



Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra

## Análise ao funcionamento do sistema fotovoltaico instalado no edifício DEEC- FCTUC

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Diogo Emanuel Teixeira Ribeiro

Júri:

Presidente de Júri: Professor Doutor Aníbal Traça de Carvalho Almeida

Orientador: Professor Doutor Humberto Manuel Matos Jorge

Vogal: Professor Doutor Pedro Manuel Gens de Azevedo de Matos Faia

**Coimbra, Setembro 2018**

*“Algo é só impossível até que alguém duvide e acabe a provar o contrário”  
(Albert Einstein)*



## **Agradecimentos**

Um agradecimento ao Professor Doutor Humberto Manuel Passos Jorge pela paciência que teve para comigo, pela disponibilidade e por todo o conhecimento que me transmitiu durante a elaboração desta dissertação.

Queria também deixar um especial agradecimento à minha família e minha namorada que sempre me acompanhou desde o início desta jornada e que nunca cessaram o apoio incondicional, a eles, um muito obrigado.

Em conclusão, gostaria de agradecer também aos meus amigos que fizeram com que esta passagem pela Universidade de Coimbra fosse um marco que levo comigo para a vida.

## Resumo

Cada vez mais, a motivação para o uso de energia renovável está presente na sociedade atual. Hoje em dia, a sociedade já dispõe de variados meios alternativos de geração de energia elétrica a fim de reduzir a dependência dos combustíveis fósseis.

Hoje em dia, é possível encontrar tecnologia para geração de energia elétrica através de fonte de energia solar (energia fotovoltaica), através dos recursos hídricos (energia hidroelétrica), através dos mares (energia das marés e das ondas), através da geotermia (energia geotérmica), proveniente do vento (energia eólica), entre outras formas adaptativas dos quatro elementos do planeta terra.

A presente dissertação do curso Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, na área de especialização de Energia, tem como objetivo o estudo sobre uma instalação de geração de energia elétrica com recurso à energia primária de origem solar. Esta instalação foi concluída em fevereiro de 2017 e neste momento torna-se importante fazer um estudo-diagnóstico para identificar quais as melhorias e quais os problemas que se encontram adjacentes.

Esta instalação encontra-se em funcionamento no edifício do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores (DEEC) da Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra (FCTUC).

Como é habitual, a comparação do projeto da instalação com a instalação real apresenta sempre discrepâncias, torna-se, portanto, de interesse proceder a este estudo-diagnóstico para identificar as diferenças e conseguir identificar possíveis correções que possam aumentar a produção do sistema a fim de o tornar cada vez mais rentável monetariamente.

Então, para que seja possível, foi feita uma plataforma para análise dos dados de produção e de consumo do edifício em Microsoft Excel, onde se fez a comparação entre o ano 2016, ano antes da instalação do sistema de produção e o ano de 2017, ano da instalação do sistema de geração elétrica solar.

Neste estudo-diagnóstico foi possível visualizar a evolução da produção de energia elétrica ao longo do ano e a consequência que o sistema de energia renovável pode apresentar a redução da fatura energética deste consumidor.

**Palavras-chave:** Energias renováveis, energia solar, sistema fotovoltaico, plataforma de apoio.

## Abstract

Increasingly, the motivation for the use of renewable energy is present in today's society. Nowadays, society already has a variety of alternative means of generating electric energy in order to reduce dependence on fossil fuels.

Nowadays, it is possible to find technology for the generation of electric energy through a solar energy source (photovoltaic energy), through the water resources (hydroelectric energy), through the seas (tidal and wave energy), through geothermal (geothermal energy), wind (wind energy), among other adaptive forms of the four elements of planet earth.

The present Master thesis in Electrical and Computer Engineering, in the Energy specialization has the objective study on a facility of electric power generation with recourse the solar capacity. This installation was completed in February 2017 and it is now important to do a study- diagnostic to identify which improvements and which problems are adjacent.

This installation is in the department of electrical engineering and computers.

As the pilot project and the actual installation always present discrepancies, it is interesting to proceed with this study-diagnosis in order to reduce the margin of error and to be able to optimize the system in order to make it increasingly effective and more monetarily profitable.

So that's possible, a platform to support the diagnostic study was reformulated in Microsoft Excel, where we compare year of the year, which did not present any production system, and the current year, the year of installation of the system solar electric generation.

It is concluded that the diagnostic study is positive because it was possible to visualize the growth of electric energy production and the adaptability that a renewable energy system can present to the consumer.

**Keywords:** Renewable energy, solar energy, photovoltaic system, platform to support.

## Índice

<b>Índice</b> .....	<i>ix</i>
<b>1. Introdução</b> .....	<i>1</i>
1.1 Motivação.....	<i>1</i>
1.2 Objetivos .....	<i>2</i>
1.3 Estrutura da dissertação .....	<i>3</i>
<b>2. Enquadramento Legal e Regulamentação</b> .....	<i>4</i>
2.1 Legislação aplicada .....	<i>4</i>
2.2 Interligação com a Rede e Proteções .....	<i>7</i>
<b>3. Instalação fotovoltaica em estudo</b> .....	<i>10</i>
3.1 Edifício do DEEC .....	<i>10</i>
3.2 Caracterização do Sistema Fotovoltaico .....	<i>12</i>
3.3 Inversor .....	<i>14</i>
3.4 Painel Fotovoltaico .....	<i>15</i>
3.5 Comparação de resultados do projeto com reais.....	<i>16</i>
<b>4. Ferramenta de análise</b> .....	<i>19</i>
4.1 Folha Dados .....	<i>19</i>
4.2 Folha Consumos.....	<i>20</i>
4.3 Folha Análise Diária .....	<i>21</i>
4.4 Folha Análise Semanal.....	<i>22</i>
4.5 Folha Evolução Comparativa.....	<i>23</i>
4.6 Folha Evolução Económica .....	<i>25</i>
4.7 Folha Tarifário .....	<i>25</i>



<b>5. Análise do Sistema Fotovoltaico</b> .....	27
5.1 Caracterização do Comportamento de cada um dos grupos .....	27
5.2 Caracterização Autoconsumo do sistema PV .....	36
5.3 Análise Económica do sistema fotovoltaico .....	41
<b>6. Conclusão e Trabalhos futuros</b> .....	45
6.1 Conclusão .....	45
7.2 Trabalhos futuros .....	46
<b>Referências Bibliográficas</b> .....	47
<b>Anexos</b> .....	49
Anexo 1 – Características técnicas dos equipamentos utilizados na instalação fotovoltaica .....	49
Anexo 2 – Ferramenta de análise – outros gráficos obtidos .....	51

## Índice de Figuras

Figura 1: Esquema de ligação de UPAC [8] .....	8
Figura 2: Esquema Processual da UPAC [8] .....	8
Figura 3: Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores vista 3D (fonte: Google Maps).....	10
Figura 4:Sistema Fotovoltaico, equipamentos e cablagem (fonte: Ecowatt).....	12
Figura 5: Esquema da disposição do sistema fotovoltaico (fonte: Projeto Ecowatt).....	13
Figura 6: Inversor SMA 20000TL-30 [13] .....	14
Figura 7:Curva Característica do Inversor [13] .....	15
Figura 8:Curva Característica da célula fotovoltaica [14] .....	15
Figura 9: Comparação da evolução do acumulado de energia ao longo do ano.....	18
Figura 10: Representação do gráfico de consumo e produção diários ilustrativo da folha Análise Diária.....	22
Figura 11: Figura ilustrativa de um gráfico de compra, consumo e produção semanal da Folha "Análise Semanal" .....	23
Figura 12: Consumo e energia acumulados nos anos 2016 e 2017 .....	24
Figura 13:Dados geográficos do software Solarius PV com os dados de radiação diária média mensal (kWh/m <sup>2</sup> ) (fonte: Meteonorm 7.1).....	28
Figura 14:Diagrama solar gerado pelo software Solarius PV Coimbra Lat 40°.2056 N – Long. 8°.4192 O – Alt.100m com coeficiente de sombreamento (diagrama): 1 .....	28
Figura 15:Caracterização do grupo Sul sem considerar a mudança de hora .....	29
Figura 16: Exposição do Grupo Sul.....	30
Figura 17:Caracterização do grupo Nascente sem considerar a mudança de hora .....	31
Figura 18:Grupo Nascente .....	31
Figura 19: Grupo Nascente (área retangular).....	32
Figura 20:Caracterização PV do grupo Poente sem considerar a mudança de hora.....	33
Figura 21: Grupo Poente .....	33
Figura 22: Análise de distância entre fileiras (fonte SF da teoria à prática 2009).....	34

Figura 23: Comportamento médio dos Inversores durante o ano 2017 .....	35
Figura 24: Gráfico absoluto do autoconsumo relativo ao consumo do edifício em 2017 .....	36
Figura 25: Gráfico percentual do autoconsumo relativo ao consumo do edifício em 2017 ...	37
Figura 26:Causa-efeito da temperatura na célula fotovoltaica [17].....	39
Figura 27:Representação semanal da produção PV .....	40
Figura 28: Gráfico representativo da percentagem em questão de energia dos diferentes períodos horários durante o período de Verão .....	42
Figura 29:Gráfico representativo da percentagem em questão de energia dos diferentes períodos horários durante o período de Inverno .....	43
Figura 30: Gráfico da análise diária de janeiro de 2017 representativo do consumo e sem qualquer produção PV.....	51
Figura 31: Gráfico da análise diária de fevereiro de 2017 representativo do consumo e do arranque do sistema PV.....	51
Figura 32:Gráfico da análise diária de abril de 2017 representativo do consumo e produção PV .....	51
Figura 33:Gráfico da análise diária de maio de 2017 representativo do consumo e produção PV .....	52
Figura 34:Gráfico da análise diária de junho de 2017 representativo do consumo e produção PV.....	52
Figura 35:Gráfico da análise diária de setembro de 2017 representativo do consumo e produção PV.....	52
Figura 36: Gráfico representativo da semana 10 do ano de 2017 .....	53
Figura 37: Gráfico representativo da semana 20 do ano de 2017 .....	53
Figura 38: Gráfico representativo da semana 30 do ano de 2017 .....	53
Figura 39: Gráfico representativo da semana 41 do ano de 2017 .....	54
Figura 40: Gráfico representativo da semana 51 do ano de 2017.....	54

## Índice de Tabelas

Tabela 1.: Características técnicas do decreto-lei 153/2014 .....	5
Tabela 2: Remuneração e Compensação do decreto-lei 153/2014 .....	6
Tabela 3: Dados de Simulação (dados fornecidos pela empresa Ecowatt).....	16
Tabela 4: Valores de Indicadores do ano 2017 .....	17
Tabela 5: Representação dos dados referentes aos anos 2016 e 2017 .....	19
Tabela 6: Vetores de consumo, autoconsumo e injeção na rede referentes ao ano de 2017....	20
Tabela 7: Representação dos indicadores de consumo e produção diários referentes a cada mês do ano de 2017 .....	21
Tabela 8: Representação de compra, consumo e produção semanal do ano de 2017.....	23
Tabela 9: Representação de consumo e energia acumulados nos anos de 2016 e 2017 .....	24
Tabela 10: Representação monetários dos indicadores de autoconsumo, consumo e injeção na rede.....	25
Tabela 11: Representação dos indicadores de tarifário.....	26
Tabela 12: Tabela representativa do valor de remuneração do CUR para sistemas UPAC ....	26
Tabela 13: Dias escolhidos para análise PV .....	29
Tabela 14: Relação Produção-Consumo do sistema fotovoltaico.....	38
Tabela 15: Tabela representativa do autoconsumo da instalação desagregado pelos períodos tarifários .....	41
Tabela 16: Tabela representativa do consumo da instalação desagregado pelos períodos tarifários .....	44
Tabela 17: Tabela representativa da injeção na rede desagregada por períodos tarifários .....	44
Tabela 18: Características técnicas dos inversores 20000TL e 25000TL usados na instalação .....	49
Tabela 19: Características técnicas dos painéis solares AXITEC AC-270P usados na instalação .....	50

## **Lista de Acrónimos**

SSO – Orientação a Su-Sudoeste

ISR – Instituto de Sistemas e Robótica

IT- Instituto de Telecomunicações

UPAC – Unidade de Produção de Autoconsumo

UPP – Unidade de Pequena Produção

DEEC – Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

FCTUC – Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra

RESP – Rede Elétrica de Serviço Público

CUR – Comercializador de Último Recurso

ERSE – Entidade Reguladora de Serviços Energéticos

GMLDD - Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados de Energia Elétrica

ORD – Operador de Rede de Distribuição

SERUP – Sistema Eletrónico de Registo de Unidades de Produção

DGEG - Direção Geral de Energia e Geologia

EDPSU - Energia de Portugal Serviço Universal

RTIEBT - Regras Técnicas das instalações Elétricas de Baixa Tensão

IPMA – Instituto Português do Mar e Atmosfera

# 1. Introdução

## 1.1 Motivação

A necessidade de deixar os recursos energéticos não renováveis e iniciar um novo paradigma de desenvolvimento baseado em recursos energéticos renováveis foi a grande aposta da sociedade moderna perante as implicações no meio ambiente que o uso excessivo dos recursos energéticos não renováveis estavam a gerar.

A crescente preocupação com as alterações climáticas e a sustentabilidade energética é de tal maneira importante, que a União Europeia, delineou uma estratégia política, ‘Europa 2020’, onde definiu como objetivo o aumento da eficiência energética em 20%, a redução das emissões de gases de efeito de estufa em 20% e a obtenção de 20% da energia a partir de fontes renováveis.

Assim, uma das respostas aos objetivos ‘Europa 2020’ passou pela regulação do autoconsumo e através de mecanismos semelhantes em vários países da União Europeia. Portugal alinhando com a política europeia, implementou o regime de autoconsumo através do Decreto-Lei nº153/2014, de 20 de outubro. Entrou em vigor no início de 2015 [1] a nova lei que regula as instalações de produção de energia com energias renováveis e fixa as condições para a realização de projetos de aproveitamento de energia solar fotovoltaica, entre outras tecnologias, criando-se um sistema com duas vertentes:

→ Unidades de Produção e Autoconsumo (UPAC).

→ Unidades de Pequena Produção (UPP).

Esta mudança de regulamentação é relevante, pois até 2014 a produção de energia era para venda integral da energia produzida, pelo que o seu dimensionamento era efetuado de forma independente do perfil do consumo local. Com a entrada do Decreto-Lei 153/2014, passa a existir uma regulamentação que incentiva a utilização da produção de energia para o consumo local da instalação. Os projetos fotovoltaicos passam a ser avaliados em função do custo evitado

na compra de energia o que leva a que o dimensionamento das unidades deve ser baseado no perfil do ponto de consumo [2].

Este modelo de produção distribuída, promove a produção próxima do ponto de consumo reduzindo assim as perdas na rede, promove também a capacidade de produção renovável (tipicamente de origem solar) e proveniente de recursos endógenos, a produção de eletricidade torna-se mais democrática permitindo a entrada de novos competidores de pequena dimensão e aumentando a concorrência na atividade da geração, reduz a concentração de unidades de produção, o que se torna benéfico para a segurança de abastecimento de energia e pode reduzir as necessidades elétricas em ponta.

Outra vantagem com este novo conceito assenta no facto que dinamiza a indústria fotovoltaica que apresenta uma considerável incorporação nacional, como, manutenção, fabrico de componentes, etc. e com isto promove a criação de emprego e contribui para uma formação e desenvolvimento de recursos técnicos.

## 1.2 Objetivos

O principal objetivo desta dissertação assenta no estudo do sistema fotovoltaico instalado no edifício Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores (DEEC) da Faculdade de Ciências e Tecnologias da Universidade de Coimbra (FCTUC).

Este estudo passa pela interpretação e análise dos diagramas de carga tanto da energia proveniente da rede elétrica de serviço público (RESP) como da energia produzida excedentária injetada pela instalação na RESP.

Para uma melhor compreensão sobre o sistema fotovoltaico também é efetuado uma comparação entre o ano anterior sem produção e o seguinte fazendo uma análise detalhada sobre a evolução de consumos do DEEC da produção do sistema fotovoltaico e dos respetivos custos evitados.

Nesta análise também se procede ao cálculo da energia injetada na rede, assim como ao valor da remuneração baseado no decreto-lei 153/2014.

