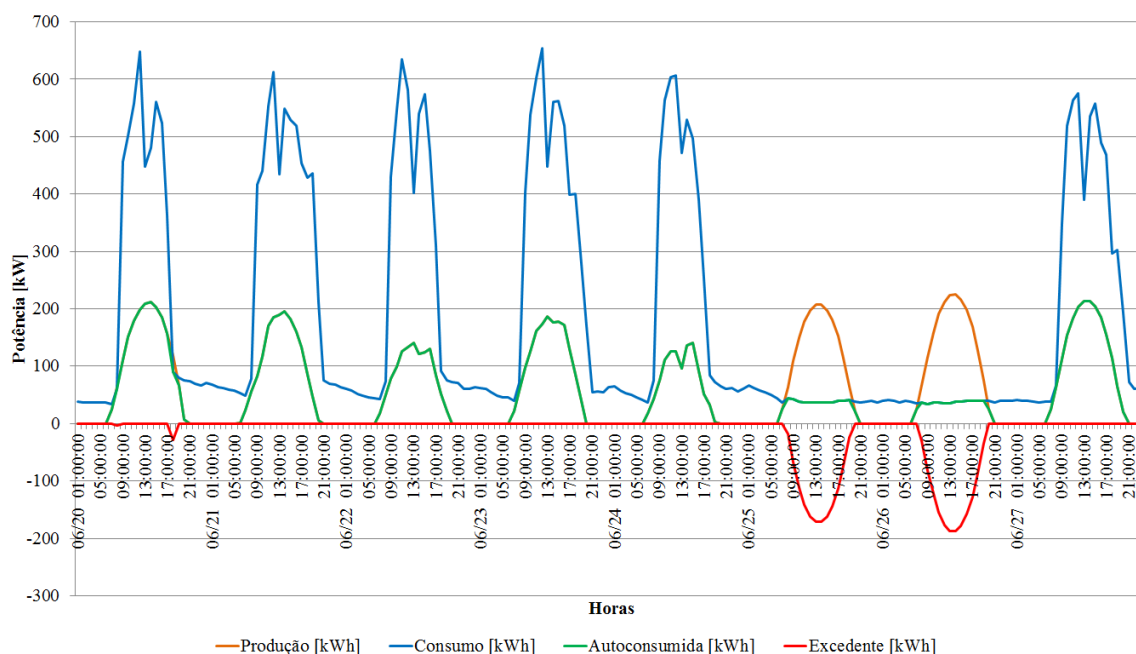


Figura 5.14 - Balanço de energia do cenário F (250kWn) entre os dias 20 e 27 de junho de 2016. A energia produzida encontra-se representada a laranja, a azul encontra-se exposto o consumo de energia antes da instalação do sistema fotovoltaico, a verde a energia autoconsumida e a vermelho a energia excedente.

Este sistema irá permitir que sejam evitadas cerca 214 toneladas de emissões de CO₂ para a atmosfera.

Através da simulação no PVsyst fornecer-se-à ao cliente uma garantia de *performance* do sistema. O rácio de *performance* é uma medida de avaliação da eficiência de um sistema fotovoltaico, que define a relação entre a possível produção real e teórica. Este parâmetro permite comparar diferentes sistemas fotovoltaicos ligados em rede a diferentes locais do globo terrestre [21].

A garantia de *performance* do sistema garante que ao longo de um ano o desempenho do sistema será aquele. Caso se encontre abaixo, a Resul responsabilizar-se-à por tal. Se por algum motivo se avariar algum elemento do sistema fotovoltaico que reduza a produção, o fator a analisar será a *performance* do sistema que se encontra em funcionamento, pelo que não irá afetar o valor garantido pela Resul.

Caso se tratasse de uma garantia de potência, a avaria dos equipamentos iriam alterar este valor definido inicialmente aquando da instalação. A *performance* do sistema sugerido ao cliente é de 84.9%, sendo superior nos meses de inverno face aos meses de verão devido ao aumento de temperatura que leva a que hajam perdas, como se verifica na Figura 5.16.

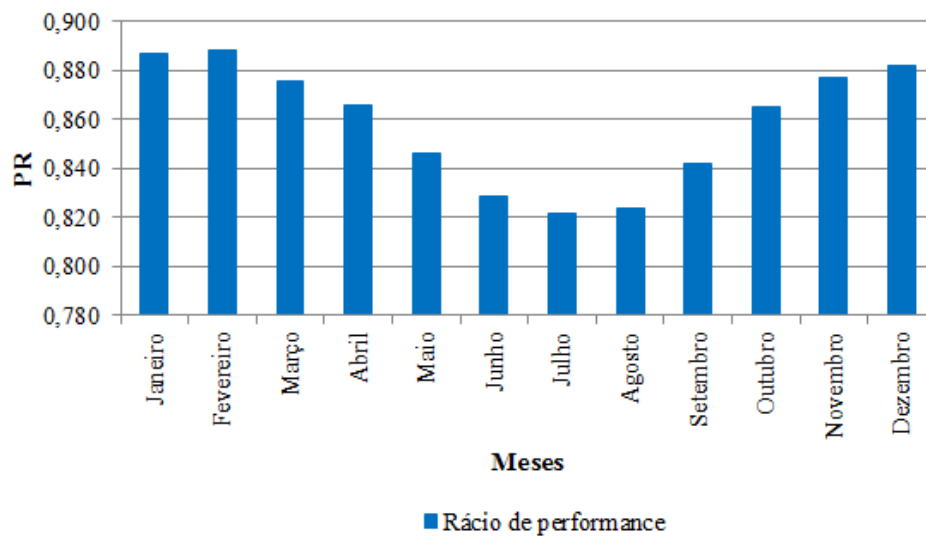


Figura 5.15 - Rácio de *performance* do sistema de 250kWn (adaptado da simulação efetuado em PVsyst)

As perdas podem dever-se a vários fatores, sendo eles perdas de ligação, representado a roxo na Figura 5.16 ou a perdas devido aos inversores e aos módulos, entre outros.

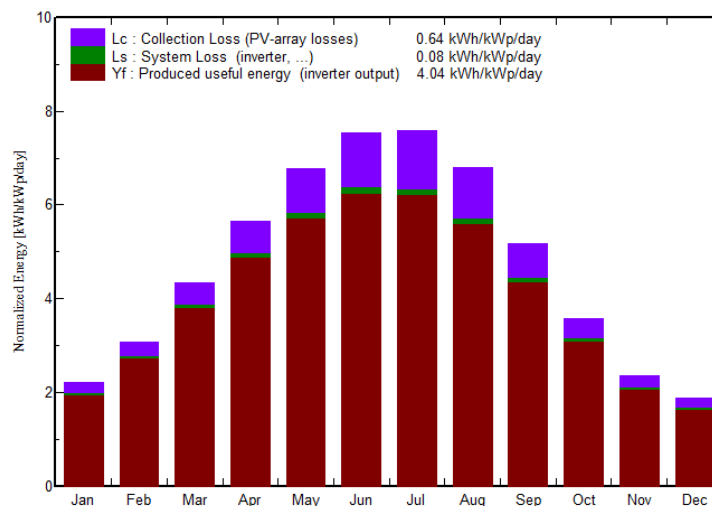


Figura 5.16 - Energia mensal normalizada para um sistema de 250kWn (retirado da simulação efetuado em PVsyst)

O *cash flow* acumulado tem em conta o investimento inicial no ano zero, as poupanças totais, os custos totais e os investimentos necessários ao longo do tempo de vida do projeto. Assim, será possível determinar-se ao fim de quanto tempo é que o investimento inicial se encontra pago e a partir de que momento o projeto se encontrará a dar lucro. No ano zero apenas se tem em conta o

investimento inicial sendo o seu valor de 241 000€. No fim do 5.º ano as poupanças obtidas foram suficientes para que a Dyrup tenha recuperado o investimento realizado. Embora na figura abaixo o 5.º ano apresente um *cash flow* negativo de 39 600€, verifica-se que o tempo de retorno do investimento se encontra entre o 5.º e o 6.º ano, sendo o período exato de 5 anos e 11 meses. A partir daí o projeto irá criar valor, sendo que ao fim de 25 anos o projeto permitiu 821 000€ de poupanças totais com um investimento, aos dias de hoje, de 241 000€.

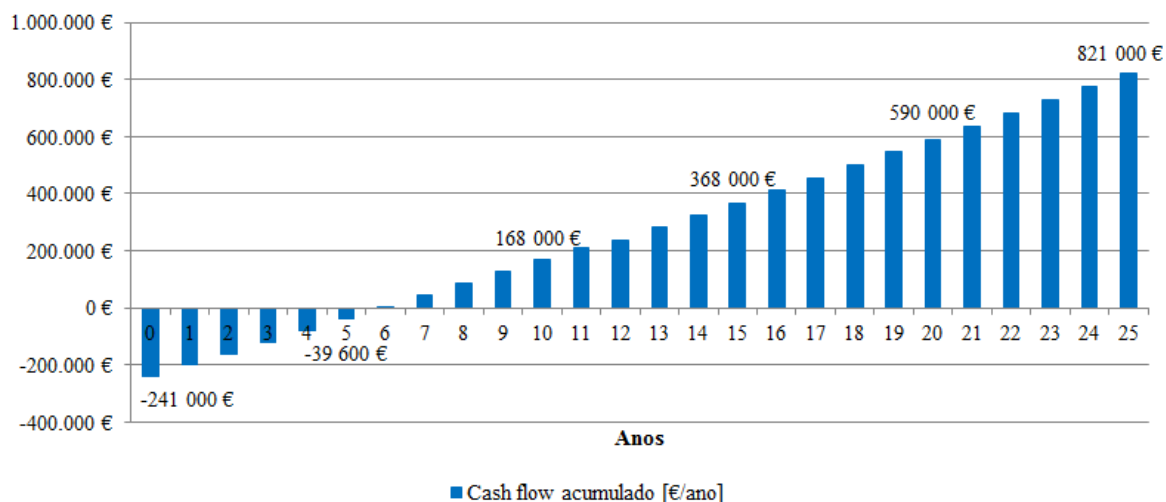


Figura 5.17 - *Cash flow* acumulado durante o tempo de vida do projeto

Visto não se saber se o cliente apresenta capital suficiente para investir no projeto e qual o montante que se encontra disponível para investir, considerou-se que, caso o cliente recorresse à banca, esta financiaria 75% do projeto, o que corresponderia a 180 750€, sendo os restantes 25% capital próprio da Dyrup, 60 250€. Considerou-se uma taxa de oportunidade de 5.0%, tal como para o cenário sem financiamento, e uma taxa total sobre o empréstimo de 3.0%, com um pagamento deste mesmo em 8 anos, sendo o período mais comum neste tipo de projetos. Deste modo, conclui-se que o cliente em vez de investir 241 000€ apenas teria que investir 60 250€, ou seja, um quarto do investimento inicial. As poupanças geradas iriam pagar os juros sobre o empréstimo, sendo essa componente 22 700€ ao fim dos 8 anos. O tempo de retorno do investimento seriam 4 anos, verificando-se uma redução de quase 2 anos, caso a Dyrup recorresse à banca. Relativamente ao VAL e à TIR, ambos apresentam uma valorização face ao cenário sem o investimento externo, sendo essa valorização, para 25 anos, de 15 505€ e 13.4%, respetivamente. É normal verificar-se um aumento tão elevado da TIR uma vez que esta passa apenas a ser aplicada a um capital muito menor, 60 250€ em vez dos 241 000€.

Tabela 5.1 - Parâmetros económicos do projeto com recurso a capital externo

Análise de investimento com financiamento	15 anos	25 anos
Poupança total anual [€]	44 400	
Financiamento capital alheio [€]	180 750	
Financiamento capital próprio [€]	60 250	
Valor atual líquido (VAL) [€]	187 000	347 000
Taxa interna de rentabilidade (TIR) [%]	28.9	30.0
Taxa de juro equivalente [%]	13.6	11.2
Tempo de retorno [ano e meses]	3 e 12	

Deste modo, conclui-se que por todas as razões enumeradas, o cliente tem vantagens em pedir um empréstimo ao banco caso não tenha na totalidade o capital disponível. Caso tenha o capital disponível e deseje investir parte desse montante noutros projetos, recorrer à banca torna-se na mesma uma solução vantajosa e promissora. A influência dos juros será visível nos *cash flows* acumulados ao longo do tempo de vida do projeto, sendo superior para o caso em que o cliente não recorrer ao financiamento da banca. Na Figura 5.18 é possível verificarem-se as diferenças dos *cash flows* acumulados a cada 5 anos, sendo no ano do investimento cerca de 180 900€, para o 5.º ano 53 500€ e a partir do 8.º ano até ao 25.º ano 23 000€.

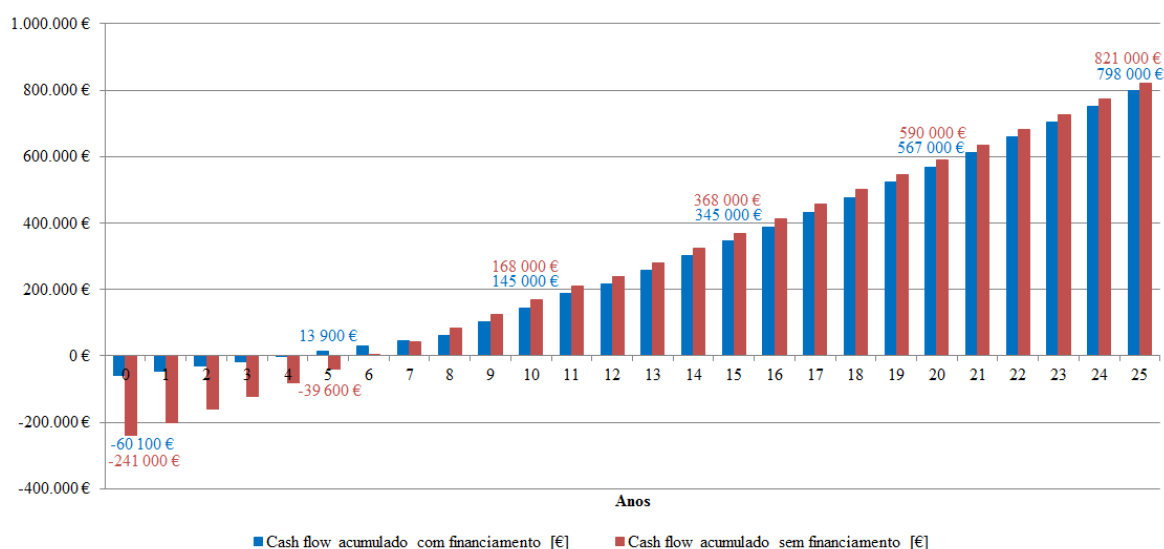


Figura 5.18 - Comparação dos *cash flows* acumulados para o caso de com e sem financiamento externo

A pedido do cliente estudou-se a variação do *cash flow* para o cenário final, tendo em conta uma previsão otimista e pessimista, sendo que a apresentada inicialmente era o cenário que se encontrava entre os dois casos extremos. O cliente especificou que para o cenário pessimista queria que fosse considerada uma taxa de inflação dos preços de energia de 0% e 3% para o cenário otimista. A solução sugerida ao cliente teve em conta uma situação intermédia, sendo esta a mais espectável com uma taxa de inflação dos preços de energia de 1.5%.

5.2.1. Comparação dos cenários pedidos pelo cliente

Ao alterar-se a taxa de inflação dos preços de energia as poupanças obtidas através da energia autoconsumida e vendida à rede serão diferentes, tais como os custos associados à operação e manutenção, gestão de projeto e seguro durante o tempo de vida do projeto. A Tabela 5.2 exemplifica os *ouputs* que se irão modificar.