Por fim, é referido os aspetos relacionados com a não otimização da produção que foram detetados

### 1.3 Estrutura da dissertação

A dissertação apresenta-se dividida em seis capítulos.

O primeiro capítulo é um capítulo introdutório onde contextualiza o assunto que será abordado ao longo da dissertação, apresenta a motivação e objetivos propostos e a estrutura da dissertação.

O segundo capítulo representa o enquadramento legal e regulamentação legal a aplicar relativamente aos sistemas fotovoltaicos em Portugal seja para unidades de produção para autoconsumo (UPAC) ou para unidades de pequena produção (UPP). O terceiro capítulo dá a conhecer a infraestrutura em estudo, o Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores (DEEC) e o sistema fotovoltaico instalado no DEEC e os equipamentos usados. O quarto capítulo mostra a ferramenta de análise criada em paralelo com esta dissertação para que seja possível proceder a uma análise mais realista do sistema fotovoltaico.

O quinto capítulo retrata a análise do sistema fotovoltaico, consistindo em fazer uma caracterização do comportamento dos inversores, caracterização do autoconsumo e o que ele representa no consumo total do edifício e uma análise económica levando em consideração o autoconsumo, o consumo e a injeção na rede desagregada por períodos tarifários. O sexto capítulo refere-se à conclusão e trabalhos futuros.



## 2. Enquadramento Legal e Regulamentação

### 2.1 Legislação aplicada

O assunto da microprodução já é algo regulado há mais de uma década. O primeiro passo do governo para introduzir na sociedade esta tecnologia de produção dispersa foi em 2007, nesse ano, o governo emitiu o decreto-lei, decreto-lei 363/2007 [3], onde estimulava na sociedade a produção descentralizada de pequena escala através de fontes renováveis até um valor de potência nominal de 3,68 kW, chamando-lhe regime bonificado. Bonificado, pois, apresentava uma remuneração de 650€/MWh durante os primeiros cinco anos de produção.

Nesta altura, toda a energia produzida tinha que ser vendida à rede, não havendo indicação sobre autoconsumo, nem era vantajoso do ponto de vista financeiro.

No ano de 2011 foi proposto uma retificação/atualização do decreto-lei 363/2007 para um novo decreto-lei, decreto-lei 34/2011[4], onde foram incluídas algumas ideias. Ideias essas, em que toda a remuneração bonificada ficou entregue ao comercializador de último recurso (CUR) e foram redefinidos os escalões de potências instaladas.

Criou-se também neste decreto-lei a obrigatoriedade de uma auditoria energética ou certificação energética.

Só em 2014, com o decreto-lei 153/2014 [5] é que foi introduzido a questão do autoconsumo, onde o governo faz a diferenciação entre sistemas, unidade de produção e autoconsumo (UPAC) e, unidade de pequena produção (UPP).

Assim, organizou os regimes de produção descentralizado de energia e criou e estipulou as regras aplicadas a cada um dos diferentes sistemas, promovendo, a partir de janeiro de 2015, o autoconsumo de energia produzida na instalação e enviar o excedente para a RESP. Nas tabelas 1 e 2 encontra-se representado o resumo do decreto-lei nos principais pontos.

Tabela 1:. Características técnicas do decreto-lei 153/2014

	<b>UPAC</b>	<b>UPP</b>
Fonte e Produção	A fonte de produção pode apresentar-se como uma fonte renovável ou não renovável, assim como, com ou sem ligação á RESP com injeção de energia preferencialmente na instalação de consumo, podendo eventuais excessos de produção instantânea serem injetados na RESP.	A produção está articulada apenas a uma fonte renovável baseada numa só tecnologia de produção e injeção total na RESP seguindo um enquadramento legal único de mini e microprodução.
Limitação da Potência	A potência de ligação será menor ou igual a 100% da potência contratada na instalação de consumo. A potência instalada não deve ser superior a duas vezes a potência de ligação.	A potência de ligação será menor ou igual a 100% da potência contratada na instalação de consumo, até uma potência de ligação máxima de 250kW.
Dimensionamento	O dimensionamento deve apresentar-se por forma a aproximar a eletricidade produzida com a energia consumida pela instalação. Sendo o excedente instantâneo vendido com CUR.	A energia consumida na instalação deve ser igual ou superior a 50% da energia produzida e a venda da totalidade da energia ao CUR.
Local de Instalação	A UP é instalada no mesmo local que a instalação de utilização. É permitida a pluralidade de registos de UP em nome do mesmo produtor, desde que cada instalação de UP esteja associada a uma e uma só instalação de utilização.	A UP neste caso é igual a UPAC.
Quota	Não apresenta.	Igual ou inferior a 20MW anuais.
Contagem	A contagem da eletricidade produzida é obrigatória assim como a eletricidade injetada na RESP para uma UPAC superior a 1,5kW.	Contagem obrigatória da eletricidade injetada na RESP.

Tabela 2: Remuneração e Compensação do decreto-lei 153/2014

UPAC	UPP
<p>A remuneração da UPAC da eletricidade fornecida á RESP é calculada de acordo com a fórmula:</p> $R_{upac,m} = E_{fornecidam} \times OMIE_m \times 0.9$ <p>Onde:</p> <p><math>R_{upac,m}</math> - Remuneração da eletricidade fornecida à RESP no mês 'm' [€];</p> <p><math>E_{fornecidam}</math> - Energia fornecida no mês 'm', em [kWh];</p> <p><math>OMIE_m</math> - Valor proveniente da média aritmética simples dos preços de fecho do OMIE para Portugal (referente ao mercado diário), relativos ao mês 'm' [€/kWh];</p> <p>O contrato de venda a estabelecer com o CUR tem prazo máximo de 10 anos podendo o mesmo ser renovável por períodos de 5 anos.</p> <p>Para UPAC com potência instalada superior a 1,5kW e ligadas à RESP estão sujeitas ao pagamento de uma compensação mensal fixa nos primeiros 10 anos após obtenção do certificado de exploração.</p>	<p>Neste caso, a tarifa é atribuída com base num modelo de licitação no qual os concorrentes oferecem desconto á tarifa de referência.</p> <p>Esta tarifa de referência por norma é instituída mediante a portaria e apurada a partir de três tipos de categorias diferentes.</p> <p>A categoria 1 representa uma instalação com apenas uma UPP.</p> <p>A categoria 2 assenta numa UPP associada no local de consumo com tomada para carregamento de veículos elétricos.</p> <p>A categoria 3 trata uma UPP associada no local de consumo com coletor solar térmico de área mínima útil de <math>2m^2</math>.</p> <p>A tarifa a atribuir é referente ao valor superior resultante das maiores ofertas de desconto à tarifa de referência.</p> <p>Esta tarifa varia consoante o tipo de energia primária utilizada e vigora por um período de quinze anos desde a data de início de fornecimento de energia elétrica.</p>

Torna-se importante ressaltar que todos os regulamentos da entidade reguladora de serviços energéticos (ERSE) aqui mencionados foram devidamente autorizados neste mesmo decreto-lei.

Com o aumento de consumidores a colocar nas suas instalações sistemas UPAC, a ERSE é referenciada na diretiva N°3/2018 [6] com intuito de provisionar os perfis de consumo, de produção e de autoconsumo aplicados para o ano corrente. Ou seja, as instalações que não disponham de equipamento de medição com registo de consumos em períodos de 15 minutos, sujeitando-se então a que essa medição seja feita a partir dos consumos registados na totalidade pelo cliente final ou por estimativa.

Para entender melhor esta questão do fornecimento torna-se necessário consultar o guia de medição, leitura e disponibilização de dados de energia elétrica (GMLDD) [7], documento aprovado pela ERSE que invoca no âmbito as UPAC, que o fornecimento e instalação dos

equipamentos de medição tanto do consumo como da produção de energia são sempre da responsabilidade do autoconsumidor independente da tipologia adotada (com contador bidirecional, com contadores separados, com apenas um contador de medição total). Ressalva-se apenas o facto de que se o autoconsumidor já tiver um contador não é necessário a compra de outro, sendo da responsabilidade do operador de rede de distribuição (ORD), a calibragem e correta parametrização sendo os encargos imputados ao autoconsumidor.

## 2.2 Interligação com a Rede e Proteções

Para proceder a interligação da unidade UPAC com a RESP, é importante salientar a existência do manual de ligações [8] à RESP da ERSE, que indica os requisitos necessários. Assim, um sistema UPAC pode apresentar-se como um sistema de autoconsumo sem venda à rede. Esse sistema de autoconsumo se apresentar uma potência instalada inferior a 200W está isenta de controlo prévio, mas não de efetuar uma comunicação prévia ao sistema eletrónico de registo de unidades de produção (SERUP).

Para uma potência instalada superior a 200W e menor que 1,5kW fica sujeita a comunicação prévia de exploração á SERUP, como mostra a figura 1.

Se o sistema UPAC apresentar injeção à rede, então também difere com as potências instaladas, ou seja, para uma potência até 1,5 kW o titular entrega à rede o excedente de energia elétrica não consumida na instalação elétrica de utilização, sujeitando-se assim a ter que obter um certificado de exploração e um registo na SERUP prévio, como mostra a figura 1.

Para potências que variam entre o intervalo 1,5 kW e 1MW necessita também de um registo prévio e a obtenção do certificado de exploração.

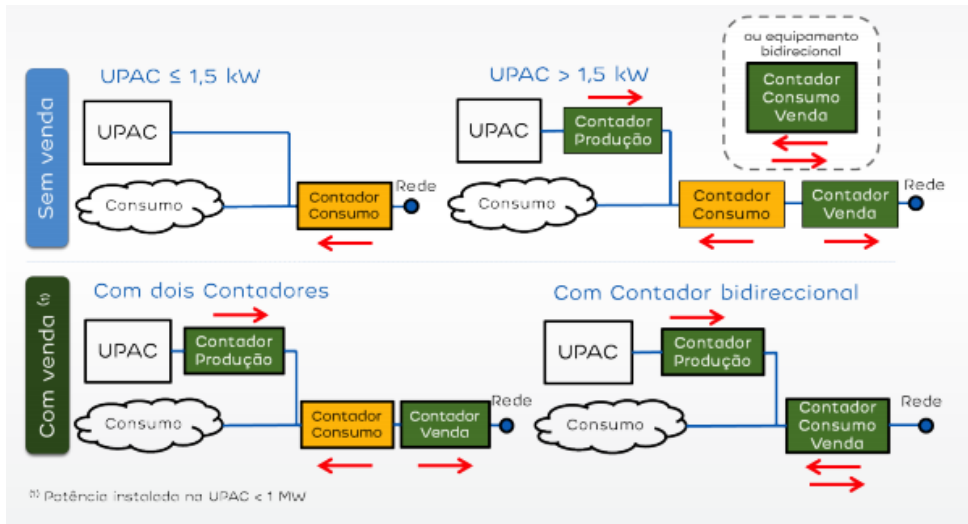


Figura 1: Esquema de ligação de UPAC [8]

Assim, o autoconsumidor fica encarregue de assegurar as condições adequadas para que a entrega do excedente da energia produzida seja o mais estável e com a melhor qualidade de energia, tendo que efetuar as medições de tensão no local e satisfazendo as condições expostas no regulamento da qualidade de serviço e no regulamento técnico e de qualidade.

O processo legal para uma instalação UPAC é retratado na figura 2.

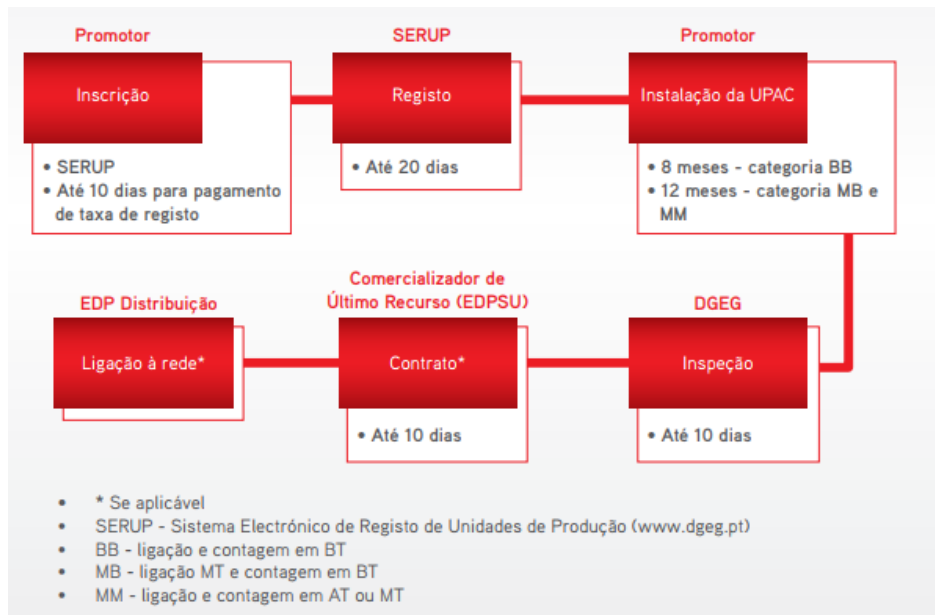


Figura 2: Esquema Processual da UPAC [8]

No que toca ao sistema de proteção de interligação do sistema UPAC, é uma questão muito importante de analisar, porque um mal dimensionamento das proteções pode conduzir a um mau funcionamento por parte dos equipamentos como até os danificar.

Tendo este pressuposto assente, a Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) criou um documento preliminar com esquemas tipo de produção para autoconsumo para com tecnologia solar fotovoltaica (UPAC), onde fornece todas as recomendações a esquemas elétricos para efetuar a montagem do sistema UPAC o mais correto possível.

Para que seja possível efetuar a interligação entre o sistema UPAC e a RESP é necessário obter uma autorização de ligação da unidade de produção para o autoconsumo de acordo com a legislação em vigor e celebrar um contrato de venda de energia com o CUR, representado pela Energia de Portugal Serviço Universal (EDPSU), e apresentar as proteções de interligação aprovadas.

Os esquemas tipo para UPAC foram elaborados e normalizados pela comissão técnica de normalização eletrotécnica, em que existe especificidade para cada intervalo de potências que se pode instalar. Estes foram dimensionados tendo em conta a secção 712, Instalações Fotovoltaicas (PV) das Regras Técnicas das instalações Elétricas de Baixa Tensão (RTIEBT); aprovadas pelas portarias 14/2015 [9] e 15/2015 [10].

Assim, todas as UPAC devem ter presente todas as proteções legalmente definidas para a interligação com a RESP.

Os sistemas UPAC que apresentem inversor com proteção de desacoplamento, ou seja, inversores que garantem a interrupção sempre que a tensão ou a frequência da rede ultrapasse os valores limite legalmente estabelecidos ou na sua ausência.

No caso, dos sistemas UPAC que apresentem superiores a 250kW torna-se de carácter obrigatório a aplicação de uma proteção de máxima tensão homopolar. No caso de o produtor optar por não injetar o excedente para a rede torna-se necessário a colocação de um sistema que impeça a injeção.

Para produtores cujo o propósito não é a injeção na RESP, no entanto, não tem sistema que impeça a injeção, pode em casos devidamente justificados pelo ORD, face as características do local, pode ser obrigatório a aplicação da proteção de máxima tensão homopolar [11].

### 3. Instalação fotovoltaica em estudo

#### 3.1 Edifício do DEEC

No ano letivo de 1996-97 o Departamento de Engenharia Eletrotécnica instala-se no seu edifício do Pólo II. A dimensão e qualidade destas novas instalações, associadas ao impulso das atividades de investigação, estimularam o empreendimento de profundas reformas funcionais e de oferta de formação. Em 2001 altera a sua designação para Departamento de Engenharia Eletrotécnica e Computadores (DEEC).

Este edifício é composto por cinco torres principais e três torres complementares e um bloco que as interliga, tendo também um total de oito pisos.



Figura 3: Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores vista 3D (fonte: Google Maps)

As cinco torres principais é onde estão situadas as salas de aulas, os anfiteatros, o bar e sala de convívio e salas de estudos e laboratórios didáticos e de apoio à investigação.

Nas três torres complementares, as três torres correspondem aos espaços onde estão sediados dois dos centros de investigação e desenvolvimento associados ao departamento, o Instituto de Sistemas e Robótica (ISR), Instituto de Telecomunicações (IT) e um bloco central que interliga as torres, onde se encontra gabinetes e serviços administrativos e de apoio.

Na ligação entre as torres principais encontram-se os gabinetes de docentes, de serviços administrativos e de apoio dispostos pelos vários pisos.

Trata-se de um edifício com um contrato de fornecimento de eletricidade em média tensão, com uma potência contratada de 292,95 kW.

O edifício apresenta um consumo anual que se situa na faixa de 500MWh, correspondendo a um custo de cerca de 65200€ (valor acrescido de IVA).

Tendo em consideração o elevado valor económico e sabendo que o edifício apresenta cada vez mais consumos devido a fatores de construção e manutenção, ou seja, o edifício já se encontra construído à aproximadamente 20 anos, e dado a sua exposição solar o material de isolamento começa a degradar-se e em contrapartida aumenta as suas perdas pelas caixilharias devido ao grandes vitrais existentes por todo o edifício, o sistema AVAC não se encontra bem dimensionado o que obriga ao uso de aquecedores sem controlo automatizado e ar condicionados no verão tornando-se necessário apostar num sistema de energia renovável, neste caso especificamente, num sistema fotovoltaico que contribua para a redução de custos com a compra de eletricidade.



### 3.2 Caracterização do Sistema Fotovoltaico

O sistema fotovoltaico, objeto de estudo, instalado no Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores da Faculdade de Ciências e Tecnologias da Universidade de Coimbra, entrou em funcionamento em fevereiro de 2017.

O sistema fotovoltaico foi colocado na cobertura do quarto e quinto piso orientadas a Su-Sudoeste (SSO) para que se apresenta como uma solução de produção otimizada, esta ideia faz com que as células fotovoltaicas que encontram dispostas à luz solar por mais horas, o que traduz num maior rendimento.

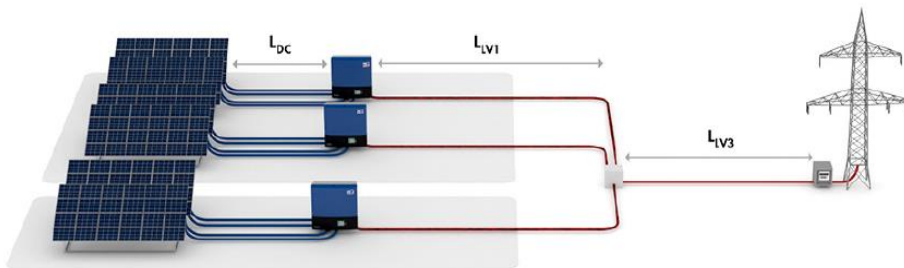


Figura 4: Sistema Fotovoltaico, equipamentos e cablagem (fonte: Ecowatt)

Este sistema fotovoltaico [12] apresenta-se disposto numa área total de 4000 m<sup>2</sup>, dividida a mesma por:

- Corredor extenso com orientação SSO com 90 x 40 metros no 5º piso;
- Área retangular com fachada orientada a Sul, com cerca de 28 x 9 metros no 5º piso;
- Área retangular com fachada orientada a Sul, com cerca de 40 x 3,7 metros no 4º piso;

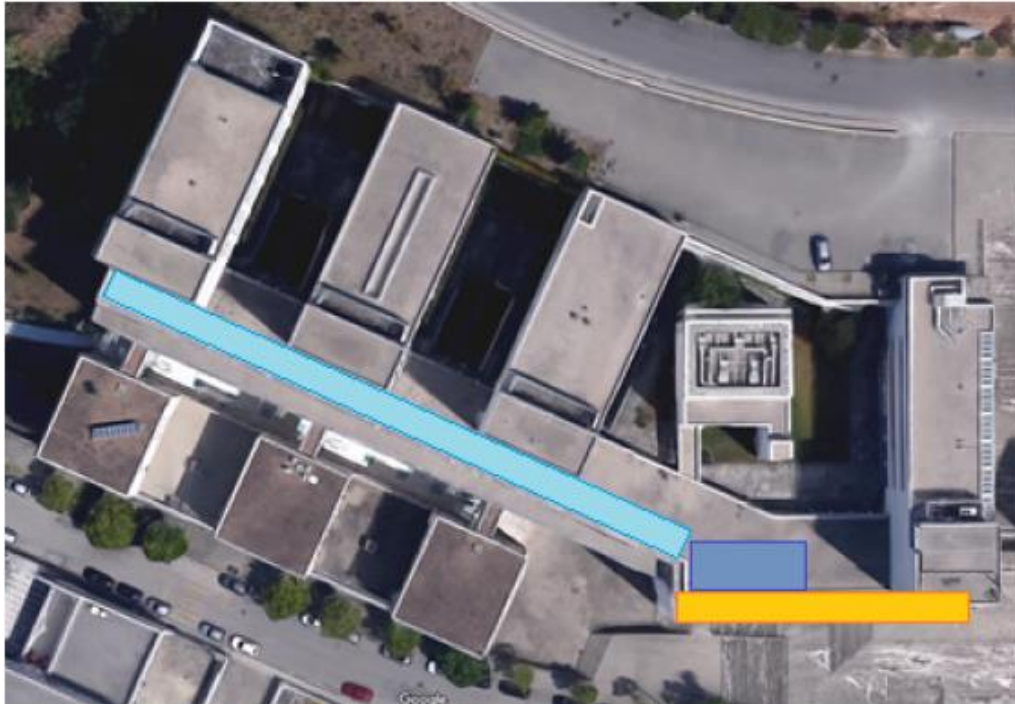


Figura 5: Esquema da disposição do sistema fotovoltaico (fonte: Projeto *Ecowatt*)

Este sistema fotovoltaico foi dimensionado pela *Ecowatt* em colaboração com o ISR de maneira a que a produção de energia elétrica fosse quase na totalidade, absorvida pelo consumo base do edifício.

Tendo em vista o propósito anterior, foram instalados 292 painéis solares de 270 Wp cada, numa potência total de 78,84 kW, agrupados nas três áreas com os seguintes módulos.

- 162 módulos fotovoltaicos, perfazendo um total de 43,74kWp.
- 54 módulos fotovoltaicos, perfazendo um total de 14,58 kWp.
- 76 módulos fotovoltaicos perfazendo um total de 20,52 kWp.

A divisão destas áreas foi feita de acordo com a localização em que as mesmas se encontram. Assim, as três áreas denominam-se como sul, nascente e poente.

Dos três inversores usados neste sistema fotovoltaico, dois inversores apresentam uma potência nominal de 25,55 kW e um inversor apresenta uma potência nominal de 20,44 kW.

Os inversores de 25,55 kW encontram-se inseridos nas áreas nascente e poente com 108 painéis cada e o inversor de 20,44 kW está inserido na área sul com 76 painéis.

Nesta dissertação para uma facilidade de leitura as três áreas serão designadas de grupo sul, grupo nascente e grupo poente.

### 3.3 Inversor

O sistema fotovoltaico apresenta três inversores, dois com uma potência de saída de 25 kW e um com uma potência de saída de 20 kW.

Os inversores apresentam uma eficiência máxima na ordem dos 98.4% para uma tensão superior a 400 V. Para uma tensão de 380/400 V apresenta uma eficiência que varia entre os 90% e os 94%, como podemos ver na figura seguinte [13].



Figura 6: Inversor SMA 2000TL-30 [13]

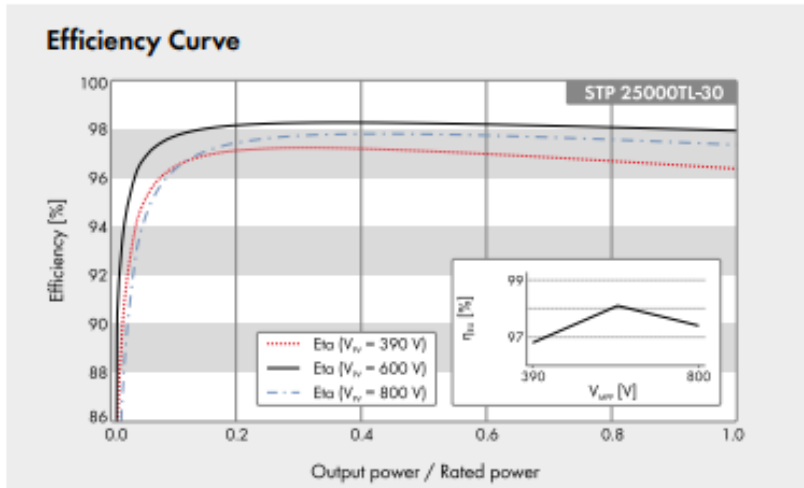


Figura 7:Curva Característica do Inversor [13]

Para cada inversor foi instalado um descarregador de sobretensão que proporciona uma robustez e fiabilidade, salvaguardando o equipamento de uma sobretensão que possa advir do sistema PV.

Uma outra característica importante é a capacidade de se desligar quando não sente qualquer tensão ou frequência do lado da RESP.

### 3.4 Painel Fotovoltaico

Os painéis fotovoltaicos são da marca *AXITEC* e apresentam com uma eficiência elevada, na casa dos 90% de performance na conversão DC/AC, apresentando um decaimento ao longo do tempo muito inferior ao restante mercado [14].

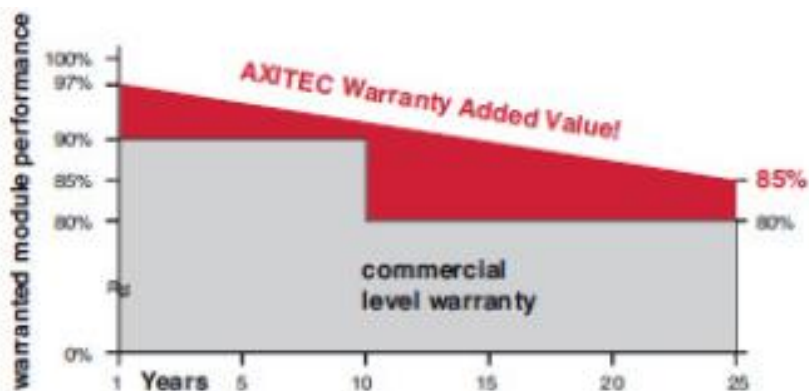


Figura 8:Curva Característica da célula fotovoltaica [14]

Na figura 8 apresenta a curva característica do painel fotovoltaico que mostra o decréscimo da performance ao longo dos anos. Como a especificidade do equipamento não adiciona importância no foco principal desta dissertação, toda a informação sobre este equipamento é dispensada em anexo.

Todos estes equipamentos acima descritos foram sugeridos pela empresa Ecowatt para a montagem da instalação.

### 3.5 Comparação de resultados do projeto com reais

O sistema fotovoltaico foi projetado pela empresa Ecowatt, onde foi feita uma simulação baseada em valores de consumo do edifício durante um ano.

A empresa utilizou um software de simulação, *SMA Sunny Design 3*, onde foi obtido uma previsão dos resultados do sistema.

Os resultados da simulação foram obtidos considerando um consumo total anual de 518 MWh, e uma previsão de produção de 116 MWh sendo 6,463 MWh a previsão de energia injetada na rede elétrica pública, ou seja, o consumo total anual seria compensado por 109 MWh de autoconsumo, correspondendo a uma taxa de cobertura de consumo total de 21%.

Tabela 3: Dados de Simulação (dados fornecidos pela empresa *Ecowatt*)

<b>Detalhes</b>	
Consumo anual de energia	518 MWh
Rendimento energético anual	116 MWh
Injeção na rede	6,463 kWh
Consumo de energia da rede	404 MWh
Autoconsumo	109 MWh
Quota de autoconsumo ( em % de energia fotovoltaica)	94,40%
Taxa de autonomia (em % do consumo de energia)	21%

No ano de 2017 o consumo total do edifício foi de 475,24 MWh, sendo 393,33 MWh foi fornecido pela RESP e 81,91 MWh de autoconsumo. Foi injetado na rede cerca de 1,840 MWh.

Comparando os resultados obtidos em 2017 com os resultados de simulação, ressaltando que existem fatores que podem afetar estes valores, o principal relaciona-se com a entrada de funcionamento em 13 de fevereiro.

Um outro fator de grande importância diz respeito ao facto de até finais de agosto se ter evitado a injeção na rede por a instalação ainda não estar registada, desligando um dos inversores aos fins-de-semana e em todo o mês de agosto. Este procedimento teve impacto sobre a energia injetada e também nalguma produção que poderia ser usada para autoconsumo.

No entanto, mesmo assim, nos resultados de simulação era previsto que o sistema iria apresentar uma taxa de cobertura do consumo de 21%, comparando com valores recolhidos dos diagramas de carga, apresenta uma taxa de cobertura de 17,2%.

Existem vários fatores que levam a uma taxa de autonomia relativamente baixa comparativamente ao valor da simulação. Uma das principais é o fato de não contar com cerca de um e meio mês de produção e com o mês de agosto apenas com 45 kW de potência instalada para produção, para além de alguns fins-de-semana.

Outro fator é que o consumo total anual que foi utilizado para a simulação é superior ao registado no ano em estudo, logo, quando é calculada a taxa de autonomia é superior.

Tabela 4: Valores de Indicadores do ano 2017

Valores de Injeção na Rede		Valores de Compra		Valores de Auto-Consumo	
Potência Máxima (KW)	30,75	Potência Máxima (KW)	183,00	Potência Máxima (KW)	62,58
Potência Mínima (KW)	0,00	Potência Mínima (KW)	0,00	Potência Mínima (KW)	0,00
Energia Cons. Anual (MWh)	1,84	Energia Cons. Anual (MWh)	393,33	Energia Cons. Anual (MWh)	81,91

Para que seja possível ter uma melhor perspetiva sobre o impacto da produção sobre a compra de energia à rede apresenta-se na figura 9, que apresenta a evolução do acumulado de energia ao longo do ano comparando o ano 2016 e o ano 2017.

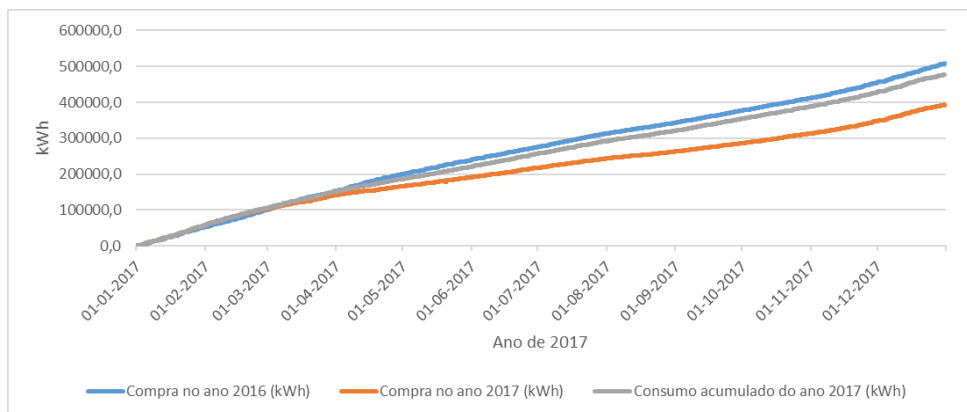


Figura 9: Comparação da evolução do acumulado de energia ao longo do ano

Da análise da evolução das três curvas importa salientar que o consumo em 2017 (ano com geração PV) andou sempre próximo do ano de 2016 (ano sem geração PV). No entanto, quando olhamos para a curva da energia acumulada relativa a compra em 2017 nota-se um afastamento depois da instalação da produção PV, que teve como efeito uma menor quantidade de energia comprada à rede.

## 4. Ferramenta de análise

Para a realização da análise do sistema fotovoltaico foi desenvolvida uma aplicação em Microsoft Excel para o tratamento e análise detalhada dos dados de produção e consumo.

Essa aplicação em Excel apresenta folhas de cálculo com as seguintes designações: Dados, Consumos, Análise Diária, Análise Semanal, Evolução Comparativa, Evolução Económica e Tarifa.

### 4.1 Folha Dados

A folha "Dados" apresenta os valores de Compra de energia à rede e Produção fotovoltaica na forma de diagramas de carga anuais com resolução de 15 em 15 minutos em kW.

Permite fazer a desagregação por períodos horários, Super Vazio, Vazio Normal, Ponta, Cheia.

Dispõe de uma zona referenciada aos inversores existentes no sistema fotovoltaico para proceder ao controlo dos mesmos dentro dos mesmos moldes.