Comparando o cenário pessimista e otimista com o que se apresenta entre estes dois casos, afere-se que a valorização do VAL no cenário otimista é superior à desvalorização verificada no cenário pessimista, pelo que se verifica uma diminuição de 75 000€ do cenário real para o pessimista, e um acréscimo de valorização de 92 000€ para o cenário otimista a 25 anos. Relativamente à TIR, conclui-se que o cenário otimista apresenta uma TIR elevada, 18.1% equivalente a uma taxa de juro paga pelo banco de 6.9%, sendo um pouco irrealista considerar uma taxa de inflação de 0%. Já o cenário

pessimista apresenta uma TIR e uma taxa de juro bastante boas, 15.1% e 5.4%, respetivamente, contudo é pouco provável que este cenário se concretize uma vez que, por norma, a inflação é sempre superior a zero. No que diz respeito ao tempo de retorno do investimento, verifica-se um aumento de 4 meses para o cenário pessimista e uma diminuição de 3 meses para o cenário otimista. Por fim, seria intuitivo que o LCOE para o cenário otimista fosse inferior ao do pessimista pois significaria que a produção de energia fotovoltaica seria mais barata, contudo não foi isso que se verificou uma vez o LCOE é determinado através da divisão dos investimentos e dos custos ao longo do projeto pela energia produzida. Com o aumento da taxa de inflação os custos existentes ao longo do projeto irão aumentar e, consequentemente, o LCOE no cenário otimista também.

Tabela 5.2 - Comparação do cenário pessimista, realista e otimista

	Cenário final - Cenário F		
	Pessimista	Realista	Otimista
Potência nominal AC [kWn]	250	250	250
Potência nominal PV [kWp]	284	284	284
VAL [€] - 15 anos	136 000	171 000	211 000
VAL [€] - 25 anos	256 000	331 000	423 000
TIR [%] - 15 anos	13.2	14.6	16.1
TIR [%] - 25 anos	15.1	16.6	18.1
Taxa de juro equivalente [%] - 15 anos	5.6	6.4	7.2
Taxa de juro equivalente [%] - 25 anos	5.4	6.1	6.9
Tempo de retorno [anos e meses]	6 e 3	5 e 11	5 e 8
LCOE [€/kWh] - 15 anos	0.0541	0.0553	0.0567
LCOE [€/kWh] - 25 anos	0.0380	0.0403	0.0431

Por fim, a Figura 5.19 apresenta os dados pedidos pelo cliente, onde é possível verificarem-se os *cash flows* acumulados para o cenário pessimista, realista e otimista. O valor do *cash flow* acumulado a cada 5 anos encontra-se evidenciado na figura abaixo, onde se constata que no ano zero, que corresponde ao ano em que é efetuado o investimento inicial, o valor é igual para todos os cenários com um custo de 241 000€. A diferença entre os *cash flows* começa a ser mais evidenciada após o tempo de retorno do investimento realizado. Ao fim de 25 anos verifica-se que o cenário otimista apresenta mais 221 000€ face ao cenário realista. Já o cenário pessimista reflete menos 176 000€ que o cenário base.

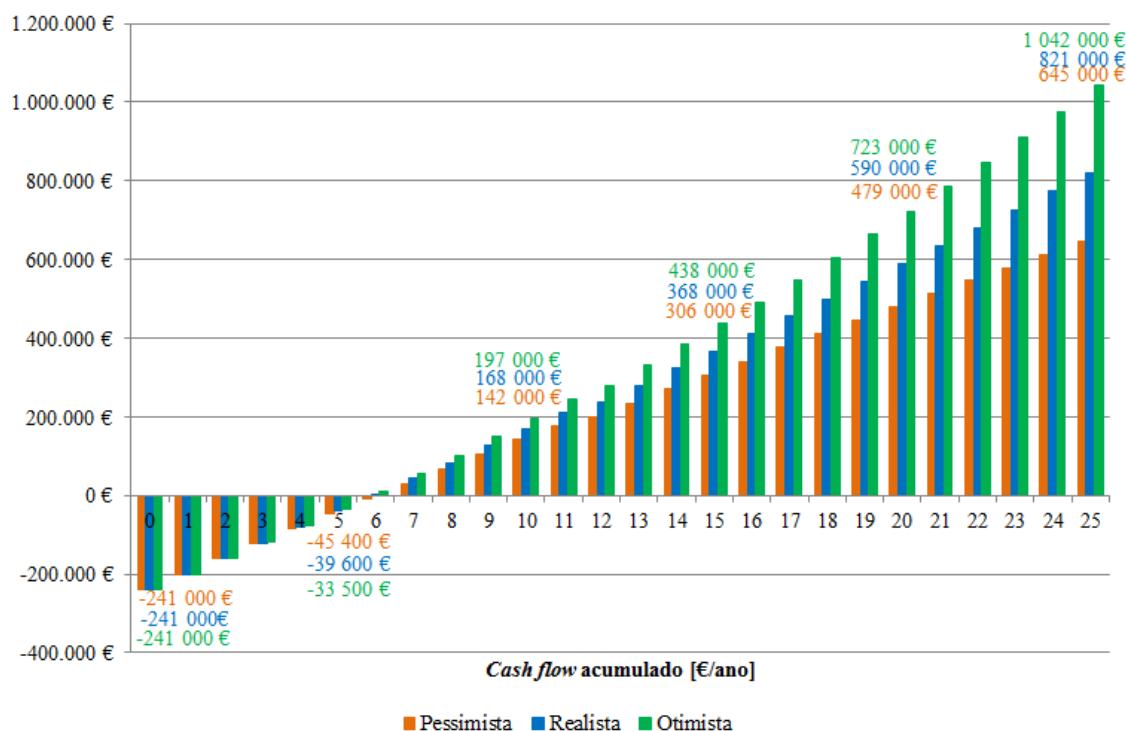


Figura 5.19 - Cash flow acumulado para os três cenários pedidos pelo cliente

5.2.2. Comparação dos resultados da ferramenta fatura

Embora não vá ser apresentado à Dyrup, optou-se por estudar para o cenário final apresentado ao cliente, o cenário F, quais as diferenças verificadas ao utilizar-se a ferramenta que teve em conta o perfil de consumo de 15 em 15 minutos, posteriormente convertido para uma base horária, e a ferramenta em que o utilizador teve que introduzir os consumos de energia em cada período, para cada mês, tendo como recurso as faturas ao longo do ano de 2016.

Da Tabela 5.3 retira-se que, para o caso de estudo em causa, a nova ferramenta considera que a energia excedente é menor, sendo a diferença de 3.5%. Já a energia autoconsumida é superior em 0.9% relativamente à ferramenta que teve em conta os dados de consumo de 15 em 15 minutos. As poupanças anuais com a instalação do sistema fotovoltaico são superiores em cerca de 900€, o que corresponde a um erro, face à outra ferramenta, de 2.0%. Tal como seria de esperar, o investimento necessário e o custo do projeto serão iguais para os dois casos uma vez que a potência a instalar é a mesma. Contudo, o tempo de retorno do projeto será diferente, sendo essa diferença pouco significativa, de apenas um mês, favorecendo o cenário que tem como recurso as faturas. O LCOE não difere de um para o outro. Relativamente aos parâmetros económicos, verifica-se uma discrepância maior no VAL a 25 anos, 12 000€, do que a 15 anos, 9000€. Se a TIR for analisada às unidades estas serão iguais, pelo que a diferença é apenas de décimas, sendo pouco relevante. Já a taxa de juro equivalente apresenta apenas a diferença de uma décima, sendo superior no caso da fatura.

Tabela 5.3 - Comparação dos outputs das diferentes ferramentas

Cenário F	Perfil de 15 min	Dados fatura
Potência nominal AC [kWn]	250	

Potência nominal PV [kWp]	284	
Número total de módulos	1050	1050
Número total de inversores	10	10
Einjetada/Eproduzida [%]	17.0	13.5
Eautoconsumida/Econsumida [%]	24.8	25.7
Poupança total anual [€/ano]	44 400	45 300
Investimento inicial sem IVA [€]	241 000	241 000
Custo do projeto PVP [€/Wp]	0.8482	0.8482
VAL [€] - 15 anos	171 000	180 000
VAL [€] - 25 anos	331 000	343 000
TIR [%] - 15 anos	14.6	15.1
TIR [%] - 25 anos	16.6	17.0
Taxa de juro equivalente [%] - 15 anos	6.4	6.5
Taxa de juro equivalente [%] - 25 anos	6.1	6.2
Tempo de retorno [anos e meses]	5 e 11	5 e 10
LCOE [€/kWh] - 15 anos	0.0553	0.0553
LCOE [€/kWh] - 25 anos	0.0403	0.0403

Deste modo, conclui-se que a ferramenta que utiliza os dados da fatura beneficia a instalação do sistema fotovoltaico uma vez que esta considera que há mais consumos durante o fim-de-semana do que efetivamente existe, refletindo-se no aumento da energia autoconsumida e nas poupanças geradas. Genericamente, os resultados obtidos não diferem muito à exceção do VAL. Contudo, como o erro do VAL a 25 anos é de apenas 3.7% e das poupanças de 2.0%, pode-se afirmar que a ferramenta com recurso às faturas é uma boa aproximação, pelo menos quando aplicado para o caso da Dyrup, pois as diferenças vão depender do perfil de carga do cliente.

Capítulo 6 – Conclusões e Desenvolvimentos Futuros

Com o desenvolvimento do setor fotovoltaico e o aparecimento da produção descentralizada para autoconsumo em 2014 a partir de sistemas fotovoltaicos, tornou-se necessário efetuar uma avaliação correta das necessidades energéticas dos consumidores antes de se implementar qualquer sistema que permita a redução dos consumos de energia da rede elétrica. Por esta razão, este trabalho teve como objetivo o desenvolvimento de metodologias de avaliação de sistemas fotovoltaicos em regime de autoconsumo, tendo em vista a atual legislação em Portugal, mais concretamente o Decreto-Lei n.º 153/2014.

A avaliação de sistemas fotovoltaicos passou por várias etapas sendo a primeira encontrar um cliente que estivesse disposto a fornecer os dados de consumo ao longo de um ano (Fábrica de tintas da Dyrup). A segunda fase foi a realização de uma simulação preliminar em PVsyst de modo a ter dados de produção ao longo de um ano e, por fim, o desenvolvimento da ferramenta, em excel, para a empresa Resul. Desenvolvida a ferramenta efetuou-se uma análise de sensibilidade de modo a perceber qual o melhor sistema fotovoltaico a instalar para o caso da Dyrup, tendo em conta a visita efetuada à fábrica de tintas, a partir da qual foi possível perceber quais as condições técnicas para a instalação de um sistema fotovoltaico.

Com já referido, com a ferramenta desenvolvida será possível identificar-se qual a energia consumida antes da instalação do sistema fotovoltaico, qual a energia autoconsumida, evitada em horas de ponta e injetada na rede para cada período, sendo esses a ponta, cheia, vazio normal e super vazio. Deste modo, determinam-se as poupanças obtidas com o sistema instalado. Posteriormente, será necessário preencher-se na ferramenta a parte respetiva ao do orçamento do sistema estudado.

No PVsyst efetuaram-se diversas simulações para potências nominais diferentes, dando origem a diversos cenários sendo eles o cenário A de 50kWn (56.7kWp), o cenário B de 100kWn (113.4kWp), o cenário C de 150kWn (170.1kWp), o cenário D de 200kWn (226.8kWp), o cenário E de 225kWn (255.2kWp), o cenário F de 250kWn (283.5kWp) e o cenário G de 300kWn (340.2kWp). Para todos os cenários considerou-se que os módulos a instalar eram os da Canadian Solar de 270Wp com uma eficiência de 16.5% e os inversores da SMA de 25kW com uma eficiência máxima de 98.3%.

Potências instaladas superiores a 200kWn teriam de ter os módulos distribuídos em dois telhados diferentes do mesmo edifício devido à dimensão do telhado ser de apenas 1750m² (70 x 25 metros). O edifício em causa é orientado a sul (10° a poente) tendo os telhados uma inclinação de 6.5°. Até ao cenário D, inclusivé, será considerado no PVsyst que os módulos se encontram orientados a 100° a azimute e com 6.5° de inclinação uma vez que se vão utilizar estruturas complanares. Do cenário E ao G considera-se que o acréscimo de potência aos 200kWn serão instalados no outro telhado mas com uma inclinação de 8.5° uma vez que se vão utilizar estruturas triangulares de 15°.

Embora o cenário de 50kWn tenha sido dimensionado para o consumo mínimo, pelo que é o cenário que apresenta menor energia excedente, sendo apenas 0.7%, conclui-se que é o cenário com menor interesse para o cliente uma vez que em relação aos outros cenários é o que tem um maior tempo de retorno do investimento, 7 anos e 2 meses, um maior custo de instalação, 1.0648€/Wp e um LCOE mais elevado.

O outro cenário extremo é o cenário de 300kWn, embora seja o cenário com maior energia autoconsumida, 29.0%, é aquele que apresenta mais energia excedente. Este caso é o que apresenta o

segundo custo de instalação mais elevado com 0.9086€/kWh e um tempo de retorno de 6 anos e 5 meses.

O cenário de 100kWn apresenta cerca 6.3% de energia excedente face à energia produzida, tendo-se verificado um aumento face ao cenário de 50kWn e um aumento da energia autoconsumida gerando-se por isso mais poupanças. Embora este cenário apresenta uma redução significativa do tempo de retorno do investimento, 9 meses, o custo de instalação ainda se encontra elevado face a outros cenários, não sendo ainda competitivo.

O cenário de 150kWn já é mais competitivo quando equiparado ao cenário de 50, 100 e 300kWn, contudo está longe de ser o mais vantajoso. A gama ideal a instalar encontra-se entre os 200 e os 250kWn.

O cenário de 250kWn é aquele que apresenta uma maior energia autoconsumida com 24.8% e maior excedente, cerca de 17.0%. O cenário de 200kWn é o que apresenta dos três menos energia vendida à rede, aproximadamente 14.5% da energia produzida e menor energia autoconsumida, 20.4%, e consequentemente menores poupanças anuais, estando o cenário de 225kWn numa situação intermédia. As poupanças anuais para os três cenários são 35 800€/ano, 40 200€/ano e 44 400€/ano para o cenário 200kWn, 225kWn e 250kWn, respetivamente. Os cenários em causa implicam um investimento inicial de 195 000€, 220 000€ e 241 000€ o que correspondem a um custo de instalação de 0.8606€/Wp, 0.8613€/Wp e 0.8482€/Wp, para o cenário de 200kWn, 225kWn e 250kWn, respetivamente. Verifica-se um ligeiro aumento do cenário de 200kWn para o de 225kWn devido à necessidade de no cenário de 225kWn se utilizarem estruturas triangulares para além das complanares, pelo que o acréscimo de potência instalada no cenário de 250kWn compensa esse aumento, verificando-se por essa razão uma descida no custo de instalação do sistema. Pelo que se afere que o sistema de 250kWn é o que proporcionalmente é mais barato de instalar.

O VAL mais interessante corresponde ao cenário de 250kWn com um valor de 331 000€ e o menos ao cenário de 200kWn com 259 000€, sendo o cenário de 225kWn equivalente a uma situação intermédia com 289 000€.