Tabela 5: Representação dos dados referentes aos anos 2016 e 2017

Data	Hora	Ano de 2016				Ano de 2017				Inversores		
		SV	Vn	P	Ch	Compra	Produção	Compra	Produção	Nascente	Poente	Sul
01-01-2017	00:15	0	1	0	0	38	0	39	0			
01-01-2017	00:30	0	1	0	0	39	0	40	0			
01-01-2017	00:45	0	1	0	0	39	0	39	0			
01-01-2017	01:00	0	1	0	0	38	0	39	0			
01-01-2017	01:15	0	1	0	0	39	0	38	0			
01-01-2017	01:30	0	1	0	0	38	0	38	0			
01-01-2017	01:45	0	1	0	0	40	0	40	0			
01-01-2017	02:00	0	1	0	0	39	0	39	0			
01-01-2017	02:15	1	0	0	0	38	0	38	0			
01-01-2017	02:30	1	0	0	0	39	0	39	0			
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
31-12-2017	21:45	0	1	0	0	48	0	36	0			
31-12-2017	22:00	0	1	0	0	48	0	37	0			
31-12-2017	22:15	0	1	0	0	48	0	35	0			
31-12-2017	22:30	0	1	0	0	48	0	36	0			
31-12-2017	22:45	0	1	0	0	48	0	36	0			
31-12-2017	23:00	0	1	0	0	50	0	37	0			
31-12-2017	23:15	0	1	0	0	51	0	34	0			
31-12-2017	23:30	0	1	0	0	48	0	36	0			
31-12-2017	23:45	0	1	0	0	49	0	35	0			
31-12-2017	00:00	0	1	0	0	48	0	35	0			



## 4.2 Folha Consumos

A folha “Consumos” é referente aos consumos efetuados no ano de 2017, em que apresenta os valores de Consumo, de Autoconsumo, e Venda em kWh.

A obtenção destes valores é feita tendo em conta as seguintes considerações de cálculo (1):

$$\begin{cases} \text{Autoconsumo} = \text{Produção se Compra} > 0 \\ \text{Autoconsumo} = \text{Produção} - \text{Venda se Venda} > 0 \end{cases} \quad (1)$$

Quando temos um sistema de UPAC, a energia de produção usada em autoconsumo no edifício depende da produção e da troca de energia elétrica com a rede. Ou seja, a energia produzida do sistema fotovoltaico vai ser toda consumida no edifício, no caso de a produção não ser a suficiente para satisfazer a procura interna, a parte da procura não satisfeita pela produção é importada da rede.

Quando a produção é superior ao consumo, a parte sobranete é injetada na rede elétrica.

Tabela 6: Vetores de consumo, autoconsumo e injeção na rede referentes ao ano de 2017

Data	Hora	Consumo	Autoconsumo	Injeção na Rede
		Valor(kW)	Valor(kW)	Valor(kW)
01-01-2017	00:15	39	0	0
01-01-2017	00:30	40	0	0
01-01-2017	00:45	39	0	0
01-01-2017	01:00	39	0	0
01-01-2017	01:15	38	0	0
01-01-2017	01:30	38	0	0
01-01-2017	01:45	40	0	0
01-01-2017	02:00	39	0	0
01-01-2017	02:15	38	0	0
01-01-2017	02:30	39	0	0
...	...	...	...	...
31-12-2017	22:15	35	0	0
31-12-2017	22:30	36	0	0
31-12-2017	22:45	36	0	0
31-12-2017	23:00	37	0	0
31-12-2017	23:15	34	0	0
31-12-2017	23:30	36	0	0

### 4.3 Folha Análise Diária

Na folha “Análise Diária” retrata-se graficamente o consumo e produção de energia elétrica diários e representativo de cada mês.

Nesta folha procura-se evidenciar a contribuição que a produção de energia elétrica apresenta no consumo de energia elétrica diário e o valor da produção de energia elétrica nesse mesmo dia.

Tabela 7: Indicadores de consumo e produção diários referentes a cada mês do ano de 2017

Data	Consumo Diário(kWh)	Produção Diária (kWh)	Rótulos de Linha	Soma de Consumo Diário(kWh)	Soma de Produção Diária (kWh)
			01jul	100655,956	9786,081
01-01-2017	3874	)	01/jul	1747,456	395,424
02-01-2017	7352	)	02/jul	1665,296	378,999
03-01-2017	8042	)	03/jul	4048	366,949
04-01-2017	8006	)	04/jul	2839,192	371,784
05-01-2017	7627	)	05/jul	4746	156,81
06-01-2017	7216	)	06/jul	4388	195,312
07-01-2017	4738	)	07/jul	4642	94,813
08-01-2017	4645	)	08/jul	2739	116,395
09-01-2017	7278	)	09/jul	2547	228,895
...	...	...	10/jul	3718	344,711
24-12-2017	2967	)	11/jul	3633	392,112
25-12-2017	3445	)	12/jul	3997	391,437
26-12-2017	4347	)	13/jul	3845	372,508
27-12-2017	6139	)	14/jul	3507	390,435
28-12-2017	6769	)	15/jul	1772,472	381,294
29-12-2017	6156	)	16/jul	1713,644	390,513
30-12-2017	3904	)	17/jul	3824	396,055
			18/jul	4196	281,046
			19/jul	4708	133,784
			20/jul	3655	343,251
			21/jul	3031	404,388
			22/jul	1889,62	351,629
			23/jul	1553,296	392,595
			24/jul	3287	374,893
			25/jul	3694	388,466
			26/jul	3541	389,859
			27/jul	3618	400,253
			28/jul	3585	388,852
			29/jul	2319	204,16
			30/jul	2238,98	224,909
			31/jul	3968	143,55

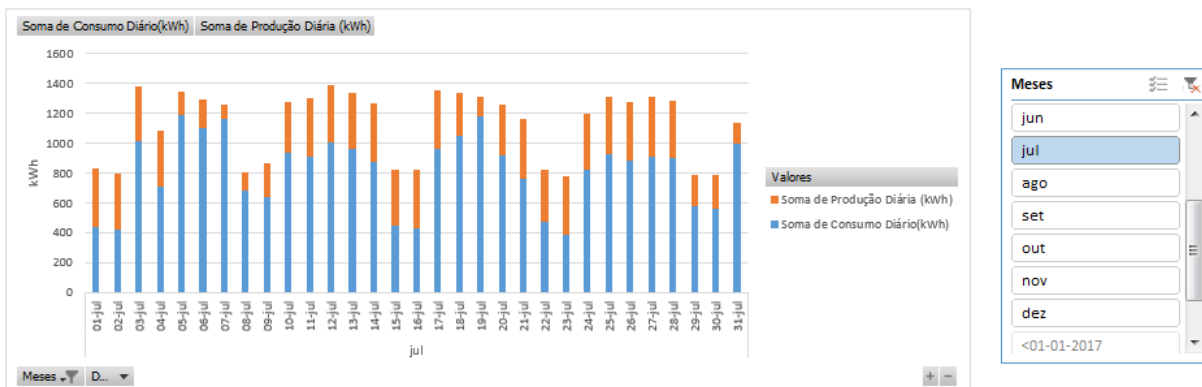


Figura 10: Representação do gráfico de consumo e produção diários ilustrativo da folha Análise Diária

Nesta folha, o objetivo passa por conseguir ter uma noção mais pormenorizada sobre a produção PV diária referente a cada mês do ano 2017. Ou seja, o gráfico representa a cor laranja o valor de produção PV referente ao consumo total diário do edifício.

#### 4.4 Folha Análise Semanal

Na folha “Análise Semanal” vem complementar a análise diária, mas oferecendo uma perspectiva semanal.

Nesta folha, vamos efetuar uma análise semanal, selecionada de uma das cinquenta e duas semanas, e assim observar de forma detalhada o consumo, a produção e venda nessa mesma semana.

Esta análise semanal permite analisar o sistema em épocas sazonais diferentes e criar uma previsibilidade futura sobre o sistema fotovoltaico.

Tabela 8: Representação de compra, consumo e produção semanal do ano de 2017

Data	Hora	Compra	Produção	Consumo
31-07-2017	00:15	33	0	33
31-07-2017	00:30	34	0	34
31-07-2017	00:45	33	0	33
31-07-2017	01:00	33	0	33
31-07-2017	01:15	33	0	33
31-07-2017	01:30	30	0	30
31-07-2017	01:45	30	0	30
31-07-2017	02:00	32	0	32
31-07-2017	02:15	30	0	30
31-07-2017	02:30	29	0	29
...	...	...	...	...

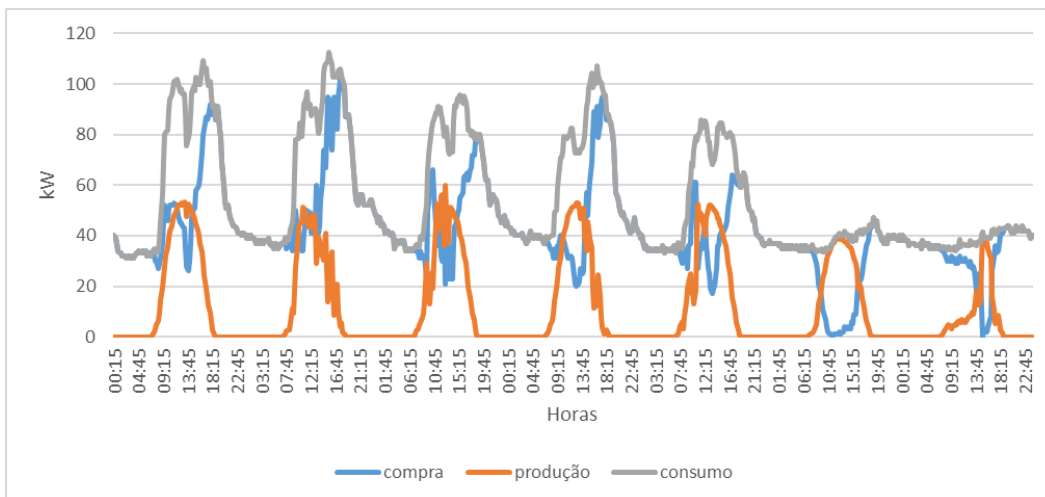


Figura 11: Figura ilustrativa de um gráfico de compra, consumo e produção semanal da Folha "Análise Semanal"

#### 4.5 Folha Evolução Comparativa

A folha “Evolução Comparativa” fornece a visão cumulativa do consumo ao longo do ano comparativamente com o ano anterior.

Esta folha apresenta um gráfico comparativo que representa a energia acumulada do consumo da instalação do ano transato com a do ano atual e a energia acumulada comprada à rede no ano atual.

Apresentando estes três indicadores ao longo de um período temporal de um ano, proporciona a visão sobre o impacto que a geração fotovoltaica está a ter sobre o consumo de energia elétrica no edifício, bem como dos consumos da instalação.

Tabela 9: Representação de consumo e energia acumulados nos anos de 2016 e 2017

Data	Hora	Ano 2016		Ano 2017	
		Consumo (kW)	Energia Acumulada da compra no ano 2016 (KWh)	Energia Acumulada da Compra no ano 2017 (KWh)	Consumo acumulado no ano 2017 (kWh)
01-01-2017	00:15	38,0	9,5	9,8	39,0
01-01-2017	00:30	39,0	19,3	19,8	49,0
01-01-2017	00:45	39,0	29,0	29,5	58,8
01-01-2017	01:00	38,0	38,5	39,3	68,5
01-01-2017	01:15	39,0	48,3	48,8	78,0
01-01-2017	01:30	38,0	57,8	58,3	87,5
01-01-2017	01:45	40,0	67,8	68,3	97,5
01-01-2017	02:00	39,0	77,5	78,0	107,3
...	...	...	...	...	...
31-12-2017	22:45	48,0	507893,5	393283,3	477444,7
31-12-2017	23:00	50,0	507906,0	393292,5	477454,0
31-12-2017	23:15	51,0	507918,8	393301,0	477462,5
31-12-2017	23:30	48,0	507930,8	393310,0	477471,5
31-12-2017	23:45	49,0	507943,0	393318,8	477480,2
31-12-2017	00:00	48,0	507955,0	393327,5	477489,0

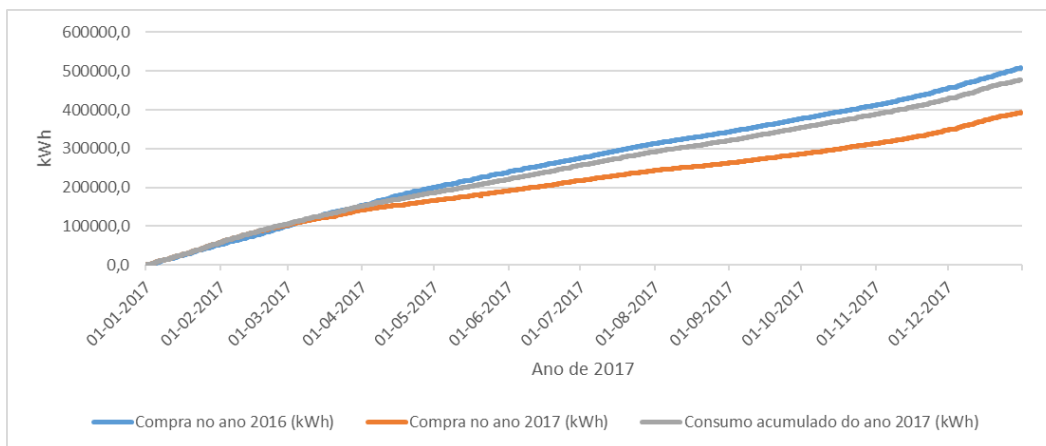


Figura 12: Consumo e energia acumulados nos anos 2016 e 2017

## 4.6 Folha Evolução Económica

Na folha “Evolução Económica” calcula-se os valores totais de consumo, de autoconsumo e da venda para evidenciar qual o impacto económico inerente a cada um.

Para que se tenha uma maior precisão sobre os valores económicos desagregou-se os dados pelos quatro postos horários.

Assim torna-se possível quantificar economicamente os padrões de autoconsumo, consumo e injeção na rede.

Tabela 10: Representação monetários dos indicadores de autoconsumo, consumo e injeção na rede

### Autoconsumo

	Repartição					Tarifa								Custo	
	Inverno	S.Vazio	V.Normal	Ponta	Cheia	S.Vazio	V.Normal	Ponta	Cheia	S.Vazio	V.Normal	Ponta	Cheia	Média	Energia
<b>Total</b>	18151	0	3675	4438	10039	0,0%	20,2%	24,4%	55,3%	0,07	0,08	0,18	0,10	0,11	2.079 €
<b>Total</b>	Verão	S.Vazio	V.Normal	Ponta	Cheia	S.Vazio	V.Normal	Ponta	Cheia	S.Vazio	V.Normal	Ponta	Cheia	Média	Energia
	69169	0	12348	11106	45716	0,0%	17,9%	16,1%	66,1%	0,07	0,08	0,22	0,10	0,12	7.992 €
														Total s/IVA	10.070,34 €
														Total c/IVA	12.386,52 €

### Consumo

	Repartição					Tarifa								Custo	
	Inverno	S.Vazio	V.Normal	Ponta	Cheia	S.Vazio	V.Normal	Ponta	Cheia	S.Vazio	V.Normal	Ponta	Cheia	Média	Energia
<b>Total</b>	233689	25572	45559	48398	114161	10,9%	19,5%	20,7%	48,9%	0,07	0,08	0,18	0,10	0,108	25.255 €
<b>Total</b>	Verão	S.Vazio	V.Normal	Ponta	Cheia	S.Vazio	V.Normal	Ponta	Cheia	S.Vazio	V.Normal	Ponta	Cheia	Média	Energia
	243388	28588	51796	46594	116410	11,7%	21,3%	19,1%	47,8%	0,07	0,08	0,22	0,10	0,114	27.753 €
														Total s/IVA	53.007,63 €
														Total c/IVA	65.199,39 €

### Injeção na Rede

	Repartição					Tarifa								Custo	
	Inverno	S.Vazio	V.Normal	Ponta	Cheia	S.Vazio	V.Normal	Ponta	Cheia	S.Vazio	V.Normal	Ponta	Cheia	Média	Energia
<b>Total</b>	102	0	75	0	26	0,0%	74,1%	0,0%	25,9%	--	--	--	--	0,40	41 €
<b>Total</b>	Verão	S.Vazio	V.Normal	Ponta	Cheia	S.Vazio	V.Normal	Ponta	Cheia	S.Vazio	V.Normal	Ponta	Cheia	Média	Energia
	1734	0	1423	4	308	0,0%	82,0%	0,2%	17,7%	--	--	--	--	0,91	1.585 €
														Total s/IVA	1.625,61 €
														Total c/IVA	1.999,50 €

## 4.7 Folha Tarifário

Esta folha apenas tem como objetivo parametrizar os valores de preços de energia que serão usados na folha Evolução Económica. Assim, permite-se com esta funcionalidade fazer comparações de custos com outros tarifários existentes no mercado retalhista de eletricidade.

Nesta folha também aparece a remuneração inerente ao facto de ser um sistema UPAC pelo que consta no decreto-lei 153/2014 em que sistemas UPAC entre 1,5kW e 1MW são remunerados pelo excedente através do CUR.

Tabela 11: Representação dos indicadores de tarifário

Tarifário					
	Período	Super Vazio (€)	Vazio Normal (€)	Ponta (€)	Cheia (€)
Energia Comercializador (€/kWh)		0,0447	0,0526	0,0669	0,0609
Energia Redes (€/kWh)	I,IV	0,0217	0,0225	0,0473	0,0409
	II,III	0,0217	0,0225	0,0473	0,0409
Potência em Horas de Ponta (€/kWh.dia)	Diário			0,2263	
Total (€/kWh)	I,IV	0,0664	0,0751	0,1759	0,1018
	II,III	0,0664	0,0751	0,2171	0,1018

Tabela 12: Tabela representativa do valor de remuneração do CUR para sistemas UPAC

Mês	OMIE (€/kWh)	0,9xOMIE (€/kWh)
<b>Jan</b>	0,072	0,064
<b>Fev</b>	0,041	0,037
<b>Mar</b>	0,044	0,040
<b>Abr</b>	0,040	0,036
<b>Mai</b>	0,047	0,042
<b>Jun</b>	0,050	0,045
<b>Jul</b>	0,048	0,043
<b>Ago</b>	0,047	0,042
<b>Set</b>	0,049	0,044
<b>Out</b>	0,059	0,053
<b>Nov</b>	0,059	0,053
<b>Dez</b>	0,059	0,053

## 5. Análise do Sistema Fotovoltaico

### 5.1 Caracterização do Comportamento de cada um dos grupos

Os painéis estão agrupados, como referido anteriormente, em três grupos associados cada um a um inversor, dois de 25 kW e um de 20 kW.

A previsão de produção de um sistema ou grupo de painéis corretamente orientado tem a forma de uma parábola com as pontas mais alongadas perfazendo a imagem de “sino”.

Além disso, como esperado para painéis fixos, a produção vai variando ao longo do ano de acordo com a variação da radiação e da inclinação solar. Por isso, durante os meses de verão, onde existe uma exposição solar mais longa é de esperar uma maior produção, contrariamente aos meses de inverno com menor exposição solar.

Para que seja possível ter um termo de comparação, utilizou-se um software, *Solarius PV*, é um software de apoio ao projeto e dimensionamento de instalações de produção gestão fotovoltaica.

A partir deste programa, retirou-se o diagrama de radiação solar da zona em que o sistema PV se encontra instalado, por forma a ter melhor perceção das curvas dispostas pelos inversores. Para que seja possível obter o diagrama de radiação solar, figura 13, teve que se inserir no software a cidade em questão, Coimbra (Portugal) e as coordenadas dadas em latitude, 40°12'20'' N e longitude, 8°25'9'' O com altura do nível do mar de 100 metros.

A partir destas coordenadas o software *Solarius PV* indica a radiação anual em plano horizontal de 1643,44 kWh/m<sup>2</sup>.



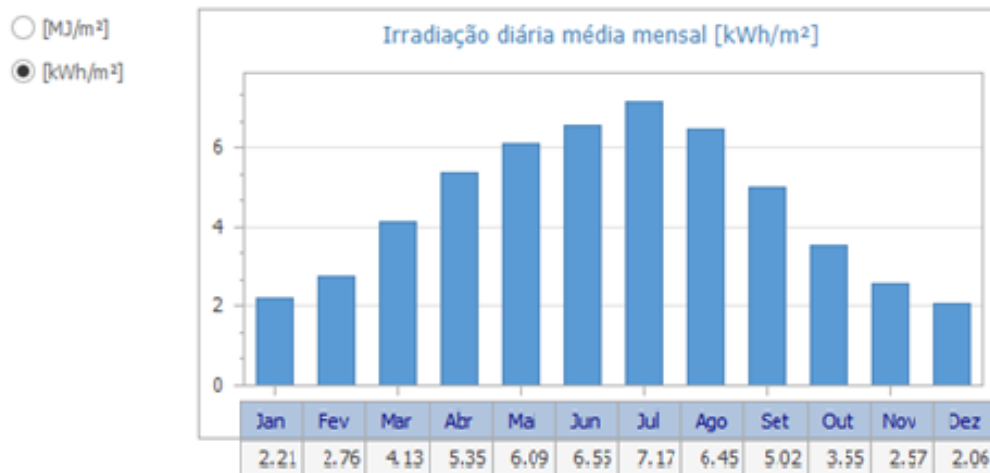


Figura 13: Dados geográficos do software Solarius PV com os dados de radiação diária média mensal (kWh/m<sup>2</sup>) (fonte: Meteornorm 7.1)

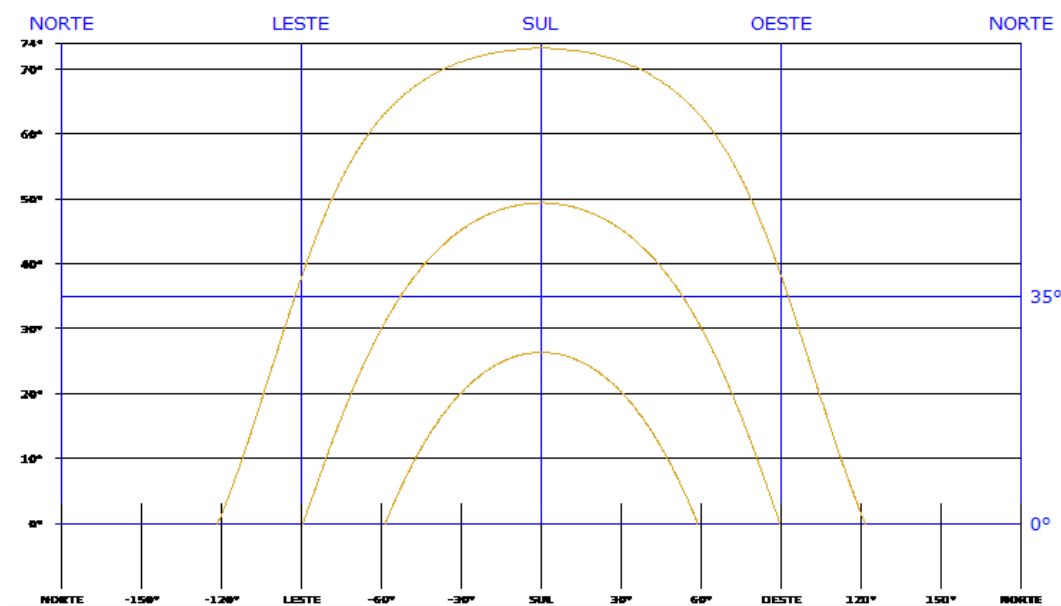


Figura 14: Diagrama solar gerado pelo software Solarius PV Coimbra Lat 40°.2056 N – Long. 8°.4192 O – Alt.100m com coeficiente de sombreamento (diagrama): 1

No entanto, quando se olha para as curvas de produção dos inversores, nota-se que existem fatores que influenciam essa produção PV e que desviam da produção esperada para aquela localização.

Para que esta caracterização fosse o mais realista possível foi efetuado uma análise gráfica escolhendo um conjunto de dias em que a produção PV fosse a mais idêntica à típica curva de produção de um inversor, ou seja, dias sem nebulosidade.

Tabela 13: Dias escolhidos para análise PV

Mês	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.
Dia	18	16	9	6	19	16	16	9	16	13	16	16

No grupo Sul apresenta uma potência na instalação de 20,52 kWp tendo um inversor de 20 kW de potência nominal, e um valor máximo de potência em corrente contínua de 20,44 kW [15].

Tem uma potência inferior ao instalado, mas, como se pode observar nos gráficos da figura 15 constata-se que esta potência é mais do que suficiente, pois o valor máximo obtido foi de 15,584 kW em 06-04-2017.

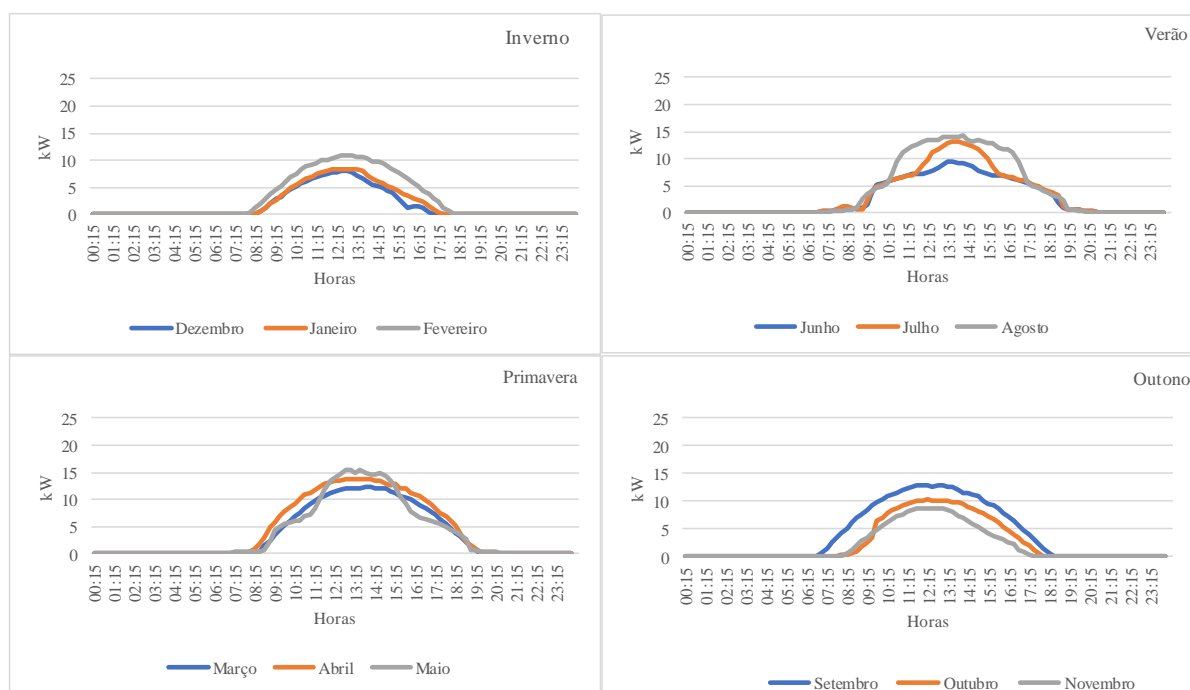


Figura 15: Caracterização do grupo Sul sem considerar a mudança de hora

O grupo sul é o menos afetado a nível de produção, pois a sua colocação encontra-se na fachada do edifício virada a sul, no entanto como mostra a figura 16 os painéis fotovoltaicos dispõem-se em direções opostas.



Figura 16: Exposição do Grupo Sul

Os painéis solares encontram-se virados a este e oeste. Estes painéis foram dispostos a oeste, na tentativa de captar o máximo de radiação solar quando o sol se encontra a poente (ao anoitecer), assim como a parte virada a este, que consiste na tentativa de captar máxima radiação solar quando o sol se encontra a nascente (ao amanhecer) .

Na figura 15 apresenta-se as curvas do comportamento do grupo de painéis ao longo do ano separados pelas estações do ano apresentando uma forma muito idêntica à de um “sino” nos meses de primavera (excetuando o mês de maio), outono e inverno. No verão e incluindo o mês de maio nota-se nas curvas apresentadas um comportamento diferente das outras apresentadas, e a causa tem haver com a localização do grupo de painéis.

Nos meses de maio, junho, julho e agosto apresentam uma declinação em latitude superior ao inverno, “o sol encontra-se mais alto”, logo a fachada existente na parte superior origina sombreamentos ao longo do dia.

É possível assim, ver que se trata de uma questão de sombreamento, devido às rápidas transições de produção PV neste sistema.

Os grupos Nascente e Poente, tem cada um uma potência de pico de 29,16 kW associada a um inversor de 25kW.

Os grupos de painéis encontram-se dispostos na fachada situado no piso 5 do DEEC, como mostra a figura 5 (cor azul claro e azul escuro). No entanto, o grupo nascente encontra-se dividido entre o corredor, figura 18, e a área retangular, figura 19.

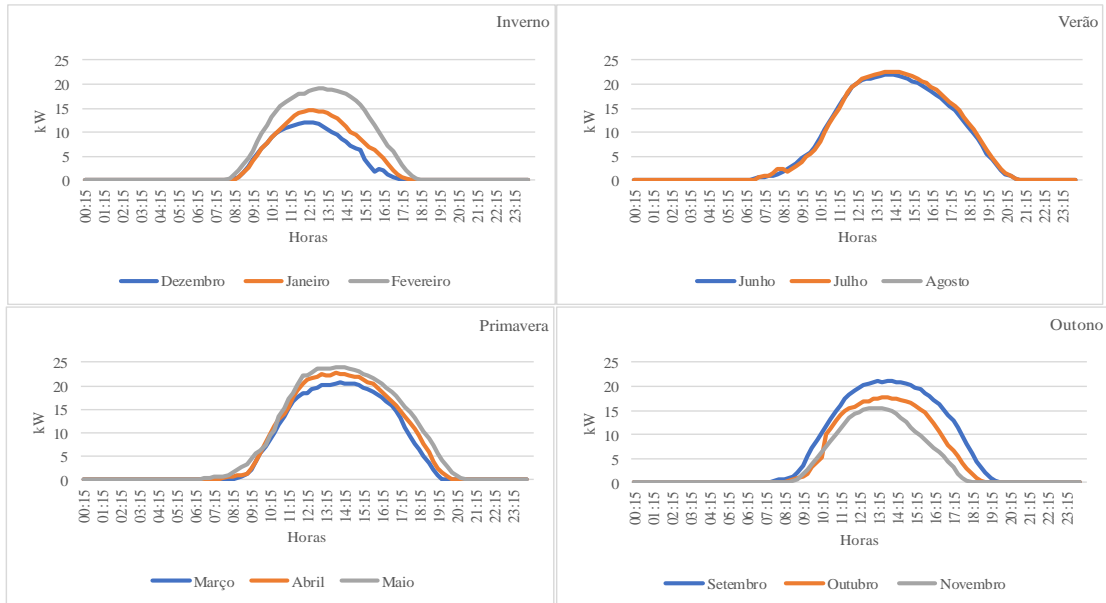


Figura 17:Caracterização do grupo Nascente sem considerar a mudança de hora



Figura 18:Grupo Nascente



Figura 19: Grupo Nascente (área retangular)

Nos grupos poente e nascente apresentam uma disposição diferente ao grupo sul, porque a zona onde foram colocados é uma zona limitada, a orientação escolhida foi a SSO.

Estes dois conjuntos de painéis são os dois sistemas de maior capacidade energética da totalidade do sistema fotovoltaico instalado no edifício.

Este conjunto de painéis apresentam um comportamento idêntico ao longo do dia, apenas como o nascente apresenta valores de produção superiores pelo facto de ter duas áreas com exposição diferente.

O problema associado a estes painéis, volta a ser o sombreamento. Pois, como eles apresentam uma baixa inclinação, nos períodos de inverno, o movimento do sol é mais baixo e o corredor apresenta um muro de trinta centímetros que faz com que se crie um ligeiro sombreamento no fundo dos painéis e mesmo esses criam sombreamento nos painéis anteriores. Esse sombreamento dá resultado principalmente às tremulações visíveis na segunda parte do dia nos gráficos de outono e inverno das figuras 18 e 20.