Relativamente à TIR, verifica-se uma ligeira diminuição do cenário de 200kWn para o de 225kWn, de 16.2% para 16.1% resultante da necessidade de se utilizarem estruturas triangulares, como já referido, e um aumento do cenário de 225kWn para o de 250kWn, 16.1% para 16.6%. A taxa de juro correspondente aos cenários de 200kWn, 225kWn e 250kWn, a 25 anos, é 6.0% para o cenário de 200kWn e 225kWn e 6.1% para o cenário de 250kWn. Deste modo, o cenário de 200 e 225kWn apresentam o mesmo tempo de retorno do investimento, sendo esse período de 6 anos e 1 mês. O cenário de 250kWn é o que apresenta um menor tempo, com uma diferença de 2 meses.

Por fim, o LCOE dos três cenários é bastante competitivo, sendo igual para o cenário de 200 e 225kWn com 0.0425€/kWh e 0.0403€/kWh para o cenário de 250kWn, considerando que o tempo de vida do projeto são 25 anos. Por este motivo, o cenário mais competitivo e aliciante para o cliente investir é o cenário de 250kWn, que corresponde a uma potência pico de 283.5kWp.

Com recurso à simulação PVsyst, afere-se que este sistema terá uma *performance* anual de 84.9%.

O cenário apresentado à Dyrup irá permitir uma redução de consumos de 347.2MWh/ano, que corresponde a uma poupança anual de 41 600€/ano devido à energia autoconsumida e evitada em horas de ponta. A energia excedente produzida pelo sistema fotovoltaico corresponde a 70.9MWh/ano permitindo, através da sua venda à rede, receitas anuais de 2840€/ano. Assim, no total, o cenário F irá

permtir uma poupança de 44 400€/ano e impedir a emissão de cerca de 214 toneladas de dióxido de carbono.

Optou-se por estudar a possibilidade da Dyrup recorrer à banca para financiar parte do projeto, visto não se ter qualquer informação relativamente ao capital disposto e/ou disponível para se investir na instalação do sistema fotovoltaico. Deste modo, conclui-se que o financiamento externo torna o projeto muito mais interessante para o cliente, verificando-se uma redução do investimento inicial em 75%, 180 750€, sendo apenas 25% capital próprio, que corresponde a 60 250€. O pagamento do empréstimo será feito a 8 anos com uma taxa de juro de 3.0%, que corresponderá a 22 700€ nesse mesmo período, e uma taxa de oportunidade de 5.0%. O pagamento dos juros será efetuado apenas com as poupanças geradas provenientes do sistema fotovoltaico. Com o financiamento da banca verifica-se uma diminuição do tempo de retorno em quase dois anos, sendo um valor muito significativo e atraente para uma empresa, sendo o tempo de retorno 4 anos. Verifica-se ainda uma valorização, a 25 anos, do VAL em 15 500€ e da TIR em 13.4%, que equivale a uma valorização da taxa de juro equivalente de 5.1%. Assim, caso o cliente pretenda um retorno mais rápido do investimento efetuado, recorrer à banca será a melhor opção, embora o *cash flow* acumulado seja diferente para os dois casos, penalizando o cenário com recurso à banca. A 25 anos, o *cash flow* acumulado, para o caso da Dyrup não recorrer à banca, será 821 000€ e 798 000€ para o cenário com financiamento, sendo a diferença de 23 000€.

O cliente informou que, para além da solução apresentada, com uma taxa de inflação dos preços de energia de 1.5%, queria que fosse efetuado para o mesmo cenário uma visão pessimista e otimista do cenário, considerando-se uma taxa de inflação de 0% e 3%, respetivamente. O cenário pessimista não faz sentido uma vez que a taxa de inflação, por norma, é sempre superior a zero, porque caso fosse 0% isso implicaria a estagnação da economia portuguesa. Relativamente ao cenário otimista, este é irrealista uma vez que a TIR apresentada a 25 anos é muito elevada, sendo ela 18.1% e 16.6% para o cenário base, o que equivale a uma taxa de juro de 6.9% e 6.1%, sendo o conceito de taxa de juro equivalente mais perceptível para o cliente do que a TIR. Verifica-se que os *cash flows* acumulados apresentam maiores diferenças a partir do período em que o investimento foi recuperado, sendo 6 anos e 3 meses para o cenário pessimista, 5 anos e 11 meses para o cenário “real” e 5 anos e 8 meses para o cenário otimista.

Relativamente à ferramenta que tem em conta as faturas de cada mês, em vez dos consumos de 15 em 15 minutos, conclui-se que esta ferramenta valoriza a instalação do sistema fotovoltaico permitindo por isso maiores poupanças anuais, visto considerar uma maior energia autoconsumida, sendo a diferença de 0.9%. Esta diferença deve-se ao facto desta nova ferramenta considerar que nos períodos de produção fotovoltaica existem períodos com consumos de energia mais elevados do que efetivamente se verifica. Relativamente às poupanças, a diferença é de apenas 2%. Já o VAL a 25 anos é superior em 3.7% e a TIR em 0.4%, sendo a que a ferramenta da fatura apresenta menos um mês no período de retorno do investimento realizado. A taxa de juros equivalente tem uma diferença de 0.1% favorecendo o caso da fatura. Deste modo, conclui-se que esta aproximação, quando aplicada ao caso da Dyrup, apresenta resultados coerentes e próximos dos apresentados pela ferramenta, que tem em conta o perfil de carga de 15 em 15 minutos.

Como trabalho futuro, poderia ser realizado um *upgrade* à ferramenta desenvolvida onde seria acrescentada a possibilidade do sistema fotovoltaico ter a opção de armazenamento da energia excedente com recurso a baterias, em vez de injetar na rede e ser remunerado ao preço definido pela OMIE.

Referências Bibliográficas

- [1] International Energy Agency, “Key world energy statistics,” *Statistics (Ber)*, pp. 1–80, 2016.
- [2] Agência para o Desenvolvimento e Coesão, I.P, “Portugal 2020: Objetivos, Desafios e Operacionalização,” pp. 1-50, 2014.
- [3] International Energy Agency, “Energy Policies of IEA Countries Portugal 2016,” pp.1–162, 2016.
- [4] Energia Lateral, “Energia Lateral: Energia Solar”, [Online]. Available: <http://www.energialateral.pt/energia-solar.html>. [Acedido em 2 janeiro 2017].
- [5] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2017,” pp.1–320, 2016.
- [6] Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia, “Decreto-Lei nº 153/2014 de 20 de outubro,” *Diário da República*, pp. 5298–5311, 2014.
- [7] Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia, “Enquadramento do novo regime de Produção Distribuída,” pp. 1–29, 2014.
- [8] Almeida, C., “Estado atual do setor das energias renováveis em Portugal,” 2015.
- [9] Masson, G., Ignacio Briano, J. and Jesus Baez, M., “Review and Analysis of Self-consumption Policies,” pp.1–82, IEA PVPS, 2016.
- [10] Mir-Artigues, P., “The Spanish regulation of the photovoltaic demand-side generation,” *Energy Policy*, vol. 63, pp. 664–673, 2013.
- [11] Zhang, F., Deng, H., Margolis, R. and Su, J., “Analysis of distributed-generation photovoltaic deployment, installation time and cost, market barriers, and policies in China,” *Energy Policy*, vol. 81, pp. 43–55, 2015.
- [12] Guo, X. and Guo, X. “China’s photovoltaic power development under policy incentives: A system dynamics analysis,” *Energy*, vol. 93, pp. 589–598, 2015.
- [13] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Regulamento n.º 5/2016: Aprovação do Regulamento de Relações Comerciais do Setor Elétrico,” *Diário Da República*, pp. 40918–40920, 2016.
- [14] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Regulamento n.º 561/2014: Aprovação do Regulamento de Relações Comerciais do Setor Elétrico,” *Diário da República*, pp. 32154–32263, 2014.
- [15] PVsyst SA, “PVsyst 6 Help”, [Online]. Available: <http://files.pvsyst.com/help/>. [Acedido em 2 março 2017].

- [16] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Períodos horários,” [Online]. Available: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/periodoshorarios/Paginas/default.aspx>. [Acedido em 20 fevereiro 2017].
- [17] Visitar Portugal, “Loures (Concelho),” [Online]. Available: <https://www.visitarportugal.pt/distritos/d-lisboa/c-loures>. [Acedido em 5 abril 2017].
- [18] PORDATA, “População residente: total e por grandes grupos etários,” [Online]. Available: <http://www.pordata.pt/Municipios>. [Acedido em 5 abril 2017].
- [19] Canadian Solar Inc, “CS6K- 260 |265|270|275P,” pp. 1–2, 2016.
- [20] SMA Solar Technology, “Sunny Tripower Inverter: 15000TL/20000TL/25000TL,” pp.1–4.
- [21] SMA Solar Technology, “Performance Ratio: Factor de qualidade para o sistema fotovoltaico,” pp. 1–9.

Anexo A - Utilização do *Software* PVsyst

As figuras abaixo representam os passos seguidos na simulação realizada no *software* PVsyst, versão 6.61, para o dimensionamento de um sistema fotovoltaico. O primeiro é a determinação da orientação e inclinação dos módulos, como se afere na Figura A.1.

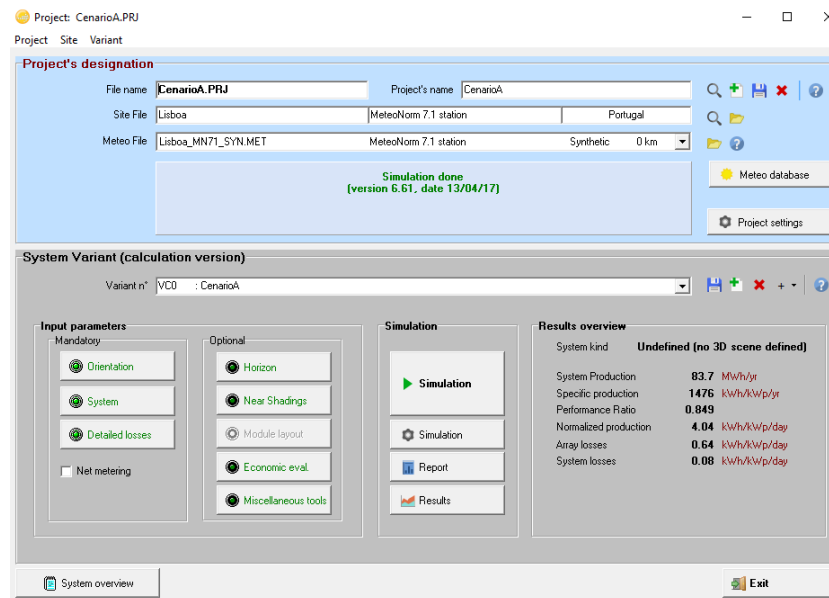


Figura A.1 - *Print screen* do PVsyst: visão inicial do programa

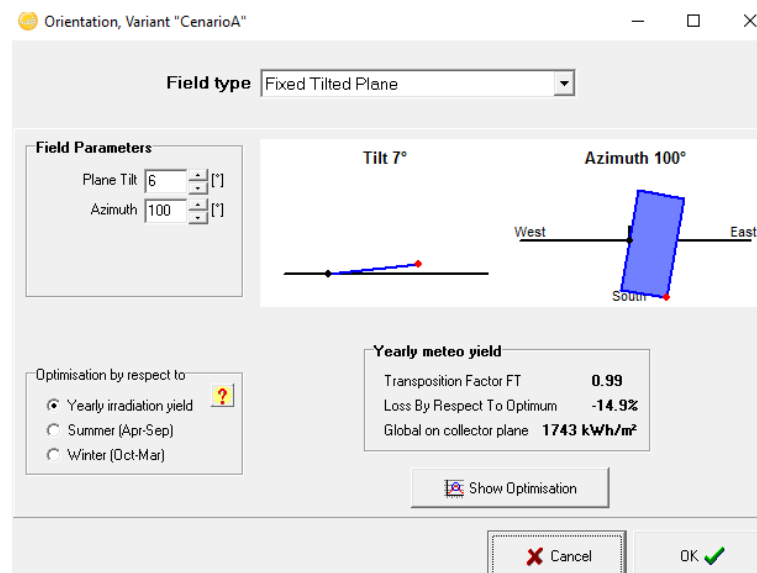


Figura A.2 - *Print screen* do PVsyst: determinação da orientação e inclinação

Posteriormente, definir-se-ão os equipamentos e a respetiva quantidade. Contudo, para isso será necessário saber qual o número de inversores necessários para a potência nominal em causa e qual a potência pico correspondente. O número de módulos em série, 21, teve em conta a tensão máxima de

funcionamento dos inversores, 1000V, mas também as limitações de tamanho do telhado. As equações abaixo exemplificam como se chegou a tais valores.

$$N_{inv} = \frac{P_{\text{nominal instalação}} [\text{kWn}]}{P_{\text{nominal inversor}} [\text{kW}]} \quad (1)$$

$$P_{\text{pico}} [\text{kWp}] = \frac{21 \text{ módulos em série} \times P_{\text{máx módulo}} [\text{Wp}] \times N_{\text{strings inv}} \times N_{inv}}{1000} \quad (2)$$

A decisão do número de *strings* a instalar terá em conta a potência pico determinada anteriormente mais a ponderação através do “Show sizing” onde é possível ter acesso a um gráfico de corrente em função de tensão à medida que se varia o número de módulos e/ou *string*. Assim, com o gráfico de potência máxima do inversor em simultâneo, será possível verificar-se se o sistema se vai encontrar na gama ótima de produção. Se a curva da potência máxima do inversor se encontrar entre a curva IV dos módulos para 20°C e 60°C, então descobrir-se-á que o sistema se encontra na gama ótima de produção.

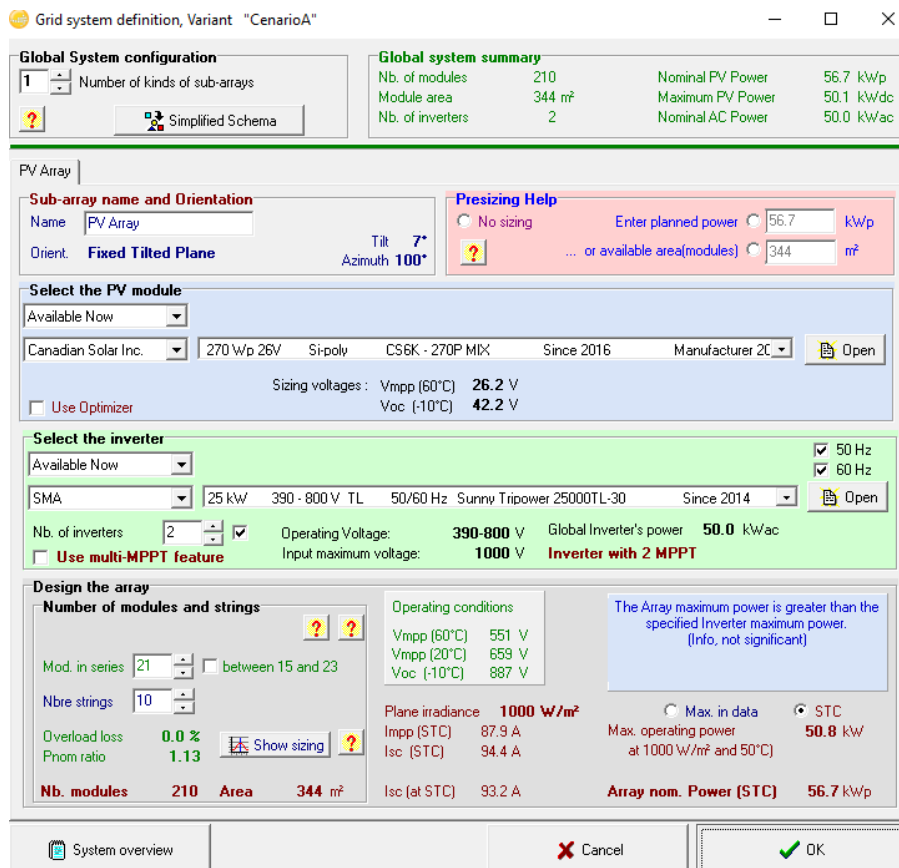


Figura A.3 - Print screen do PVsyst: dimensionamento do sistema

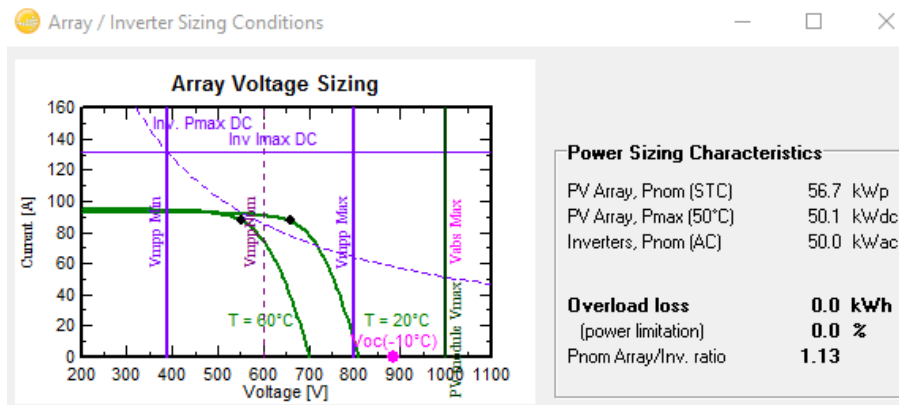


Figura A.4 - Print screen do PVsyst: gráfico resultante do “Show Sizing”

Por fim, definem-se os *outputs* que se deseja que venham no excel de hora a hora ao longo de um ano. O programa permite, no fim da simulação, extrair um relatório onde se encontra enunciado o dimensionamento realizado, alguns gráficos de *performance* do sistema fotovoltaico e ainda de perdas deste mesmo.