Outro problema visível nos gráficos, principalmente nos gráficos de primavera e verão é o comportamento na primeira parte do dia. Esse comportamento é resultado da existência da primeira torre do DEEC, que sombreia a zona do corredor e quando existe movimento de translação, instantaneamente a produção dispara, por isso que é visível a produção com inclinação muito acentuada.

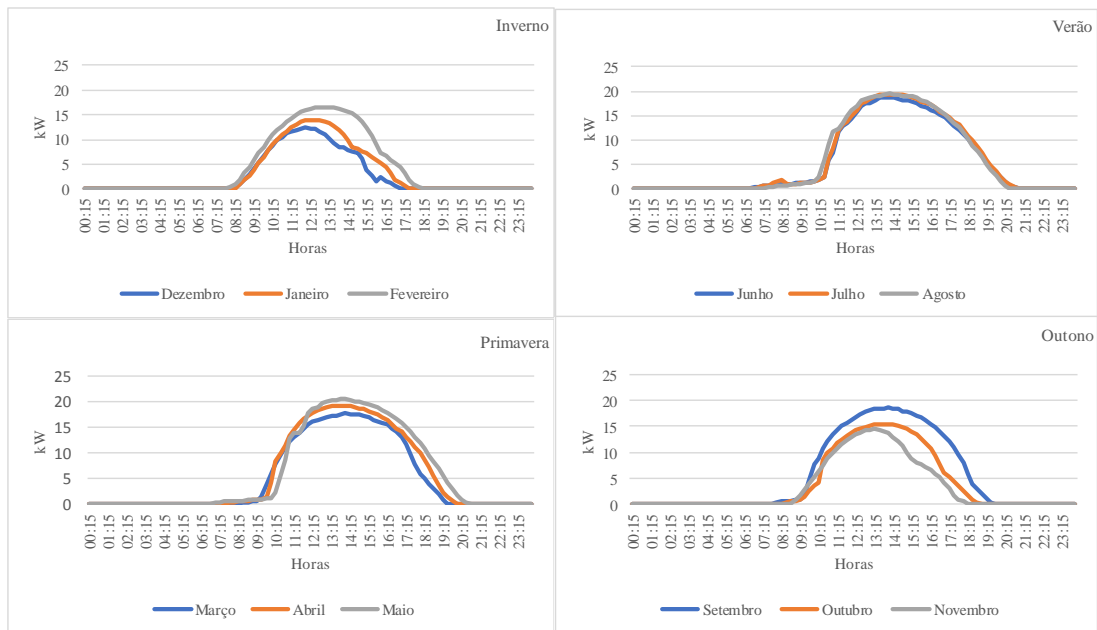


Figura 20: Caracterização PV do grupo Poente sem considerar a mudança de hora



Figura 21: Grupo Poente

Numa análise aos dois gráficos das figuras 17 e 20 retirámos que o pico máximo de produção no sistema PV Nascente foi de 24,012 kW e o pico máximo de produção no sistema PV Poente foi de 20,648 kW.

Estes sistemas sofrem de problemas de sombreamento devido ao facto de a distância de módulo fotovoltaico a módulo fotovoltaico ser de apenas 1,32m com uma inclinação de 13° graus de inclinação.

Pois, ao calcular a distância mínima que devia existir entre fileiras para o ângulo de inclinação de 13° graus, os painéis solares apresentam 0,992m de largura

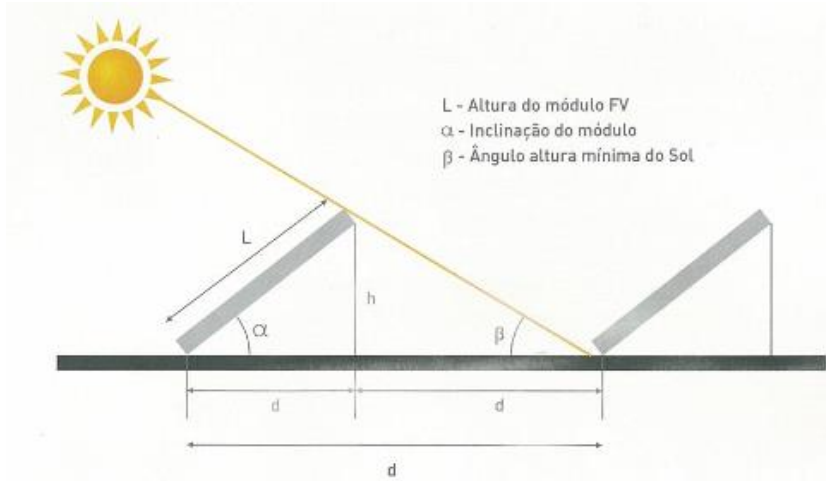


Figura 22: Análise de distância entre fileiras (fonte: SF da teoria à prática 2009)

$$d=L \times \left( \cos \alpha + \frac{\sin \alpha}{\tan \beta} \right) \quad (2)$$

- d – Distância máxima entre módulos fotovoltaicos
- L - Comprimento dos módulos fotovoltaicos
- $\alpha$  - ângulo referente à inclinação do módulo
- $\beta$  - ângulo referente à altura mínima do sol, acontece no solstício de Inverno e tem o valor de 23,5°.

Aplicando a fórmula para os dados que existentes a distância entre módulos fotovoltaicos devia de ser 1,48m e não de 1,32m considerando o caso de inverno usando o valor de 23,5° relativo ao solstício de inverno.

Para a época de Verão, temos o solstício de verão e considerando o angulo  $\beta$ , de 90° o distanciamento entre painéis deveria de ser 1,40m.

O comportamento médio dos inversores durante o ano de 2017 apresenta-se exposto na figura 23, e realça o que já foi dito anteriormente sobre o comportamento dos inversores.

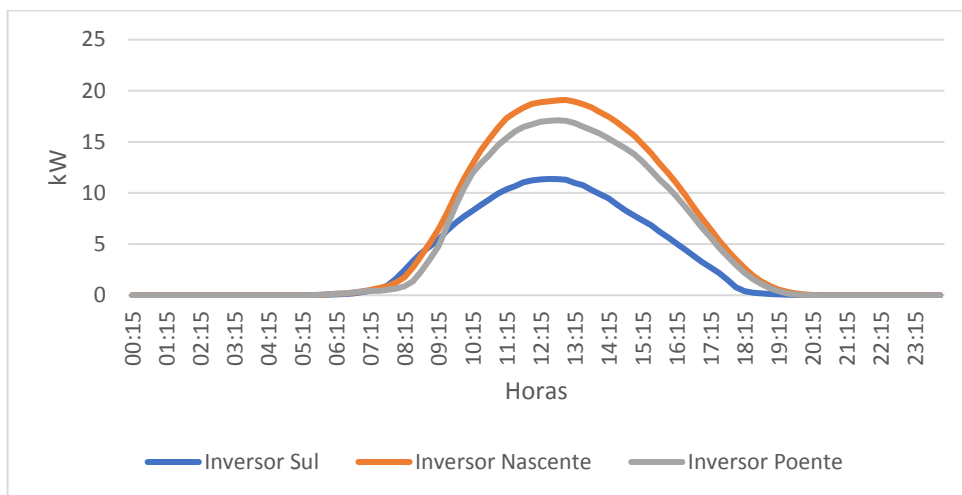


Figura 23: Comportamento médio dos Inversores durante o ano 2017

Assim, é possível ver que o grupo nascente e poente apesar de serem iguais apresentam diferenças de produção, diferenças essas já mencionadas anteriormente.



## 5.2 Caracterização Autoconsumo do sistema PV

Quando falamos em sistemas fotovoltaicos na atual conjuntura, o mais importante é a percentagem da produção que é usada para autoconsumo, isso faz alterar significativamente o retorno monetário que vai ser conseguido com a instalação de uma produção.

O Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores apresentou no ano de 2017 um consumo anual de 393,327 MWh e uma produção de aproximadamente 83,2 MWh, assim num sistema de produção PV com o sistema a funcionar representa cerca de 21,2% do consumo total anual.

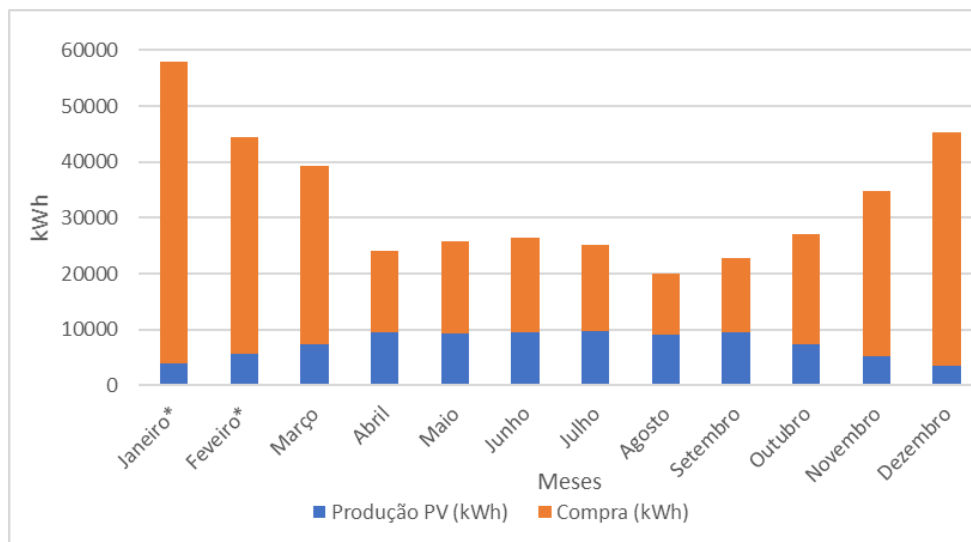


Figura 24: Gráfico absoluto do autoconsumo relativo ao consumo do edifício em 2017

(\*Valores referentes a 2018)

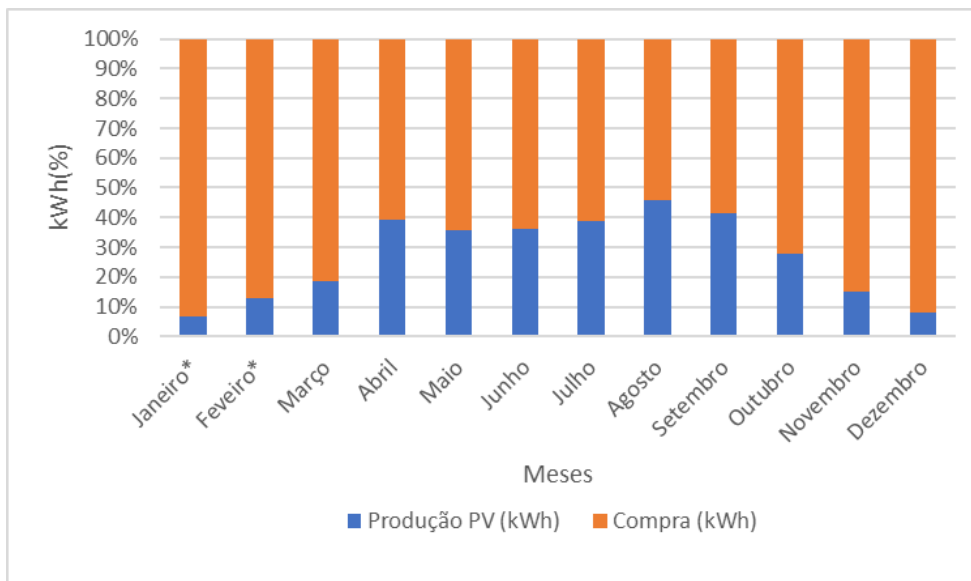


Figura 25: Gráfico percentual do autoconsumo relativo ao consumo do edifício em 2017

(\*Valores referentes a 2018)

Torna-se importante ressaltar que o mês de agosto apresenta uma produção referente a apenas dois grupos de painéis, grupo sul e grupo poente, porque o inversor do grupo nascente encontrava-se desligado.

Dado que o ano de 2017 se apresentou como um ano quente, torna-se interessante analisar as relações obtidas na tabela 14.

Tabela 14: Relação Produção-Consumo do sistema fotovoltaico

<b>Mês</b>	<b>Produção PV (kWh)</b>	<b>Consumo (kWh)</b>	<b>Relação</b>
<b>Jan.*</b>	4031	57913	7%
<b>Fev.*</b>	5736	44469	13%
<b>Mar.</b>	7287	39355	19%
<b>Abr.</b>	9490	24124	39%
<b>Mai.</b>	9263	25789	36%
<b>Jun.</b>	9577	26487	36%
<b>Jul.</b>	9786	25164	39%
<b>Ago.</b>	2206	19923	46%
<b>Set.</b>	9533	22909	42%
<b>Out.</b>	7467	27041	28%
<b>Nov.</b>	5178	34748	15%
<b>Dez.</b>	3626	45402	8%
<b>Total</b>	83185	393327	21%

(\*Valores referentes a 2018)

Além de se ter verificado neste ano um verão extremamente quente, existiram vários dias em que a temperatura foi bastante alta, no entanto encontrava-se o céu com nebulosidade devido a fatores ambientais.

Os meses de abril, maio, junho, julho, agosto, setembro são os que apresentam uma maior relação entre a energia produzida e consumida. O mês de agosto é o mês com uma maior relação, no entanto, é pelo consumo ser baixo devido à pausa letiva e férias de verão dos docentes, serviços administrativos.

Os meses de abril e setembro são os meses de maior relação e são meses pertencentes à primavera e outono. Este aspeto é importante, porque a eficiência da conversão dos painéis solares vai variar com a temperatura.

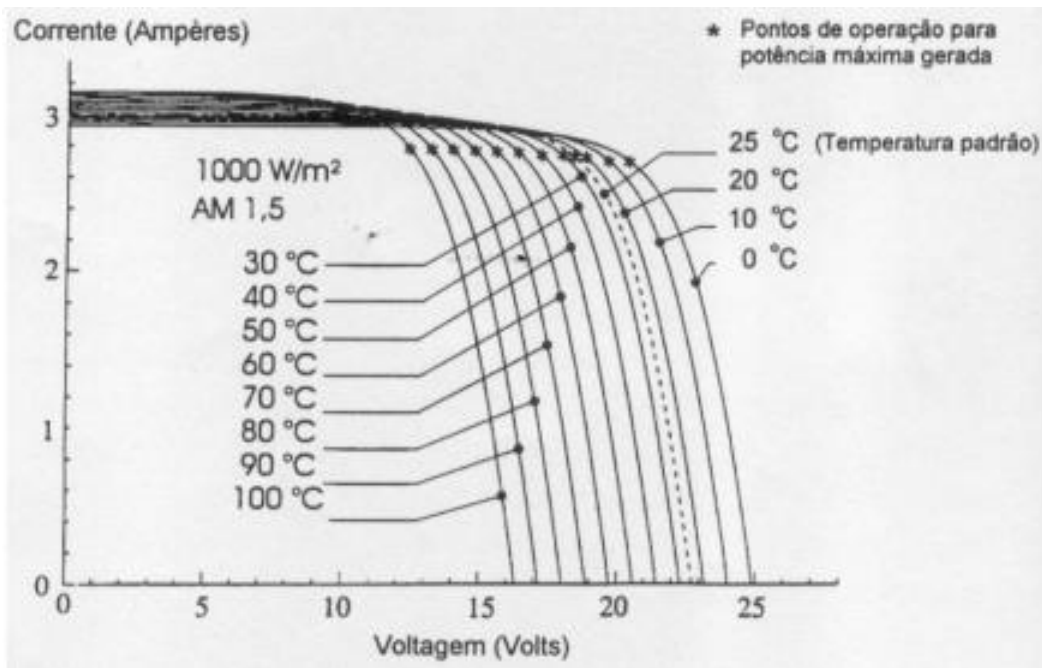


Figura 26:Causa-efeito da temperatura na célula fotovoltaica [17]

Quando existe um aumento da temperatura ambiente, nos painéis solares é possível atingir temperaturas bastante elevadas (por vezes superiores a 50°) e essa temperatura vai afetar o rendimento do painel solar, pois, a tensão varia com a temperatura e para temperaturas muito altas a tensão é baixa, logo a potência entregue vai diminuir também.

Remetendo esta ideia para o sistema fotovoltaico em análise, podemos escolher a semana com uma temperatura ambiente mais baixa e uma com a temperatura mais alta para confirmar a teoria acima mencionada [18].

O mês mais frio no ano de 2017 foi no mês de janeiro, seguido do mês de dezembro. Como no mês de janeiro ainda não estava instalado o sistema fotovoltaico não é possível escolher, no entanto, pode-se atribuir o mês de dezembro para selecionar. Os meses mais quentes foram abril, maio; junho e outubro.

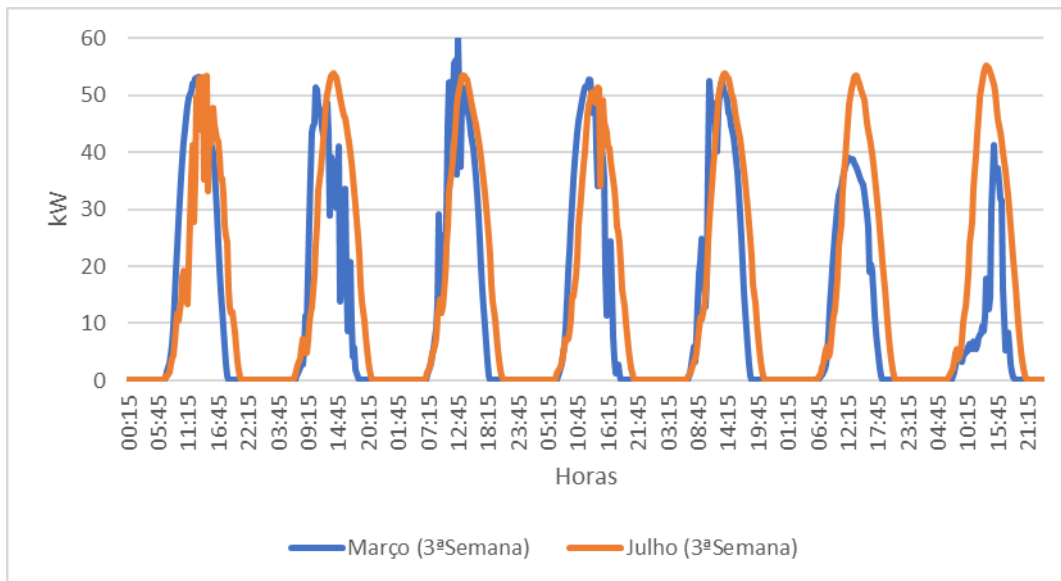


Figura 27: Representação semanal da produção PV

Selecionaram-se dois gráficos semanais de produção PV, a terceira semana do mês de março e a terceira semana do mês de julho, com intuito de analisar a questão do efeito da temperatura.

Comparando a terceira semana do mês de março com a terceira semana do mês de julho e fazendo um paralelo entre a figura 13 e a figura 27, é possível visualizar que para o mês de março o índice de radiação diária média mensal é de 4,13 kWh/m<sup>2</sup> enquanto que para o mês de julho é de 7,17 kWh/m<sup>2</sup>. Intercalando estes dados aos dados da figura 27 verifica-se que para índices de radiação média mensal diferentes a produção PV é idêntica em ambos os casos. Logo, confirma-se que a temperatura tem efeito sobre a produção PV.

### 5.3 Análise Económica do sistema fotovoltaico

A evolução económica é um fator indispensável quando se quer efetuar um estudo da viabilidade económica e assim verificar a rentabilidade que o sistema fotovoltaico apresenta ao longo do ano.

Com o propósito de fazer um estudo mais detalhado sobre o sistema PV, usando como base de comparação o ano anterior, foram analisados em detalhe resultados interessantes e comparados ao do projeto a fim de aberta uma perspetiva mais realista sobre o sistema.

Como é importante lembrar, o sistema foi projetado não levando em consideração vários detalhes que já foram mencionados nos capítulos anteriores, como a questão do sombreamento e as infraestruturas que alteram a normal produção PV.

Usando a ferramenta de análise foi possível observar o valor real do autoconsumo, consumo, injeção na rede durante o período em análise.

Assim, o valor de autoconsumo realizado é de 12385,52 € (c/IVA), ou seja, é uma fatia monetária que foi poupada com a instalação.

Tabela 15: Tabela representativa do autoconsumo da instalação desagregado pelos períodos tarifários

<b>Autoconsumo</b>															
Repartição					Tarifa								Custo		
	Inverno	S.Vazio	V.Normal	Ponta	Cheia	S.Vazio	V.Normal	Ponta	Cheia	S.Vazio	V.Normal	Ponta	Cheia	Média	Total
<b>Total</b>	18151	0	3675	4438	10039	0,0%	20,2%	24,4%	55,3%	0,0664	0,0751	0,1759	0,1018	0,11	2.079 €
	Verão	S.Vazio	V.Normal	Ponta	Cheia	S.Vazio	V.Normal	Ponta	Cheia	S.Vazio	V.Normal	Ponta	Cheia	Média	Total
<b>Total</b>	69169	0	12348	11106	45716	0,0%	17,9%	16,1%	66,1%	0,0664	0,0751	0,2171	0,1018	0,12	7.992 €
<b>Total</b>	87320													Total s/IVA	10.070,34 €
														Total c/IVA	12.386,52 €

Assim é possível calcular o *payback* simples da instalação baseado no período de tempo em análise. Ficando com uma perceção sobre o tempo de retorno do investimento inicial.

$$\text{payback} = \frac{\text{Investimento Inicial}}{\text{Poupança}} \quad (3)$$

Legenda:

- Investimento. Inicial – Investimento efetuado no projeto
- Poupança – O valor recuperado num determinado período de tempo

Assim, de acordo com o projeto fornecido pela empresa que instalou o sistema PV, Ecowatt, o sistema teve um custo de 90000 €, assim o playback é de 7,27 anos.

$$\text{payback} = \frac{\text{Investimento Inicial}}{\text{Poupança}} = \frac{90000}{12386,52} = 7,27 \text{ anos} \quad (4)$$

Este resultado é um indicador de retorno de investimento, pois, os painéis instalados apresentam a garantia do fornecedor de 15 anos com um rendimento nominal de 90 %, isso traduz numa rentabilidade bastante razoável no período de vida do equipamento.

Um outro fator que pode ser interessante de analisar quando se fala do valor de autoconsumo é a questão das horas de ponta. O valor do custo de energia em hora de ponta varia de acordo com o período do ano (Verão ou Inverno).

Assim, quando se olha para a figura 28 em questão da energia, a fatia do valor em energia ou em euros em horas de ponta não é muito grande, pois, como são apenas 3 horas de um período de 24 horas não é esperado um valor percentual superior ao apresentado.

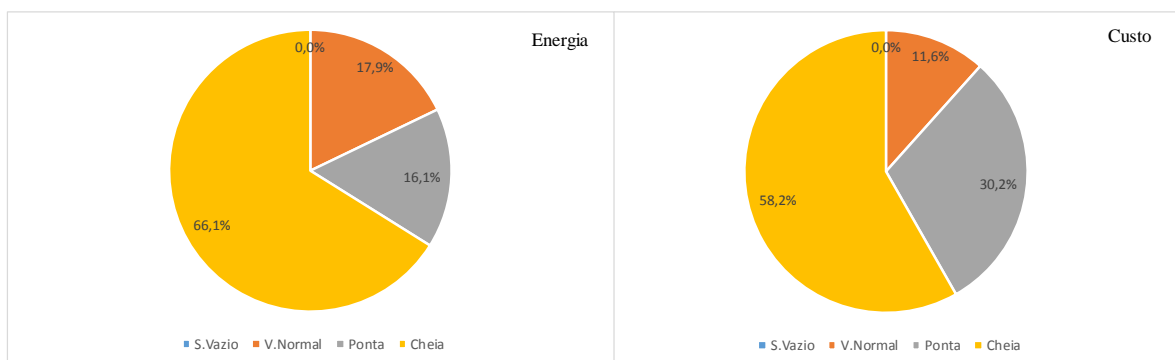


Figura 28:: Gráfico representativo da percentagem em questão de energia dos diferentes períodos horários durante o período de Verão

No entanto, quando se analisa em questão monetária o período horário já se torna significativo como mostra o gráfico circular da direita da figura 28.

O período horário de ponta do ponto de vista monetária apresenta logo uma diferença positiva de 14,1 % e, isto acontece porque o valor da tarifa é diferente para o período de verão, o que significa que mesmo sendo apenas 3 horas de um dia completo em questão monetária tem um peso considerável nos custos evitados.

Para o inverno, na figura 29 nota-se que, em questão de energia, a fatia do valor em horas de ponta já é superior à fatia em horas de ponta no verão, o que é normal, pois o período de hora de ponta é de 5 horas.

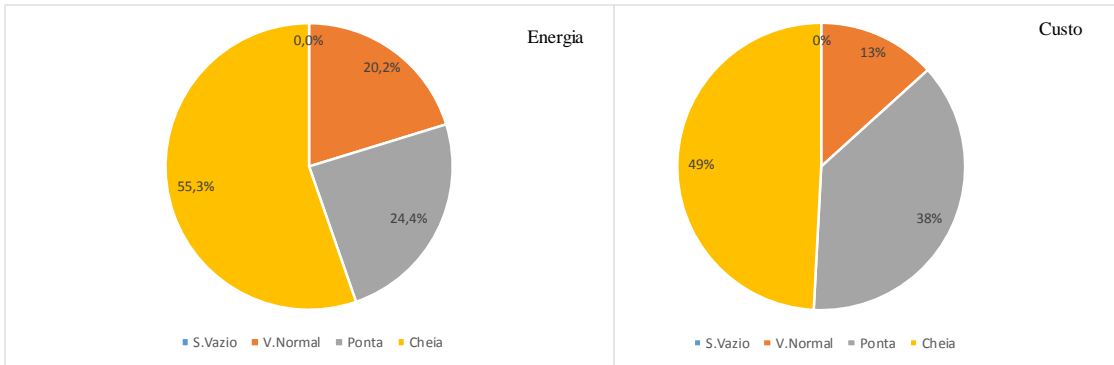


Figura 29:Gráfico representativo da percentagem em questão de energia dos diferentes períodos horários durante o período de Inverno

Quando a análise é feita sobre o gráfico circular do lado direito da figura 29 já existe uma diferença positiva de 13,6%, no entanto, não superior à diferença no verão, sendo, esta diferença um resultado dos diferentes valores tarifários praticados.



O consumo é estável porque a base consumidora do edifício mantém-se praticamente constante.

Assim, o consumo anual do edifício apresentaria um valor monetário de 65199,39 € (c/IVA), representativo de 477,077 MWh, no entanto, com o autoconsumo, diminui o valor a pagar cerca de 19%.

Tabela 16: Tabela representativa do consumo da instalação desagregado pelos períodos tarifários

### Consumo

	Repartição					Tarifa								Custo	
	Inverno	S.Vazio	V.Normal	Ponta	Cheia	S.Vazio	V.Normal	Ponta	Cheia	S.Vazio	V.Normal	Ponta	Cheia	Média	Total
<b>Total</b>	233689	25572	45559	48398	114161	10,9%	19,5%	20,7%	48,9%	0,07	0,08	0,18	0,10	0,108	25.255 €
	Verão	S.Vazio	V.Normal	Ponta	Cheia	S.Vazio	V.Normal	Ponta	Cheia	S.Vazio	V.Normal	Ponta	Cheia	Média	Total
<b>Total</b>	243388	28588	51796	46594	116410	11,7%	21,3%	19,1%	47,8%	0,07	0,08	0,22	0,10	0,114	27.753 €
<b>Total</b>	477077													Total s/IVA	53.007,63 €
														Total c/IVA	65.199,39 €

A questão da injeção na rede é importante também ver, pois, quando estamos com um sistema PV dotado de inversores é importante ter uma noção da quantidade de energia que é vendida á RESP.

Como o sistema fotovoltaico está dimensionado para que a produção seja consumida pela instalação, apenas existe uma pequena fatia de injeção na rede.

Esta fatia é de 1999,5 €, sendo resultado principalmente dos fins-de-semana em que não existe um consumo de energia normal por parte da instalação.

Tabela 17: Tabela representativa da injeção na rede desagregada por períodos tarifários

### Injeção na Rede

	Repartição					Tarifa								Custo	
	Inverno	S.Vazio	V.Normal	Ponta	Cheia	S.Vazio	V.Normal	Ponta	Cheia	S.Vazio	V.Normal	Ponta	Cheia	Média	Total
<b>Total</b>	102	0	75	0	26	0,0%	74,1%	0,0%	25,9%	--	--	--	--	0,40	41 €
	Verão	S.Vazio	V.Normal	Ponta	Cheia	S.Vazio	V.Normal	Ponta	Cheia	S.Vazio	V.Normal	Ponta	Cheia	Média	Total
<b>Total</b>	1734	0	1423	4	308	0,0%	82,0%	0,2%	17,7%	--	--	--	--	0,91	1.585 €
<b>Total</b>	1836													Total s/IVA	1.625,61 €
														Total c/IVA	1.999,50 €

## 6. Conclusão e Trabalhos futuros

### 6.1 Conclusão

O objetivo desta dissertação consiste na análise de funcionamento do sistema fotovoltaico instalado no DEEC baseada nas leituras sobre o consumo do edifício e a produção PV.

A análise foi feita a partir do desenvolvimento de uma aplicação em Microsoft Excel para auxiliar na análise dos dados.

Esta ferramenta permite, introduzindo os dados de consumo e produção a cada 15 minutos é possível fazer um estudo sobre o ano corrente e o ano transato para que se consiga fazer a análise de vários pontos como foi feito nesta dissertação.

Esta análise foi efetuada por um período de 12 meses, pois o sistema só se apresentou em funcionamento em 13 de fevereiro de 2017 foi feito o estudo anual considerando janeiro e fevereiro de 2018. Importa também salientar que como o licenciamento ainda não se encontra concluído em diversos fins-de-semanas e durante o mês de agosto o sistema só se encontrou a funcionar com dois grupos inversores.

Torna-se interessante concluir que o sistema fotovoltaico apresenta relativamente ao projeto. Foi mostrado ao longo desta dissertação que o sombreamento é um fator importante a se ter em conta aquando da fase-projeto, porque foi possível visualizar nos gráficos dos inversores, apresentam uma quebra na produção PV, realçando o facto de que a localização não permitia outras opções.

Outra conclusão importante são os custos evitados devido à redução da energia comprada à rede, ou seja, este sistema foi projetado para compensar o consumo base do DEEC, operando durante 12 meses representou uma fatia de 21,2%, o que é bastante razoável, diminuindo assim o payback esperado aquando o projeto.

Dado que os grupos inversores representam na totalidade 70 kW e a produção apresenta-se num intervalo entre 40 a 60 kW, a potência total dos inversores encontra-se

sobredimensionada, o que permite colocar mais painéis solares para aumentar a potência de pico dos painéis (atualmente é 78.84 kW) sem a necessidade de inserir um novo inversor.

Com este estudo feito conclui-se que o sistema se encontra projetado para fazer face ao consumo base do DEEC e não com vista para UPP pois, a injeção na rede apenas representa 0,4 % do total consumido pelo DEEC.

## 7.2 Trabalhos futuros

Como trabalho futuro sugere-se o aperfeiçoamento deste sistema fotovoltaico, com acesso aos dados de produção PV durante um ano inteiro e com os dados sobre a produção de cada inversor para especificar ainda mais a análise.

Sugere-se também o redimensionamento dado que o DEEC apresenta várias zonas amplas viradas a SSO que podem ser aproveitadas para produção fotovoltaica.