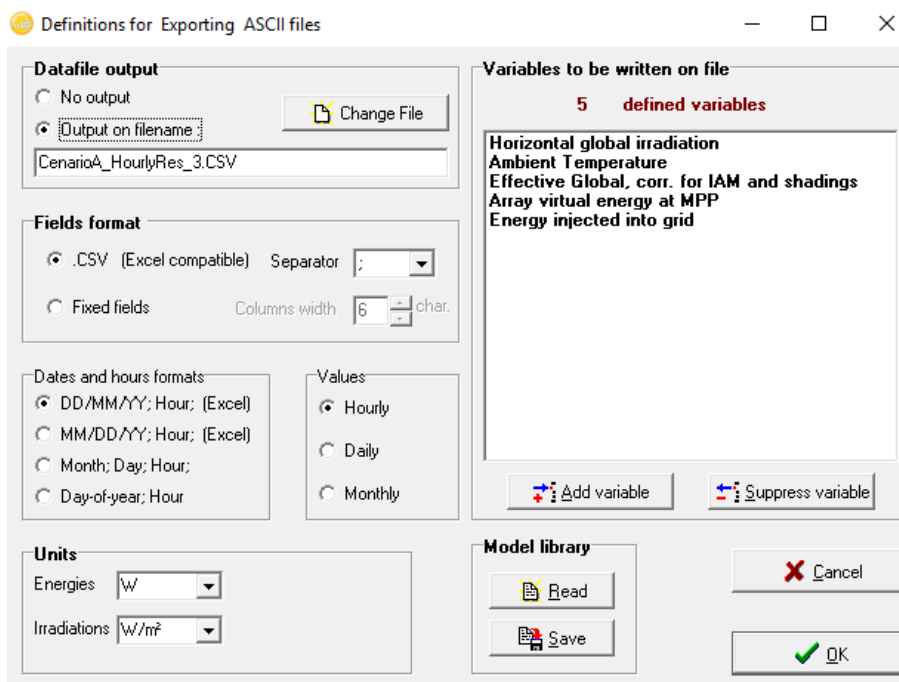


Figura A.5 - Print screen do PVsyst: definição dos outputs

Anexo B - Desenvolvimento da ferramenta

Como mencionado anteriormente, para o desenvolvimento da ferramenta foram necessárias três informações, sendo elas o perfil de carga de uma em uma hora, a produção horária, onde os dados de produção eram resultantes de uma simulação preliminar feita em PVsyst, e as faturas, para se tirar as tarifas correspondentes a cada período e ainda a tarifa associada à potência horas de ponta. As faturas serviram também para se determinar qual o ciclo tarifário da fábrica, uma vez essa informação não foi fornecida pelo cliente.

Feita a reconstrução da fatura e determinado o ciclo tarifário começou por se atribuir para cada hora do ano a tarifa respetiva, tendo em conta o dia da semana e se era feriado. Como mencionado anteriormente e como se constata na Figura B.1, numa hora podem existir dois períodos e como os dados são trabalhados de hora a hora criaram-se “novas tarifas” que têm em conta as duas tarifas existentes numa hora. Posteriormente criou-se a zona dos “Dados”, onde o utilizador apenas tem de inserir o perfil de produção proveniente da PVsyst em W que serão convertidos automaticamente em kW e a energia consumida pelo cliente ao longo do ano em kWh. A Figura B.1 ilustra a situação descrita.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
1										
2										
3										
4										
5										
6										
7			Tarifa [€/kWh]		30min	Tarifa aproximação[€/kWh]				
8		Ponta	0,11075		Vazio normal/Cheia	0,085300				
9		Cheia	0,09854		Cheia/Ponta	0,104645				
10		Vazio normal	0,07206							
11		Super vazio	0,06392							
12										
13										
14		Potência horas ponta	0,22630	[€/kW]						
15		Potência contratada	0,03200	[€/kW]						
16										
17	Data/Horas	Dia da semana (2016)	Tarifa (2016)[€/kWh]	Ferriados	Período (2016)			Dados		
								PVsyst 200kWn		Consumo
							E prod [W]	E prod [kW]	E consumo [kWh]	
18	01/01 01:00:00	6f	0,07206	Feriado	Vazio normal		-41	-0,041	86,50	
19	01/01 02:00:00	6f	0,07206	Feriado	Vazio normal		-41	-0,041	87,50	
20	01/01 03:00:00	6f	0,06392	Feriado	Super vazio		-41	-0,041	88,50	
21	01/01 04:00:00	6f	0,06392	Feriado	Super vazio		-41	-0,041	89,25	
22	01/01 05:00:00	6f	0,06392	Feriado	Super vazio		-41	-0,041	89,25	
23	01/01 06:00:00	6f	0,06392	Feriado	Super vazio		-41	-0,041	89,50	
24	01/01 07:00:00	6f	0,07206	Feriado	Vazio normal		-41	-0,041	89,25	
25	01/01 08:00:00	6f	0,07206	Feriado	Vazio normal		-41	-0,041	89,00	
26	01/01 09:00:00	6f	0,07206	Feriado	Vazio normal		-41	-0,041	88,25	
27	01/01 10:00:00	6f	0,07206	Feriado	Vazio normal		13896	13,896	87,00	
28	01/01 11:00:00	6f	0,07206	Feriado	Vazio normal		141486	141,486	86,25	
29	01/01 12:00:00	6f	0,07206	Feriado	Vazio normal		245884	245,884	85,75	
30	01/01 13:00:00	6f	0,07206	Feriado	Vazio normal		317533	317,533	86,25	

Figura B.1 - Print screen da ferramenta: tarifas, dados de consumo e produção

Tendo os dados de produção e consumo determinou-se para cada hora os períodos em que a energia era autoconsumida, injetada na rede (energia excedente), consumida da rede (situação de défice) e a consumida pelos equipamentos instalados (consumo fantasma).

Posteriormente, o utilizador da ferramenta terá um local próprio para colocar a tarifa de remuneração da energia injetada na rede para cada mês em €/kWh. Automaticamente, a ferramenta irá atribuir a cada hora do ano a tarifa correspondente a cada mês. Deste modo, a ferramenta irá determinar as poupanças obtidas por se autoconsumir, ou seja, as poupanças que resultam da energia autoconsumida, vendida à rede e do consumo evitado em horas de ponta.

As poupanças provenientes por se autoconsumir são determinadas pela multiplicação da energia autoconsumida em cada hora pela tarifa correspondente. As poupanças obtidas através da energia

vendida à rede serão determinadas através da multiplicação da energia excedente para cada hora pela tarifa de remuneração definida pela OMIE, em €/kWh. Por fim, as poupanças provenientes do consumo evitado em horas de ponta calcula-se da seguinte maneira para cada mês do ano:

$$Pp_{hp}[\text{€/mês}] = \frac{E_{\text{evitada hp}}[\text{kWh/mês}] \times \text{Tarifa}_{hp}[\text{€/kWh}] \times N_{\text{dias}}[\text{dias}]}{N_{\text{horas}}[\text{horas}]} \quad (3)$$

Onde Pp_{hp} representa as poupanças provenientes da potência em horas de ponta, em €/mês, $E_{\text{evitada hp}}$ a energia evitada em horas de ponta, em kWh/mês, Tarifa_{hp} a tarifa no período de ponta, em €/kWh, N_{dias} o número de dias no mês em causa e N_{horas} o número de horas existentes no mês referido.

	AJ	AK	AL	AM	AN	AO	AP	AQ
13								
14								
15								
16	Poupança por se autoconsumir							
17	Poupança autoconsumida [€]	Poupança mensal autoconsumida (€/mês)	Venda de energia à rede - excedente[€]	Venda mensal de energia à rede - excedente[€/mês]	Poupança potência horas de ponta (€/mês)			
18	0,000	Janeiro 3890,42	0,000	Janeiro 675,79	Janeiro 686,03			
19	0,000	Fevereiro 4865,81	0,000	Fevereiro 671,95	Fevereiro 800,73			
20	0,000	Março 6756,42	0,000	Março 1244,46	Março 1559,73			
21	0,000	Abril 6251,27	0,000	Abril 2144,60	Abril 2855,95			
22	0,000	Maio 8518,36	0,000	Maio 2488,65	Maio 3604,20			
23	0,000	Junho 9128,93	0,000	Junho 3146,40	Junho 3704,38			
24	0,000	Julho 10035,32	0,000	Julho 3241,22	Julho 3858,58			
25	0,000	Agosto 10574,66	0,000	Agosto 1924,33	Agosto 3579,14			
26	0,000	Setembro 8154,32	0,000	Setembro 2002,74	Setembro 3065,46			
27	0,966	Outubro 5484,21	0,000	Outubro 1495,44	Outubro 2084,07			
28	3,335	Novembro 4027,61	3,909	Novembro 1234,06	Novembro 746,59			
29	3,266	Dezembro 3215,89	8,316	Dezembro 842,83	Dezembro 524,86			
30	3,335	TOTAL 80903,21	11,270	TOTAL 21112,47	TOTAL 27069,72			
31	3,335		12,651					
32	3,335		11,877					
33	3,335		9,271					
34	3,335		5,125					
35	3,474		0,486					
36	0,000		0,000					
37	0,000		0,000					
38	0,000		0,000					
39	0,000		0,000					
40	0,000		0,000					
41	0,000		0,000					

Figura B.2 - Print screen da ferramenta: poupanças provenientes da instalação do sistema fotovoltaico

Deste modo, será possível aferir-se a poupança total mensal para cada mês, a qual será resultante da soma de todas as poupanças mencionadas anteriormente menos o custo mensal associado ao consumo fantasma dos equipamentos. A soma das poupanças totais mensais dará a poupança total anual com a instalação do sistema fotovoltaico em regime de autoconsumo.

A parte final do desenvolvimento passa pelo orçamento do projeto e, posteriormente, pela análise económica.

O orçamento da obra vai-se encontrar dividido em sete secções, sendo elas os materiais e equipamentos, os custos internos, a mão-de-obra (instalação de equipamentos), o transporte, diversos e a pós-venda. No orçamento também é mencionada a margem bruta.

Na secção 1, materiais e equipamentos, o utilizador terá que indicar a quantidade e o preço unitário para os módulos fotovoltaicos, os inversores e acessórios deste mesmo, os contadores Itron e TI's, a estrutura, o subempreiteiro (cabos, quadro eléctrico e montagem da estrutura) e ainda o sistema de monitorização. No caso dos módulos e dos inversores será necessário introduzir também a potência dos equipamentos, de modo a ferramenta calcular automaticamente a potência pico e nominal. Assim será possível obterem-se todos os custos, para todas as secções, em €/Wp. A potência pico e nominal são determinadas da seguinte maneira:

$$P_{\text{pico}}[\text{kWp}] = \frac{N_{\text{módulos}} [\text{unid}] \times P_{\text{máx nominal}}[\text{Wp}]}{1000} \quad (4)$$

Onde P_{pico} representa a potência pico instalada, em kWp, $N_{\text{módulos}}$ o número de módulos e $P_{\text{máx nominal}}$ a potência máxima nominal em Wp.

$$P_{\text{nominal}} [\text{kWn}] = N_{\text{inv}}[\text{unid}] \times P_{\text{nominal inv}} [\text{kWn}] \quad (5)$$

Onde P_{nominal} representa a potência nominal em kWn, N_{inv} o número de inversores e $P_{\text{nominal inv}}$ a potência nominal do inversor em kWn.

Relativamente à secção 2, isto é, aos custos internos, vai ser necessário introduzir uma vez mais a quantidade e o preço unitário para as deslocações (custo do combustível por quilómetro), as portagens, o alojamento, as refeições, a elaboração do projeto (número de horas gastas) e diversos que possam existir e que não se enquadrem em nenhum dos itens referidos anteriormente.

Na secção 3, mão-de-obra, vai-se ter em conta a gestão do projeto e instalação e, uma vez mais, o utilizador terá que inserir a quantidade, em número de horas, e o preço unitário.

No transporte, secção 4, é tido em conta o custo associado ao aluguer da grua. A secção 5, apenas se aplica caso haja uma manutenção preventiva e corretiva do sistema instalado.

Por fim, na pós-venda, isto é, secção 6, é necessário introduzir a quantidade e o preço unitário relativamente ao número de horas gastas em escritório a tratar de assuntos referentes ao projeto. Com todas as secções definidas, será possível obter-se de forma automática o custo do projeto em €/Wp, sendo determinado através da soma de todas as componentes mencionadas em cada secção. Relativamente à margem, só será necessário o utilizador enunciar a percentagem pretendida. Tendo as sete secções preenchidas, a ferramenta irá fornecer o preço total do projeto, com e sem IVA, em euros.

É importante referir que todas as secções ou parâmetros que necessitem de ser introduzidos na ferramenta pelo utilizador encontram-se com uma cor diferente.

Na análise económica será necessário o utilizador definir os seguintes pontos:

- Custo de operação e manutenção, em €/kWp;
- Custo de gestão do projeto, em [€/mês];
- Taxa de inflação do preço de energia, em %;
- Taxa de oportunidade, em %;
- Degradação da produção anual no 1.º ano e do 2.º ao 25.º ano, em %;
- Preço futuro dos inversores aquando da troca, em €/Wn.

Com a potência pico, os custos de operação e manutenção serão convertidos para €/ano. Os custos de gestão do projeto serão convertidos para custos anuais, multiplicando o valor introduzido pelo utilizador pelo número de meses num ano. O seguro será calculado tendo em conta o custo total do projeto, em PVP, e as poupanças totais no fim do primeiro ano, com a instalação do sistema, pelo que o custo associado ao seguro será dado em €/ano. Estes custos dizem respeito ao momento em que o projeto já se encontra em funcionamento. A degradação da produção anual encontra-se nas *datasheets* dos módulos fotovoltaicos, sendo este o valor garantido pelo fabricante do equipamento. Relativamente à troca dos inversores, através de outros projetos sabe-se que em algum momento do projeto será necessário substituí-los, pelo que o utilizador terá que introduzir o preço, em €/Wn, deste

equipamento o qual será convertido em euros através da multiplicação do preço pela potência nominal instalada.

	A	B	C
1			
2			
3	Potência pico [kWp]	226,80	
4	Potência nominal [kWn]	200,00	
5			
6			
7		Custos de operação e manutenção, gestão de projeto e seguro	
8			[€/ano]
9	Operação e manutenção [€/kWp]	11,00	2.494,80
10	Gestão de projeto [€/mês]	0,00	0,00
11	Seguro [€/ano]	1.259,01	1.259,01
12	TOTAL	1.270,01	3.753,81
13			
14	Taxas		
15	Taxa de inflação do preço de energia [%]	1,5	
16	Taxa de oportunidade [%]	5,0	
17	Degradação da produção anual (1º ano) [%]	2,5	
18	Degradação da produção anual (2º até ao 25º ano) [%]	0,7	
19			
20	Troca de inversores		
21	Preço custo [€/Wn]	0,06	
22	Preço custo [€]	12.000,00	

Figura B.3 - Print screen da ferramenta: dados necessários a introduzir na análise económica

A análise económica vai ser realizada considerando que o tempo de vida do projeto são 15 ou 25 anos, e encontra-se repartida em quatro grandes grupos, sendo eles a evolução das tarifas e poupanças obtidas com a instalação do sistema, os custos de operação e manutenção, gestão do projeto e seguro, os investimentos e o *cash flow*, que representa o dinheiro em caixa do cliente com a instalação do projeto, isto é, o dinheiro recebido através das poupanças e os gastos que se refletem nos investimentos e nos custos já referidos.

Para a determinação das poupanças obtidas foi necessário determinar os seguintes parâmetros da seguinte maneira, que serão calculados automaticamente pela ferramenta ao introduzirem-se os parâmetros mencionados atrás:

- Produção anual, em kWh/ano: tendo em conta os dados de produção provenientes da simulação PVsyst considerar-se-à que a energia produzida ao fim do primeiro ano será igual à proveniente da simulação. Nesta ideia, assumiu-se que, uma vez que o PVsyst tem em conta as características do módulo e que a sua produção já se encontra de acordo com o que efetivamente irá produzir, pelo que a degradação da produção apenas se irá verificar do segundo ano até ao fim de vida do módulo. O fabricante considera que o tempo de vida útil de um módulo fotovoltaico são 25 anos e considera degradações diferentes, provenientes da exposição solar do silício para o 1.º ano e do 2.º ao 25.º ano. Assim, as produções anuais serão determinadas da seguinte maneira:

$$\begin{aligned} & \text{Produção anual}_{1^{\circ} \text{ ano}} [\text{kWh/ano}] \\ & = \text{Energia produzida proveniente da simulação PVsyst}_{1^{\circ} \text{ ano}} [\text{kWh/ano}] \end{aligned} \quad (6)$$

$$\begin{aligned} \text{Produção anual } 2^{\circ} \text{ ano [kWh/ano]} \\ = \text{Energia produzida } 1^{\circ} \text{ ano [kWh/ano]} \\ \times \text{Degradação anual } 1^{\circ} \text{ ano} \end{aligned} \quad (7)$$

$$\begin{aligned} \text{Produção anual } 3^{\circ} \text{ ao } y^{\circ} \text{ ano [kWh/ano]} \\ = \text{Energia produzida } x^{\circ} \text{ ano } -1 \text{ [kWh/ano]} \\ \times \text{Degradação anual } 2^{\circ} \text{ ao } 25^{\circ} \text{ ano} \end{aligned} \quad (8)$$

Onde x° ano representa o ano em que se está a calcular o parâmetro, variando entre 2 e y , e y° ano retrata o tempo de vida do projeto, 15 ou 25 anos.

Nota: Através da multiplicação da energia produzida pelo sistema no primeiro ano, em kWh, pelas emissões específicas, para o ano em causa, da distribuidora do cliente, em g/kWh, será possível obter-se em gramas as emissões de dióxido de carbono evitadas através da produção de energia solar fotovoltaica.

- Poupanças geradas pelo autoconsumo, em €/ano: terá em conta as poupanças provenientes da energia autoconsumida e a evitada em horas de ponta. Com a produção anual definida para cada ano, apenas será necessário definir a tarifa de autoconsumo para o tempo de vida do projeto e a percentagem da energia autoconsumida face à produzida, como se encontra nas expressões abaixo:

$$\begin{aligned} \text{Tarifa autoconsumo } 1^{\circ} \text{ ano [€/MWh]} \\ = \left(\frac{\text{Poupança energia autoc. } 1^{\circ} \text{ ano [€/ano]} + \text{Poupança horas de ponta } 1^{\circ} \text{ ano [€/ano]}}{\text{Energia autoconsumida } 1^{\circ} \text{ ano [kWh/ano]}} \right) \\ \times 1000 \end{aligned} \quad (9)$$

$$\begin{aligned} \text{Tarifa autoconsumo } x^{\circ} \text{ ano [€/MWh]} \\ = \text{Tarifa autoconsumo } x^{\circ} \text{ ano } -1 \text{ [€/MWh]} \times (1 \\ + \text{Taxa de inflação ao preço de energia}) \end{aligned} \quad (10)$$

$$\begin{aligned} \text{Poupança autoconsumo } 1^{\circ} \text{ ao } y^{\circ} \text{ ano [€/ano]} \\ = \frac{\text{Tarifa autoconsumo } 1^{\circ} \text{ ao } y^{\circ} \text{ ano [€/MWh]}}{1000} \\ \times \text{Produção anual } 1^{\circ} \text{ ao } y^{\circ} \text{ ano [kWh/ano]} \\ \times \left(\frac{\text{Energia autoconsumida}}{\text{Energia produzida}} \right) \times 100 \end{aligned} \quad (11)$$

Onde x° ano representa o ano em que se está a calcular, variando entre 2 e y , o parâmetro y° ano reflete o tempo de vida do projeto, 15 ou 25 anos.

- Receitas provenientes da energia excedente injetada na rede, em €/ano: o raciocínio para a determinação da poupança obtida através da energia excedente será similar ao das poupanças obtidas através do autoconsumo:

$$\begin{aligned} \text{Tarifa excedente } 1^{\circ} \text{ ano } [\text{€/MWh}] & \quad (12) \\ &= \frac{\text{Poupança energia injetada na rede } 1^{\circ} \text{ ano } [\text{€/ano}]}{\text{Energia injetada na rede } 1^{\circ} \text{ ano } [\text{kWh/ano}]} \times 1000 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Tarifa excedente } x^{\circ} \text{ ano } [\text{€/MWh}] & \quad (13) \\ &= \text{Tarifa excedente } x^{\circ} \text{ ano} - 1 [\text{€/MWh}] \times (1 \\ &+ \text{Taxa de inflação ao preço de energia}) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Receita excedente } 1^{\circ} \text{ ao } y^{\circ} \text{ ano } [\text{€/ano}] & \quad (14) \\ &= \frac{\text{Tarifa excedente } 1^{\circ} \text{ ao } y^{\circ} \text{ ano } [\text{€/MWh}]}{1000} \\ &\times \text{Produção anual } 1^{\circ} \text{ ao } y^{\circ} \text{ ano } [\text{kWh/ano}] \\ &\times \left(\frac{\text{Energia injetada na rede}}{\text{Energia produzida}} \right) \times 100 \end{aligned}$$

Onde x° ano representa o ano em que se está a calcular, variando entre 2 e y , o parâmetro y° ano reflete o tempo de vida do projeto, 15 ou 25 anos.

- Pagamento à rede proveniente do consumo dos equipamentos instalados, em €/ano: esta componente é determinada através da multiplicação dos consumos dos equipamento em cada hora com a tarifa correspondente mais a penalização que advém desses consumos serem realizados em horas de ponta (determinado através da equação 2). Tendo o pagamento mensal, será possível obter-se o anual. A cada ano, esse valor será atualizado à taxa de inflação de energia.
- Poupanças totais: a poupança total com a instalação do sistema fotovoltaico será composta pela soma das poupanças obtidas através do autoconsumo e das receitas provenientes da energia excedente produzida pelo sistema menos o consumo associado aos equipamentos instalados.

	G	H	I	J	K	L	M
1	Evolução das tarifas e das poupanças [€/ano]						
2	Produção anual	Tarifa autoconsumo	Tarifa da energia vendida à rede -	Poupança autoconsumo	Poupança energia	Pagamento consumo	Poupanças totais
3	[kWh/ano]	[€/MWh]	excedente [€/MWh]	[€/ano]	excedente [€/ano]	equipamentos [€/ano]	[€/ano]
4	-	-	-	-	-	-	-
5	1.386.534,5	125,60	40,07	107.972,94	21.112,47	-14,92	129.070,49
6	1.351.871,2	127,49	40,67	106.852,72	20.893,43	-15,14	127.731,01
7	1.342.408,1	129,40	41,28	107.696,32	21.058,39	-15,37	128.739,34
8	1.333.011,2	131,34	41,90	108.546,58	21.224,64	-15,60	129.755,62
9	1.323.680,1	133,31	42,53	109.403,56	21.392,21	-15,83	130.779,93
10	1.314.414,4	135,31	43,17	110.267,30	21.561,10	-16,07	131.812,33
11	1.305.213,5	137,34	43,81	111.137,86	21.731,33	-16,31	132.852,87
12	1.296.077,0	139,40	44,47	112.015,29	21.902,89	-16,55	133.901,63
13	1.287.004,5	141,49	45,14	112.899,65	22.075,82	-16,80	134.958,67
14	1.277.995,4	143,61	45,82	113.790,99	22.250,11	-17,05	136.024,05
15	1.269.049,5	145,77	46,50	114.689,37	22.425,77	-17,31	137.097,83
16	1.260.166,1	147,95	47,20	115.594,85	22.602,82	-17,57	138.180,10
17	1.251.344,9	150,17	47,91	116.507,47	22.781,27	-17,83	139.270,91
18	1.242.585,5	152,42	48,63	117.427,29	22.961,13	-18,10	140.370,32
19	1.233.887,4	154,71	49,36	118.354,38	23.142,41	-18,37	141.478,42
20	19.475.243,4	2.095,30	668,45	1.683.156,56	329.115,79	-248,83	2.012.023,53
21	1.225.250,22	157,03	50,10	119.288,79	23.325,12	-18,65	142.595,26
22	1.216.673,47	159,39	50,85	120.230,58	23.509,27	-18,93	143.720,92
23	1.208.156,76	161,78	51,61	121.179,80	23.694,88	-19,21	144.855,46

Figura B.4 - Print screen da ferramenta: evolução das tarifas e poupanças

Relativamente aos custos de operação e manutenção, gestão do projeto e seguro, estes são determinados da seguinte maneira:

- Custos de operação e manutenção: tendo em conta os custos de operação e manutenção introduzidos anteriormente em €/Wp, com a potência pico instalada será possível converter estes custos em custo anuais (€/ano) como já referido, pelo que para o tempo de vida do projeto esta componente será definida da seguinte maneira:

$$\begin{aligned} \text{Custos de operação e manutenção } 1^{\circ} \text{ ano } [\text{€/ano}] & \quad (15) \\ &= -\text{Custo de operação e manutenção } [\text{€/Wp}] \\ &\quad \times \text{Potência pico instalada } [\text{Wp}] \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Custos de operação e manutenção } x^{\circ} \text{ ao } y^{\circ} \text{ ano } [\text{€/ano}] & \quad (16) \\ &= \text{Custos de operação e manutenção } x^{\circ} \text{ ano}-1 [\text{€/ano}] \times (1 \\ &\quad + \text{Taxa de inflação do preço de energia}) \end{aligned}$$

Onde x° ano representa o ano em que se está a calcular, variando entre 2 e y , o parâmetro y° ano reflete o tempo de vida do projeto, 15 ou 25 anos.

- Gestão do projeto: tendo sido introduzido o custo deste parâmetro em €/mês facilmente se converte este valor em €/ano através da multiplicação do número de meses num ano. Para ao longo do tempo de vida do projeto, este indicador foi calculado da seguinte maneira:

$$\begin{aligned} \text{Custos de gestão do projeto } 1^{\circ} \text{ ano } [\text{€/ano}] & \quad (17) \\ &= -\text{Custo de gestão do projeto } [\text{€/mês}] \times 12 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Custos de gestão do projeto } x^{\circ} \text{ ao } y^{\circ} \text{ ano } [\text{€/ano}] & \quad (18) \\ &= \text{Custos de gestão do projeto } x^{\circ} \text{ ano}-1 [\text{€/ano}] \times (1 \\ &\quad + \text{Taxa de inflação do preço de energia}) \end{aligned}$$

Onde x° ano representa o ano em que se está a calcular, variando entre 2 e y , o parâmetro y° ano reflete o tempo de vida do projeto, 15 ou 25 anos.

- Seguro: o custo associado a esta componente é calculado automaticamente a partir do custo do projeto, ao preço de venda ao público, e das poupanças totais ao fim do primeiro ano, sendo dado pelas seguintes expressões:

$$\begin{aligned} \text{Seguro } 1^{\circ} \text{ ano } [\text{€/ano}] & \quad (19) \\ &= -(0.0035 \times \text{Custo do projeto (PVP)} [\text{€/ano}] + 0.0045 \\ &\quad \times \text{Poupanças totais } 1^{\circ} \text{ ano } [\text{€/ano}]) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Seguro } x^{\circ} \text{ ao } y^{\circ} \text{ ano } [\text{€/ano}] & \quad (20) \\ &= \text{Seguro } x^{\circ} \text{ ano}-1 [\text{€/ano}] + (1 \\ &\quad \times \text{Taxa de inflação do preço de energia}) \end{aligned}$$

Onde x° ano representa o ano em que se está a calcular, variando entre 2 e y , o parâmetro y° ano reflete o tempo de vida do projeto, 15 ou 25 anos. O modo de cálculo do seguro no 1.º ano foi realizado tendo em conta um projeto externo ao da dissertação.

Deste modo, os custos totais serão a soma dos custos de operação e manutenção, gestão do projeto e seguro.

1	Custos de operação e manutenção, gestão de projeto e seguro [€/ano]			
2	Operação e	Gestão de projeto	Seguro	Custos totais
3	manutenção [€/ano]	[€/ano]	[€/ano]	[€/ano]
4	-	-	-	-
5	-2.494,80	0,00	-1.259,01	-3.753,81
6	-2.532,22	0,00	-1.277,90	-3.810,12
7	-2.570,21	0,00	-1.297,07	-3.867,27
8	-2.608,76	0,00	-1.316,52	-3.925,28
9	-2.647,89	0,00	-1.336,27	-3.984,16
10	-2.687,61	0,00	-1.356,32	-4.043,92
11	-2.727,92	0,00	-1.376,66	-4.104,58
12	-2.768,84	0,00	-1.397,31	-4.166,15
13	-2.810,37	0,00	-1.418,27	-4.228,64
14	-2.852,53	0,00	-1.439,54	-4.292,07
15	-2.895,32	0,00	-1.461,14	-4.356,45
16	-2.938,75	0,00	-1.483,05	-4.421,80
17	-2.982,83	0,00	-1.505,30	-4.488,13
18	-3.027,57	0,00	-1.527,88	-4.555,45
19	-3.072,98	0,00	-1.550,80	-4.623,78
20	-41.618,60	0,00	-21.003,04	-62.621,63
21	-3.119,08	0,00	-1.574,06	-4.693,14
22	-3.165,87	0,00	-1.597,67	-4.763,54
23	-3.213,35	0,00	-1.621,63	-4.834,99

Figura B.5 - Print screen da ferramenta: custos de operação e manutenção, gestão do projeto e seguro

O investimento total do projeto vai ter em conta o custo do projeto proveniente do orçamento (investimento inicial) e ainda o custo associado à troca de inversores. Relativamente à troca de inversores vai-se considerar que estes vão ser todos substituídos no 12.º ano.

Por fim, o *cash flow* acumulado irá dizer ao fim de quantos anos é que o projeto já se encontra pago, obtendo-se da seguinte maneira:

$$\text{Cash flow}_{0^{\circ}\text{ano}} = -\text{Investimento inicial [€/ano]} \quad (21)$$

$$\begin{aligned} \text{Cash flow}_{1^{\circ}\text{ ao }y^{\circ}\text{ano}} \text{ [€/ano]} & \quad (22) \\ &= \text{Poupanças totais}_{x^{\circ}\text{ano}} \text{ [€/ano]} + \text{Custos totais}_{x^{\circ}\text{ano}} \text{ [€/ano]} \\ &+ \text{Investimentos}_{x^{\circ}\text{ano}} \text{ [€/ano]} \end{aligned}$$

$$\text{Cash flow acumulado}_{0^{\circ}\text{ano}} = -\text{Investimento inicial [€/ano]} \quad (23)$$

$$\begin{aligned} \text{Cash flow acumulado}_{x^{\circ}\text{ano}} & \quad (24) \\ &= \text{Cash flow acumulado}_{x^{\circ}\text{ano}-1} + \text{Cash flow}_{x^{\circ}\text{ano}} \text{ [€/ano]} \end{aligned}$$

Onde x° ano representa o ano em que se está a calcular, variando entre 1 e y , o parâmetro y° ano reflete o tempo de vida do projeto, 15 ou 25 anos.

	Q	R	S
1		Cash Flow	
2	Investimentos [€/ano]	Cash Flow	Cash flow
3		[€/ano]	acumulado [€/ano]
4	-193.751,17	-193.751,17 €	-193.751,17 €
5	0,00	125.331,60 €	-68.419,58 €
6	0,00	123.936,03 €	55.516,45 €
7	0,00	124.887,43 €	180.403,88 €
8	0,00	125.845,94 €	306.249,82 €
9	0,00	126.811,60 €	433.061,42 €
10	0,00	127.784,47 €	560.845,90 €
11	0,00	128.764,60 €	689.610,50 €
12	0,00	129.752,03 €	819.362,54 €
13	0,00	130.746,83 €	950.109,36 €
14	0,00	131.749,03 €	1.081.858,39 €
15	0,00	132.758,69 €	1.214.617,08 €
16	-12.000,00	121.775,87 €	1.336.392,95 €
17	0,00	134.800,61 €	1.471.193,56 €
18	0,00	135.832,98 €	1.607.026,54 €
19	0,00	136.873,01 €	1.743.899,55 €
20	-205.751,17		1.743.899,55 €
21	0,00	137.920,77 €	1.881.820,32 €
22	0,00	138.976,31 €	2.020.796,63 €
23	0,00	140.039,68 €	2.160.836,31 €

Figura B.6 - Print screen da ferramenta: investimentos e cash flow

Deste modo, a ferramenta já tem todos os parâmetros necessários para calcular automaticamente os itens que irão ajudar a decidir qual o melhor sistema a instalar, sendo esses parâmetros o VAL, a TIR, o tempo de retorno do investimento e o LCOE. Tanto o VAL como a TIR serão determinados com recurso a fórmulas já existentes no excel, sendo apenas necessário que a célula onde é determinada o VAL tenha em conta a taxa de oportunidade e o cash flow para o tempo de vida do projeto considerado. Já a TIR é estimada apenas com o cash flow para o tempo de vida do projeto que foi considerado. Visto a TIR não ter grande expressão e significado para quem não é da área de negócio calculou-se a taxa de juro equivalente que o banco iria pagar ao cliente caso este pusesse no banco o capital investido no projeto. Para isso utilizou-se a função do excel “DEVOLVERTAXAJUROS” onde se teve que registar qual o tempo de vida do projeto, o investimento inicial e ainda os custos totais ao longo do tempo de vida considerado. O tempo de retorno será calculado tendo em conta o investimento inicial e o cash flow nos primeiros 8 anos. Por fim, o LCOE é determinado através da expressão abaixo:

$$LCOE \text{ [€/kWh]} = \frac{\sum_{n=0}^N \frac{\text{Custos anuais}_n \text{ [€/ano]}}{(1 + \text{taxa de inflação})^n}}{\sum_{n=1}^N \frac{\text{Energia anual}_n \text{ [kWh/ano]}}{(1 + \text{taxa de inflação})^n}} \quad (25)$$

Onde N representa o tempo de vida do projeto e n o ano decorrente.

Para o caso da ferramenta, a expressão acima foi simplificada, ficando reduzida da seguinte maneira:

$$LCOE \text{ [€/kWh]} = \frac{|\text{Investimentos}| \text{ [€/ano]} + |\text{Custos totais}| \text{ [€/ano]}}{\text{Produção anual [kWh/ano]}} \quad (26)$$

No que diz respeito à análise económica mas com recurso a financiamento externo, ou seja, da banca, o utilizador terá de definir as condições do financiamento, sendo elas as seguintes:

- *Spread*, em %: que representa a taxa de juro definida pelo banco quando este atribui um empréstimo. Este parâmetro varia em função do financiamento e do risco do crédito;
- *Euribor (European Interbank Offered Rate)*, em %: reflete a taxa de referência do mercado monetário interbancário, sendo diferente consoante o prazo de pagamento do empréstimo;
- Duração do pagamento do empréstimo, em anos;
- Período de carência: indica a partir de que momento o empréstimo começa a ser amortizado, pelo que nesse período o devedor apenas irá pagar os juros sobre o empréstimo, mantendo-se desta forma o capital constante;
- Financiamento do capital alheio, em %: onde se indica a percentagem do montante do empréstimo realizado pelo banco;
- Imposto IRC+derrame;
- Taxa de oportunidade, em %.

A taxa total do empréstimo será a soma do *Spread* e da *Euribor*. Automaticamente, e tendo em conta o orçamento definido anteriormente, a ferramenta irá determinar, em euros, o capital alheio (banca) e o capital próprio. Por esta razão, na figura abaixo, encontram-se células a branco e a azul, sendo as azuis aquelas em que o utilizador tem que introduzir os dados, as restantes serão calculadas automaticamente pelo *excel*.

	A	B	C
1	Condições de financiamento		
2	Spread	1,0%	
3	Euribor	2,0%	
4	Taxa total	3,0%	
5	Duração (anos)	8	
6	Período de carência	0	
7	Financiamento com capitais alheios	75,0%	180.345,71 €
8	Financiamento com capitais próprios	25,0%	60.115,24 €
9	Impostos IRC + derrame	0	
10	Taxa de oportunidade [%]	5,0	

Figura B.7 - *Print screen* da ferramenta: condições do empréstimo

Deste modo, será possível fazer um balanço mensal, ao longo do período de pagamento do empréstimo, de qual o valor do capital que falta amortizar. Para isso determinou-se qual o valor da renda mensal a pagar ao banco através da função do *excel* “PGTO” onde se identificou a taxa de juro mensal do empréstimo, o número total de pagamentos em meses e ainda o valor total do empréstimo concebido. Deste modo, as rendas mensais ao longo do período de pagamento do empréstimo serão iguais. Tendo definido o capital que falta pagar, será possível determinar-se os juros mensais correspondentes através da multiplicação da taxa de juro total mensal. Através da diferença das rendas pelos juros será possível determinar-se o valor mensal amortizado. O capital do mês em causa será determinado através da soma do capital e do valor amortizado no mês anterior. Deste modo, será possível determinar-se o valor do juro e do capital amortizado para cada ano, como se ilustra na figura abaixo.

Sistemas de autoconsumo de pequena e média dimensão – metodologias de avaliação técnica e económica de projetos

	A	B	C	D	E	F	G
1	Financiamento:						
2	Spread	1,0%					
3	Euribor	2,0%					
4	Tx total	3,0%					
5	Duração (Anos)	8					
6	Período de carência (Anos)	-					
7	% de Financiamento	75%					
8							
9	Capital a financiar:	180.345,71					
10							
11	8 anos						
12	Mês	Capital	Rendas	Juros	Amortiz.	Juros	Amortiz.
13	Ano 1	1	180.346 €	-2.115,38 €	-450,86 €	-1.664,51 €	
14		2	178.681 €	-2.115,38 €	-446,70 €	-1.668,68 €	
15		3	177.013 €	-2.115,38 €	-442,53 €	-1.672,85 €	
16		4	175.340 €	-2.115,38 €	-438,35 €	-1.677,03 €	
17		5	173.663 €	-2.115,38 €	-434,16 €	-1.681,22 €	
18		6	171.981 €	-2.115,38 €	-429,95 €	-1.685,42 €	
19		7	170.296 €	-2.115,38 €	-425,74 €	-1.689,64 €	
20		8	168.606 €	-2.115,38 €	-421,52 €	-1.693,86 €	
21		9	166.913 €	-2.115,38 €	-417,28 €	-1.698,10 €	
22		10	165.214 €	-2.115,38 €	-413,04 €	-1.702,34 €	
23		11	163.512 €	-2.115,38 €	-408,78 €	-1.706,60 €	
24	Ano 2	12	161.805 €	-2.115,38 €	-404,51 €	-1.710,86 €	-5.133,43 € -20.251,11 €

Figura B.8 - Print screen da ferramenta: análise económica

Por último, será possível aferir-se o novo *cash flow* para cada ano ao longo do tempo de vida do projeto (15 ou 25 anos), sendo no ano zero o valor correspondente ao capital investido pelo cliente. A partir do primeiro ano, este será definido através da soma do capital amortizado, dos juros e da poupança fiscal, sendo que este último não se aplica a um sistema fotovoltaico em regime de autoconsumo. O *cash flow* acumulado será determinado da mesma maneira para a situação em que o cliente não recorre à banca.

	E	F	G	H	I	J	K
1	Ano do projeto	Amortização do capital [€]	Capital em dívida [€]	Juros [€]	Poupança fiscal [€]	Cash Flow [€]	Cash Flow acumulado [€]
2	0					-60.115,24	-60.115,24
3	1	-20.251,11	160.094,60	-5.133,43	0,00	14.873,86	-45.241,38
4	2	-20.867,07	139.227,53	-4.517,47	0,00	14.350,61	-30.890,77
5	3	-21.501,76	117.725,77	-3.882,78	0,00	14.634,32	-16.256,44
6	4	-22.155,76	95.570,02	-3.228,78	0,00	14.919,82	-1.336,62
7	5	-22.829,65	72.740,37	-2.554,89	0,00	15.207,12	13.870,50
8	6	-23.524,03	49.216,34	-1.860,51	0,00	15.496,22	29.366,72
9	7	-24.239,54	24.976,81	-1.145,00	0,00	15.787,13	45.153,85
10	8	-24.976,81	0,00	-407,73	0,00	16.079,86	61.233,71
11	9	0,00	0,00	0,00	0,00	41.758,96	102.992,67
12	10	0,00	0,00	0,00	0,00	42.055,35	145.048,02
13	11	0,00	0,00	0,00	0,00	42.353,58	187.401,60
14	12	0,00	0,00	0,00	0,00	27.653,66	215.055,26
15	13					42.955,60	258.010,86
16	14					43.259,39	301.270,25
17	15					43.565,06	344.835,30
18	TOTAL (15 anos)						344.835,30
19	16					43.872,59	388.707,90
20	17					44.182,02	432.889,91
21	18					44.493,33	477.383,24
22	19					44.806,53	522.189,77
23	20					45.121,64	567.311,41
24	21					45.438,65	612.750,06

Figura B.9 - Print screen da ferramenta: resumo da análise económica com financiamento

Da mesma maneira que feita anteriormente, a ferramenta irá calcular de forma automática o novo VAL, TIR, para 15 e 25 anos, e o tempo de retorno do investimento efetuado.

Deste modo, a ferramenta estará concluída e pronta para ser feita uma análise de sensibilidade através da variação dos dados de produção com recurso a várias simulações efetuadas em PVsyst. Importa referir que a ferramenta constrói vários gráficos, automaticamente, de modo a tornar a informação proveniente do tratamento de dados mais fáceis de interpretar, sendo que alguns deles se encontram exemplificados no capítulo dos resultados.

Outra informação relevante diz respeito aos *print screen* apresentados neste capítulo, que apenas serviram como exemplo da estrutura da ferramenta, não sendo os dados representados neles relevantes e nem referentes a nenhum caso em concreto.

Relativamente à ferramenta que utiliza os consumos explicitados na fatura, em vez do perfil de consumo de 15 em 15 minutos, a única coisa que diferencia a ferramenta descrita anteriormente é a parte dos consumos. O utilizador terá que introduzir os consumos de energia em cada período, para cada mês ao longo do ano, e automaticamente o consumo em cada período será distribuído para cada hora desse mesmo período de forma similar, uma vez que não se sabe de que forma se encontra distribuído o consumo ao longo do dia.

Para isso foi necessário determinar qual o número de dias em cada mês e o número de horas num dia, segundo o ciclo tarifário em causa, de 2^a a 6^a feira, sábado e domingo para cada período. Assim, o utilizador não terá que introduzir o número de horas em cada período para cada mês, sendo este determinado através da multiplicação das duas variáveis mencionadas anteriormente. Deste modo, através da divisão da energia consumida em cada período pelo número de horas num mês nesse mesmo período, será possível chegar-se ao valor do consumo em cada hora.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O		
19			2016														
20	Mês		Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maio	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro			
21	Nº dias	2ª-6ªfeira	20	20	22	20	21	21	21	22	22	20	21	20			
22		Sábado	5	4	4	5	4	4	5	4	4	5	4	5			
23		Domingo/Feriado	6	4	5	5	6	5	5	5	4	6	5	6			
24		Total	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31			
25	Ciclo semanal para todos os fornecimentos em Portugal Continental																
26			2ª-6ªfeira	Sábado	Domingo	Total											
27	Nº de horas num dia	Inverno	Ponta	5	0	0	5										
28			Cheia	12	7	0	19										
29			Vazio normal	3	13	20	36										
30			Super vazio	4	4	4	12										
31		Verão	Ponta	3	0	0	3										
32			Cheia	14	7	0	21										
33			Vazio normal	3	13	20	36										
34			Super vazio	4	4	4	12										
35																	
36																	
37																	
38																	
39																	
40																	
41																	

Mês	Número de horas num mês				
	Ponta	Cheia	Vazio normal	Super vazio	Total
Janeiro	100	275	245	124	744
Fevereiro	100	268	192	112	672
Março	110	292	218	124	744
Abril	60	315	225	120	720
Maio	63	322	235	124	744
Junho	63	322	215	120	720
Julho	63	329	228	124	744
Agosto	66	336	218	124	744
Setembro	66	336	198	120	720
Outubro	60	315	245	124	744
Novembro	105	280	215	120	720
Dezembro	100	275	245	124	744
TOTAL	956	3665	2679	1460	8760

Figura B.10 - *Print screen* da ferramenta: tabelas auxiliares (ferramenta fatura)

Anexo C - Consumos mensais da Dyrup antes da instalação do sistema fotovoltaico

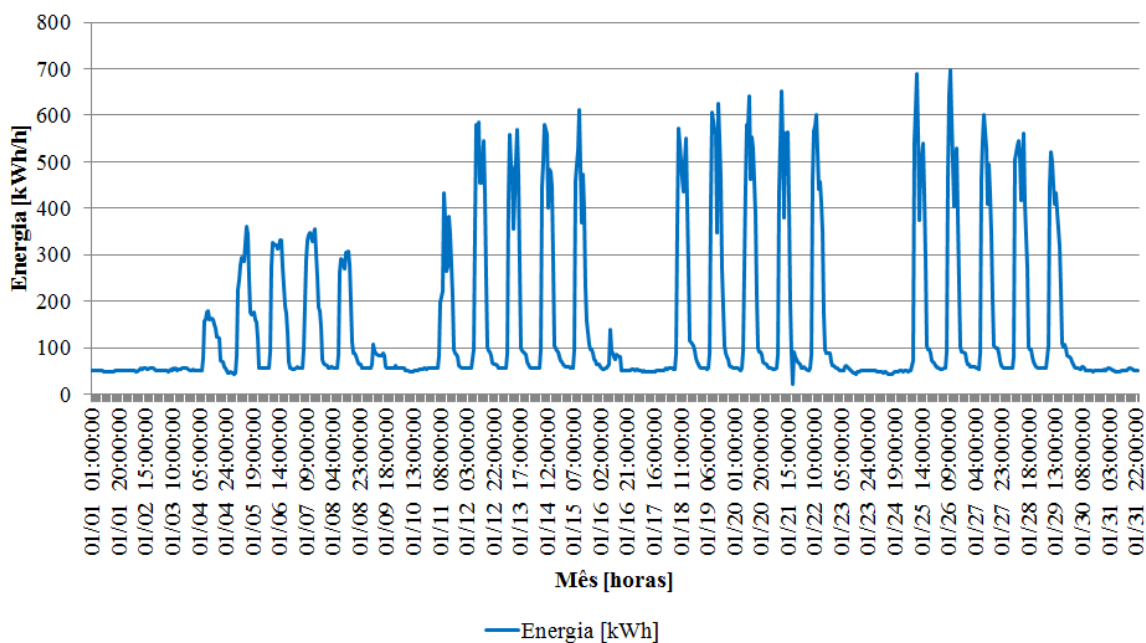


Figura C.1 - Consumos horário da fábrica de tintas da Dyrup em janeiro de 2016

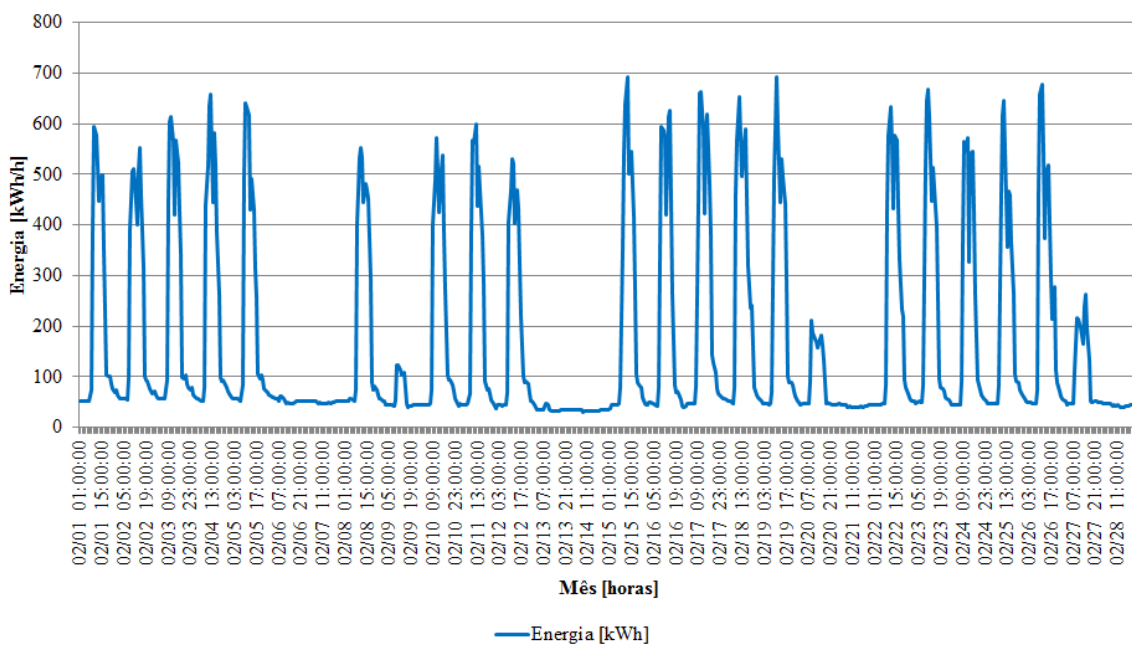


Figura C.2 - Consumos horário da fábrica de tintas da Dyrup em fevereiro de 2016

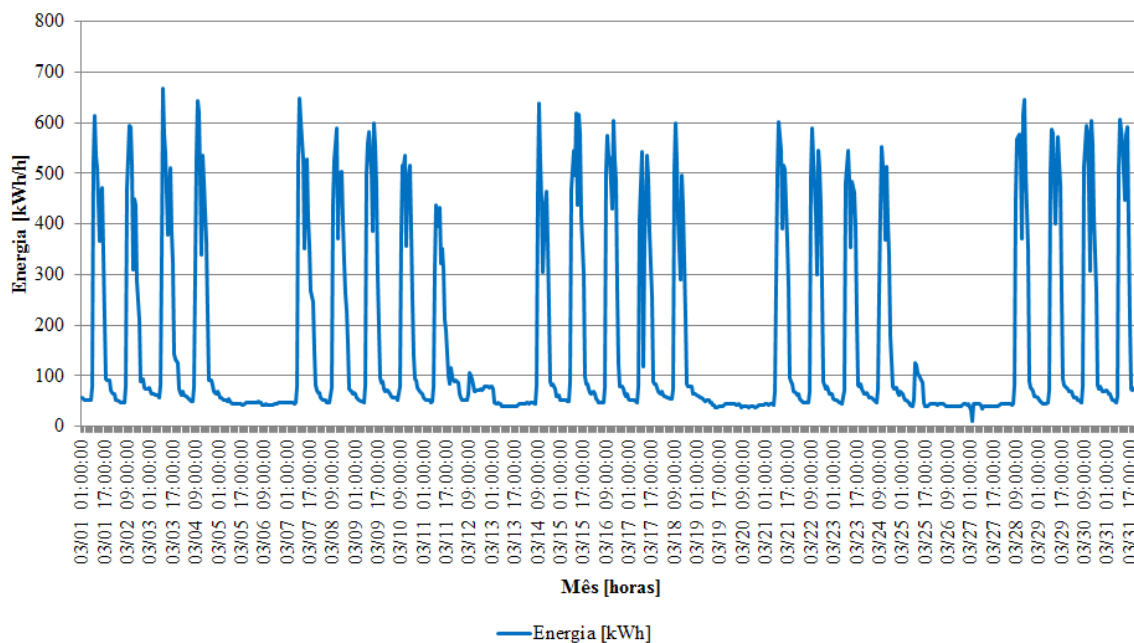


Figura C.3 - Consumos horário da fábrica de tintas da Dyrup em março de 2016

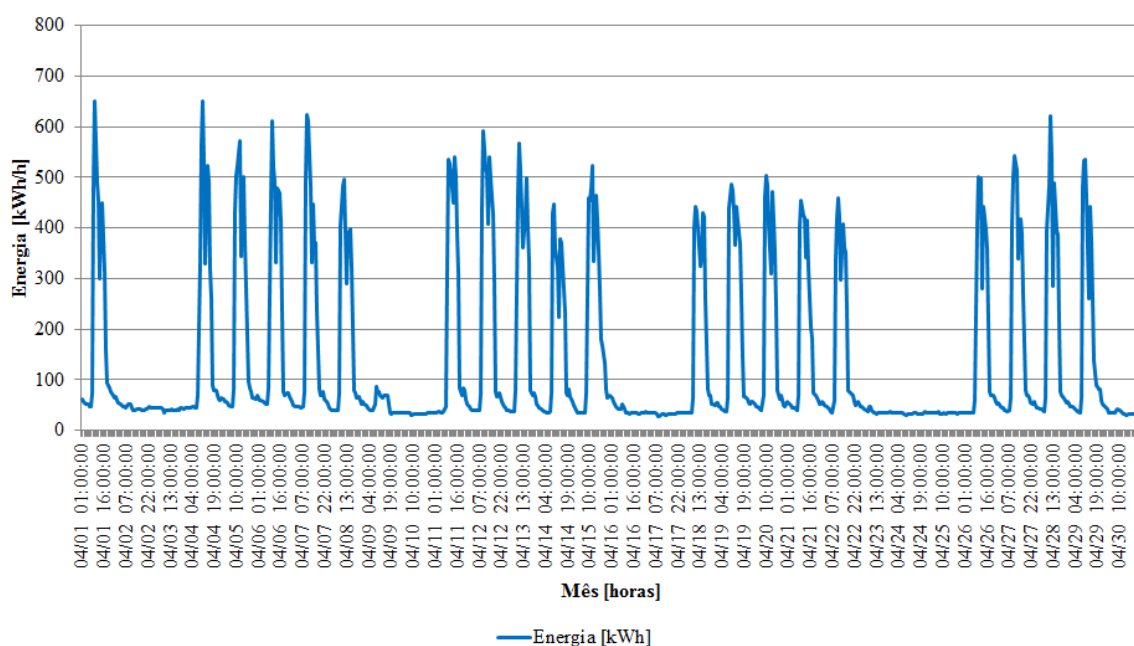


Figura C.4 - Consumos horário da fábrica de tintas da Dyrup em abril de 2016

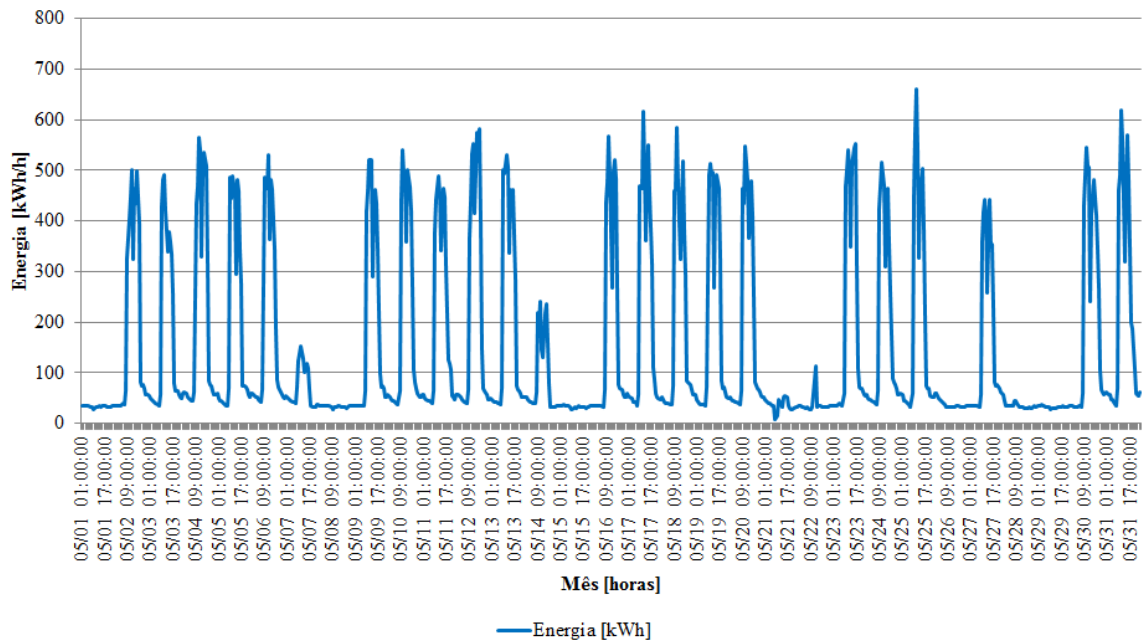


Figura C.5 - Consumos horário da fábrica de tintas da Dyrup em maio de 2016

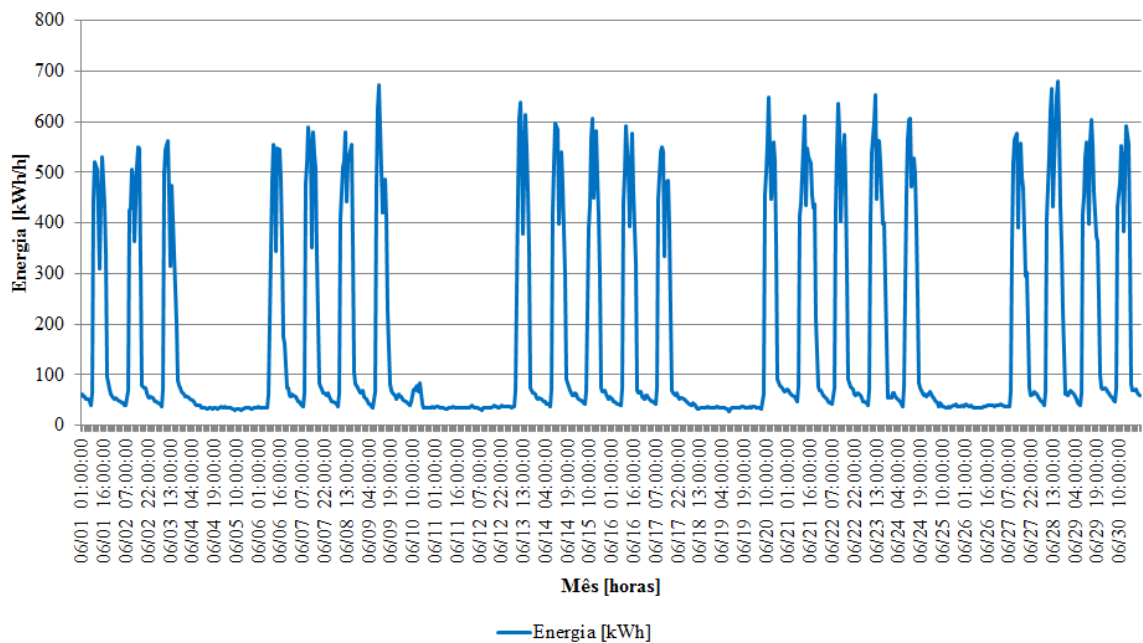


Figura C.6 - Consumos horário da fábrica de tintas da Dyrup em junho de 2016

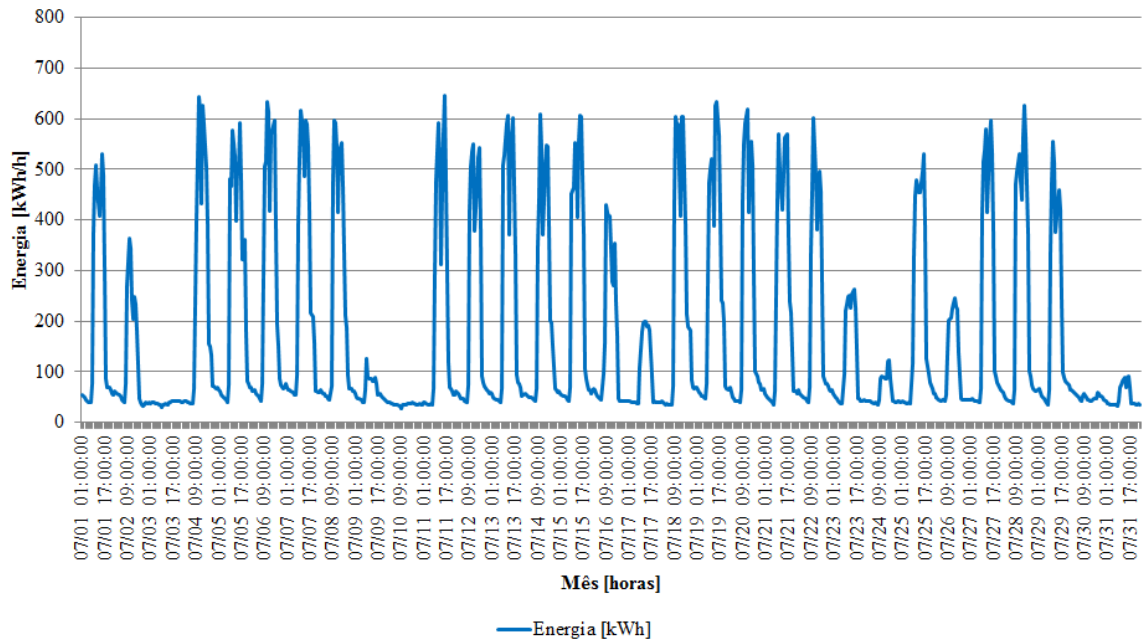


Figura C.7 - Consumos horário da fábrica de tintas da Dyrup em julho de 2016

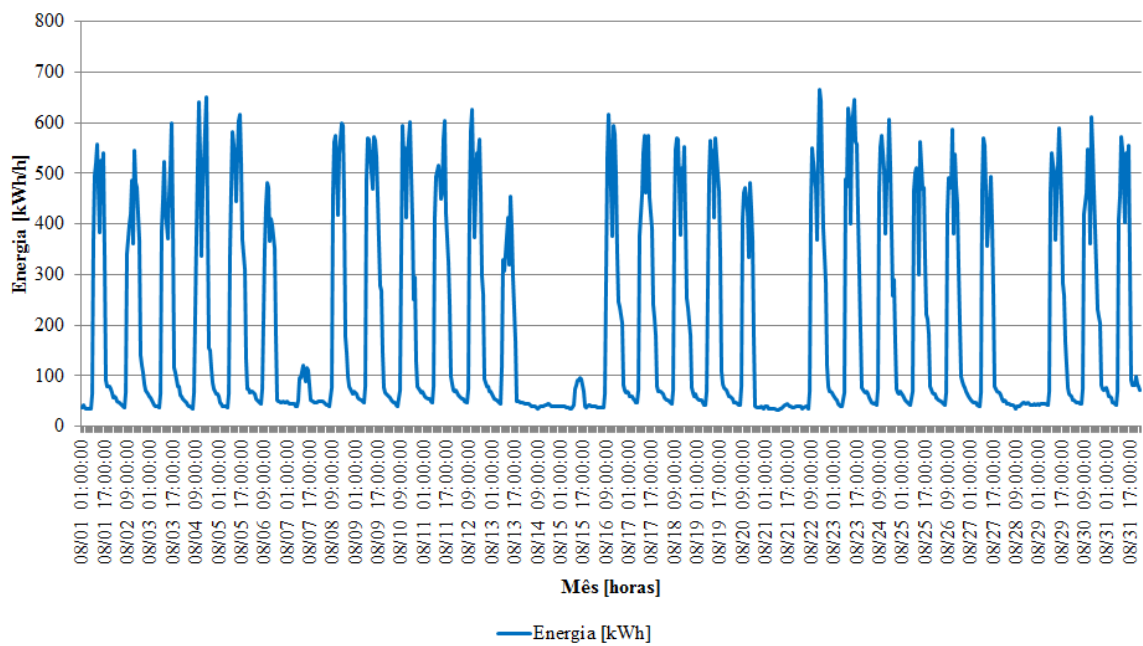


Figura C.8 - Consumos horário da fábrica de tintas da Dyrup em agosto de 2016

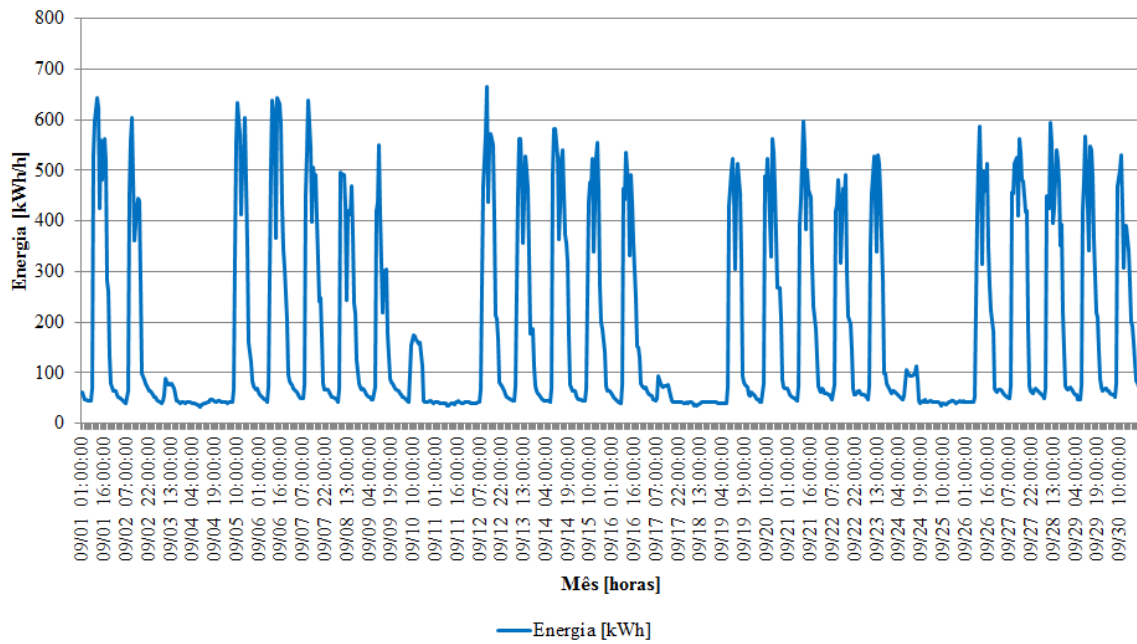


Figura C.9 - Consumos horário da fábrica de tintas da Dyrup em setembro de 2016

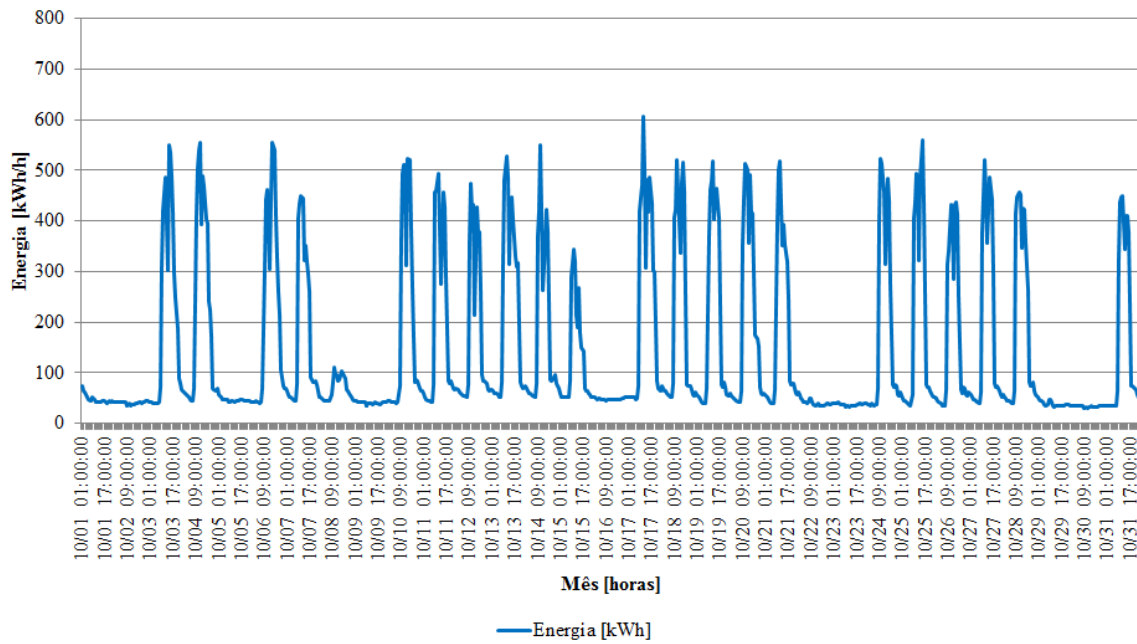


Figura C.10 - Consumos horário da fábrica de tintas da Dyrup em outubro de 2016

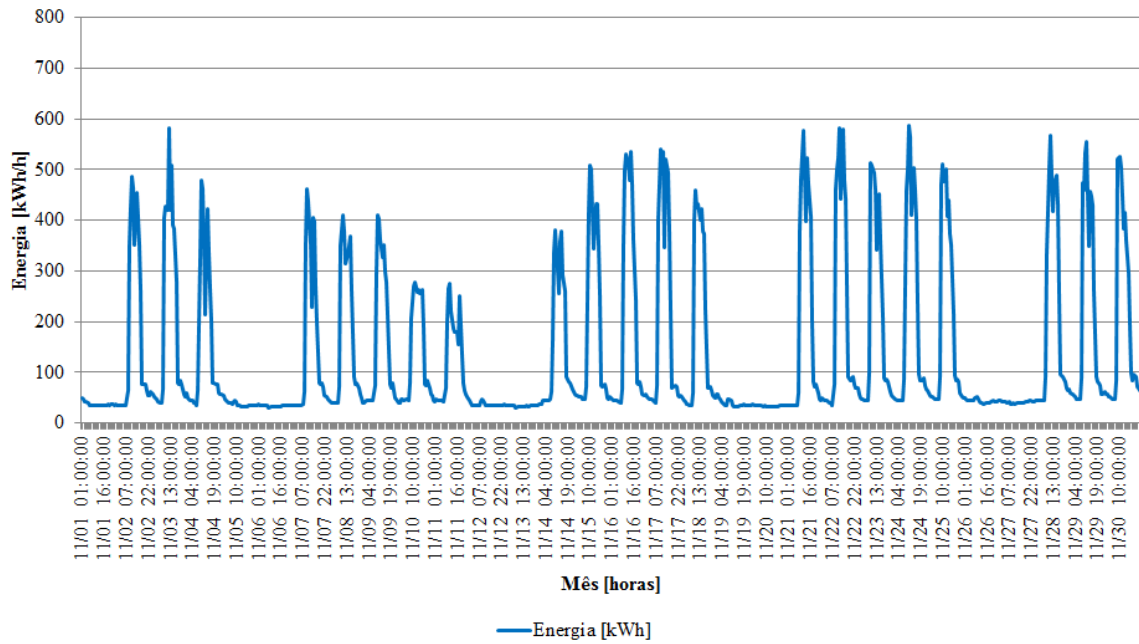


Figura C.11 - Consumos horário da fábrica de tintas da Dyrup em novembro de 2016

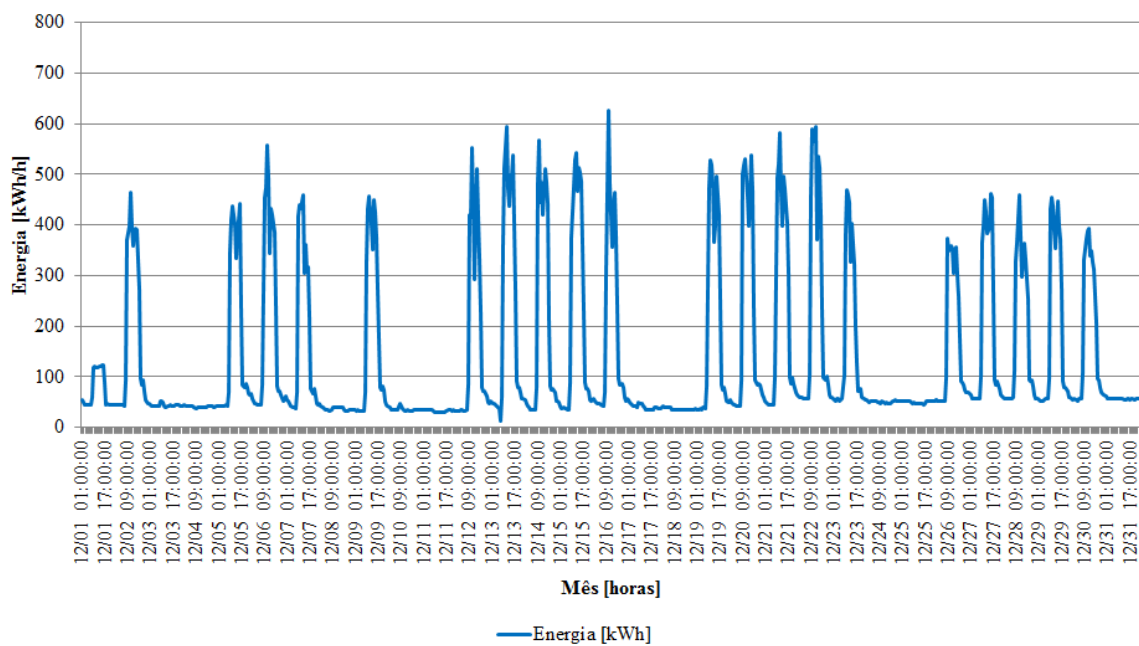


Figura C.12 - Consumos horário da fábrica de tintas da Dyrup em dezembro de 2016

Anexo D - Resultados detalhados da análise dos diversos cenários

Tabela D.1 - Resultados dos diversos cenários estudados

	Cenário A	Cenário B	Cenário C	Cenário D	Cenário E	Cenário F	Cenário G
Potência nominal AC [kWn]	50	100	150	200	225	250	300
Potência nominal PV [kWp]	56.7	113	170	227	255	284	340
Número total de módulos	210	420	630	840	945	1050	1260
Número total de inversores	2	4	6	8	9	10	12
E_{injetada}/E_{produzida} [%]	0.7	6.3	11.1	14.5	15.8	17.0	19.0
E_{autoconsumida}/E_{consumida} [%]	5.9	11.2	15.9	20.4	22.6	24.8	29.0
Poupança total anual [€/ano]	9390	18 400	27 200	35 800	40 200	44 400	52 900
Investimento inicial sem IVA [€]	60 400	107 000	154 000	195 000	220 000	241 000	309 000
Custo do projeto PVP [€/Wp]	1.0648	0.9422	0.9014	0.8603	0.8613	0.8482	0.9086
VAL [€] - 15 anos	25 900	62 000	95 000	132 000	147 000	171 000	181 000
VAL [€] - 25 anos	59 000	127 000	191 000	259 000	289 000	331 000	370 000
TIR [%] - 15 anos	11.1	13.0	13.5	14.2	14.1	14.6	13.1
TIR [%] - 25 anos	13.5	15.2	15.6	16.2	16.1	16.6	15.2
Taxa de juro equivalente - 15 anos	5.1	5.8	6.0	6.2	6.3	6.4	5.8
Taxa de juro equivalente - 25 anos	5.3	5.8	5.9	6.0	6.0	6.1	5.8
Tempo de retorno [anos e meses]	7 e 2	6 e 5	6 e 3	6 e 1	6 e 1	5 e 11	6 e 5
LCOE [€/kWh] - 15 anos	0.0680	0.0617	0.0597	0.0576	0.0576	0.0553	0.0584
LCOE [€/kWh] - 25 anos	0.0492	0.0452	0.0438	0.0425	0.0425	0.0403	0.0423