## Referências Bibliográficas

- [1] AS Solar Ibérica (2015). O autoconsumo em Portugal, baseado na Associação Portuguesa de Empresas do Sector Fotovoltaico (APESF)
- [2] Regime Jurídico no Autoconsumo baseado na Associação Portuguesa de Empresas do Sector Fotovoltaico, 8 de maio de 2015,
- [3] DRE, Diário da República Portuguesa, Decreto-Lei 363/2007. Estabelece o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade por intermédio de unidades de microprodução
- [4] DRE, Diário da República Portuguesa, Decreto-lei 34/2011. Estabelece o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade por intermédio de instalações de pequena potência, designadas por unidades de miniprodução
- [5] DRE, Diário da República Portuguesa, Decreto-Lei 153/2014. Cria os regimes jurídicos aplicáveis à produção de eletricidade destinada ao autoconsumo e ao da venda à rede elétrica de serviço público a partir de recursos renováveis, por intermédio de Unidades de Pequena Produção
- [6] DRE, Diário da República Portuguesa, Diretiva (Extrato) 3/2018, de 11 de janeiro, Perfis de consumo, de produção e de autoconsumo aplicáveis em 2018.
- [7] EDP Distribuição, GMLDD, Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados.
- [8] Distribuição EDP, Manual de Ligações à rede elétrica de serviço público, outubro 2015, 5ª Edição
- [9] DRE, Diário da República Portuguesa n.º 16/2015, Série I de 2015-01-23, Portaria N.º14/2015
- [10] DRE, Diário da República Portuguesa n.º 16/2015, Série I de 2015-01-23, Portaria N.º15/2015
- [11] DGEG, CTE 64, Comissão Técnica de Normalização Eletrotécnica, Esquemas Tipo de Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC) com tecnologia solar fotovoltaica
- [12] Ecowatt, Sistema PV de Autoconsumo, proposta outubro 2016

[13] SMA, SUNNY TRIPOWER 15000TL / 20000TL / 25000TL, Technical Characteristics

[14] AXITEC, AC-270P, Technical Characteristics,

[15] SMA, SUNNY TRIPOWER 15000TL / 20000TL / 25000TL, Technical Characteristics

[16] IPMA, Instituto Português do Mar e Atmosfera, Boletim Climatológico Anual Portugal Continental 2017

[17] Fadigas Eliane, Grupo de Energia Escola Politécnica Universidade de S. Paulo, Energia Solar fotovoltaica: Fundamentos, Conversão e Viabilidade técnico-econômica

[18] IPMA, Instituto Português do Mar e Atmosfera, Boletim Climatológico Anual Portugal Continental 2017

[19] REUTERS, Reuters Staff, “Global temperature to rise next year but no new record”  
<https://www.reuters.com/article/us-global-weather/global-temperature-to-rise-next-year-but-no-new-record-uk-met-office-idUSKBN1EF1CX>

# Anexos

## Anexo 1 – Características técnicas dos equipamentos utilizados na instalação fotovoltaica

Tabela 18: Características técnicas dos inversores 20000TL e 25000TL usados na instalação

Technical Data	Sunny Tripower 20000TL	Sunny Tripower 25000TL
<b>Input [DC]</b>		
Max. generator power	36000 Wp	45000 Wp
DC rated power	20440 W	25550 W
Max. input voltage	1000 V	1000 V
MPP voltage range / rated input voltage	320 V to 800 V / 600 V	390 V to 800 V / 600 V
Min. input voltage / start input voltage	150 V / 188 V	150 V / 188 V
Max. input current input A / input B	33 A / 33 A	33 A / 33 A
Number of independent MPP inputs / strings per MPP input	2 / A-3; B-3	2 / A-3; B-3
<b>Output [AC]</b>		
Rated power (at 230 V, 50 Hz)	20000 W	25000 W
Max. AC apparent power	20000 VA	25000 VA
AC nominal voltage	3 / N / PE; 230 V / 380 V 3 / N / PE; 230 V / 400 V 3 / N / PE; 240 V / 415 V	180 V to 280 V
AC voltage range	50 Hz / 44 Hz to 55 Hz 60 Hz / 54 Hz to 65 Hz	50 Hz / 230 V
AC grid frequency / range	29 A / 29 A	36.2 A / 36.2 A
Rated power frequency / rated grid voltage	1 / 0 overexcited to 0 underexcited	± 2%
Max. output current / Rated output current		3 / 3
Power factor at rated power / Adjustable displacement power factor		
THD		
Feed-in phases / connection phases		
<b>Efficiency</b>		
Max. efficiency / European Efficiency	98.4% / 98.0%	98.3% / 98.1%
<b>Protective devices</b>		
DC side disconnection device	•	
Ground fault monitoring / grid monitoring	• / •	
DC surge arrester (Type I) can be integrated	○	
DC reverse polarity protection / AC short-circuit current capability / galvanically isolated	• / • / -	
All-pole sensitive residual-current monitoring unit	•	
Protection class (according to IEC 62109-1) / overvoltage category (according to IEC 62109-1)	1 / AC II; DC II	
<b>General data</b>		
Dimensions (W / H / D)	661 / 682 / 264 mm (26.0 / 26.9 / 10.4 inch)	
Weight	61 kg (134.48 lb)	
Operating temperature range	-25 °C to +60 °C (-13 °F to +140 °F)	
Noise emission (typical)	51 dB(A)	
Self-consumption (at night)	1 W	
Topology / cooling concept	Transformerless / Cooled	
Degree of protection (as per IEC 60529)	IP65	
Climate category (according to IEC 60721-3-4)	4K41	
Maximum permissible value for relative humidity (non-condensing)	100%	
<b>Features / function / Accessories</b>		
DC connection / AC connection	SUNCIK / spring-cage terminal	
Display	○	
Interface: RS485, Speedwire/Webconnect	○ / •	
Data interface: SMA Modbus / SunSpec Modbus	• / •	
Multifunction relay / Power Control Module	○ / ○	
OptiTrac Global Peak / Integrated Mast Control / G on Demand 24/7	• / • / •	
Off-Grid capable / SMA Tool Save Controller compatible	• / •	
Guarantee: 5 / 10 / 15 / 20 years	• / ○ / ○ / ○	
Certificates and permits (some available on request)		
* Does not apply to all national approvals: 0191 20438		
<b>Type designation</b>	STP 20000TL-30	STP 25000TL-30

Tabela 19: Características técnicas dos painéis solares AXITEC AC-270P usados na instalação

<b>Electrical data</b> (at standard conditions (STC) Irradiance 1000 watt/m <sup>2</sup> , spectrum AM 1,5 at a cell temperature of 25°C)						
Type	Nominal output P <sub>mp</sub>	Nominal voltage U <sub>mp</sub>	Nominal current I <sub>mp</sub>	Short circuit current I <sub>sc</sub>	Open circuit voltage U <sub>oc</sub>	Module conversion efficiency
AC-260P/156-60S	260 Wp	30,92 V	8,43 A	9,01 A	38,00 V	15,98 %
AC-265P/156-60S	265 Wp	30,98 V	8,60 A	9,20 A	38,16 V	16,29 %
AC-270P/156-60S	270 Wp	31,12 V	8,71 A	9,25 A	38,21 V	16,60 %
AC-275P/156-60S	275 Wp	31,25 V	8,83 A	9,32 A	38,29 V	16,90 %
AC-280P/156-60S	280 Wp	31,48 V	8,90 A	9,37 A	38,61 V	17,21 %

<b>Design</b>	
Frontside	3,2 mm hardened, low-reflection white glass
Cells	60 polycrystalline high efficiency cells 156 mm x 156 mm (6")
Backside	Composite film
Frame	35 mm silver anodized aluminium frame

<b>Mechanical data</b>	
L x W x H	1640 x 992 x 35 mm
Weight	18,0 kg with frame

<b>Power connection</b>	
Socket	Protection Class IP67 (3 bypass diodes)
Wire	approx. 1,1 m, 4 mm <sup>2</sup>
Plug-in system	Plug/socket IP67

<b>Limit values</b>	
System voltage	1000 VDC
NOCT (nominal operating cell temperature)*	45°C +/-2K
Max. load-carrying capacity	5400 N/m <sup>2</sup>
Reverse current feed IR	16,0 A
Permissible operating temperature	-40°C to 85°C / -40F to 185F

(No external voltages greater than U<sub>oc</sub> may be applied to the module)

\* NOCT, irradiance 800 W/m<sup>2</sup>; AM 1,5; wind speed 1 m/s; Temperature 20°C

<b>Temperature coefficients</b>	
Voltage U <sub>oc</sub>	-0,30 %/K
Current I <sub>sc</sub>	0,04 %/K
Output P <sub>mp</sub>	-0,42 %/K

<b>Low-light performance</b> (Example for AC-260P/156-60S)		
I-U characteristic curve	Current I <sub>pp</sub>	Voltage U <sub>pp</sub>
200 W/m <sup>2</sup>	1,70 A	30,10 V
400 W/m <sup>2</sup>	3,42 A	30,15 V
600 W/m <sup>2</sup>	5,41 A	30,52 V
800 W/m <sup>2</sup>	6,82 A	30,86 V
1000 W/m <sup>2</sup>	8,43 A	30,92 V

<b>Packaging</b>	
Module pieces per pallet	30
Module pieces per HC-container	840

## Anexo 2 – Ferramenta de análise – outros gráficos obtidos

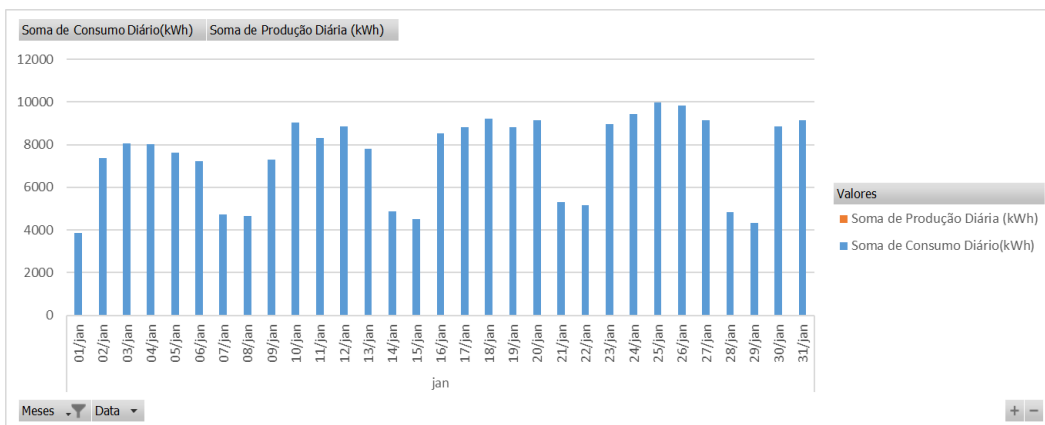


Figura 30: Gráfico da análise diária de janeiro de 2017 representativo do consumo e sem qualquer produção PV

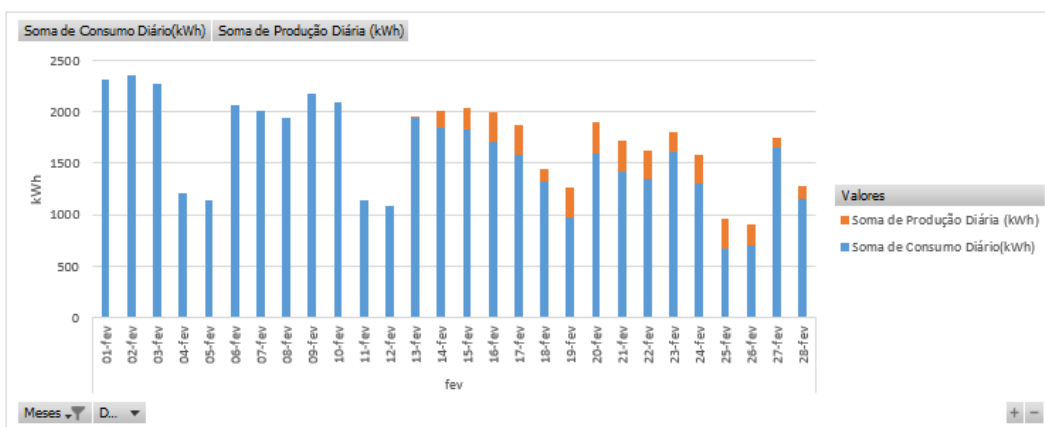


Figura 31: Gráfico da análise diária de fevereiro de 2017 representativo do consumo e do arranque do sistema PV

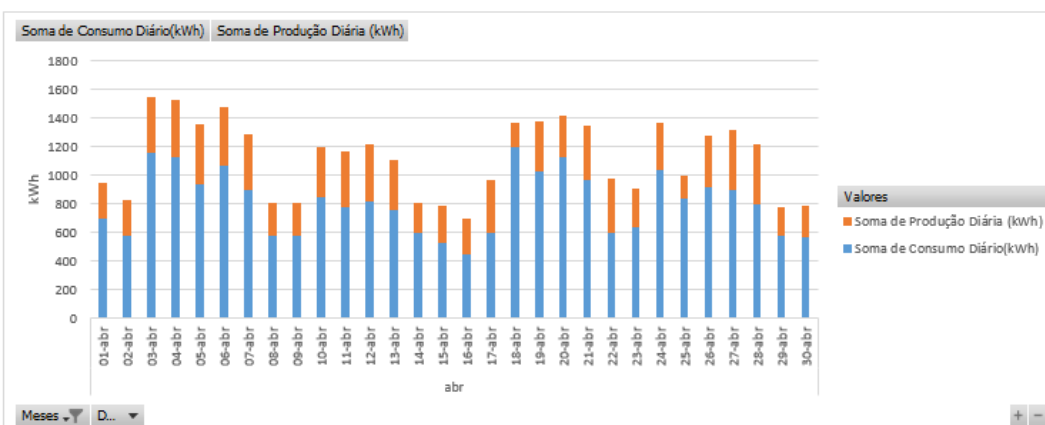


Figura 32: Gráfico da análise diária de abril de 2017 representativo do consumo e produção PV



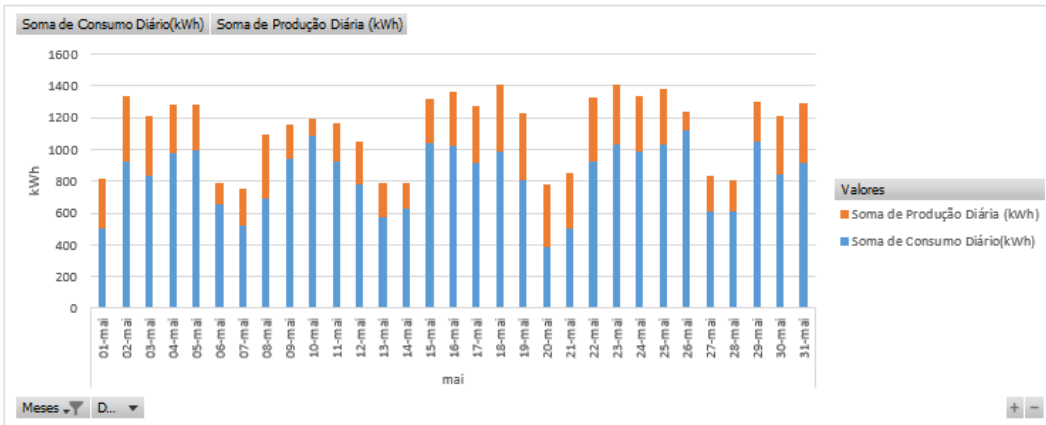


Figura 33: Gráfico da análise diária de maio de 2017 representativo do consumo e produção PV

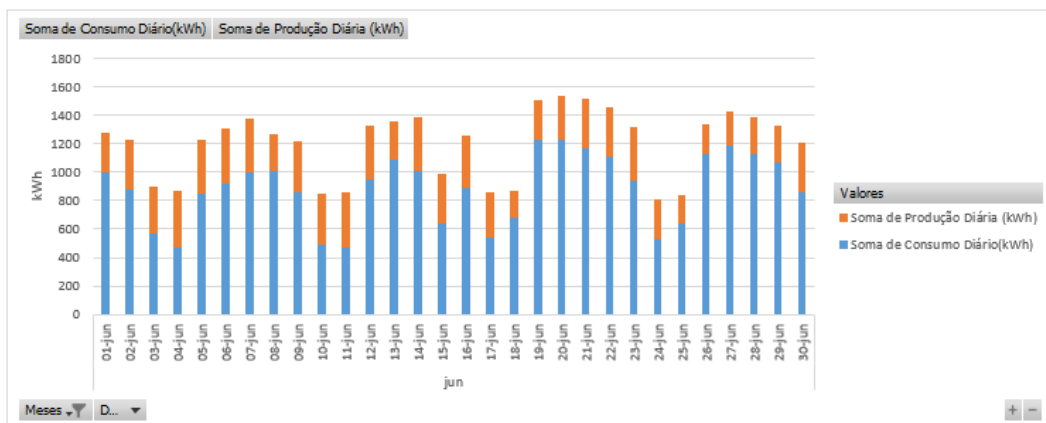


Figura 34: Gráfico da análise diária de junho de 2017 representativo do consumo e produção PV

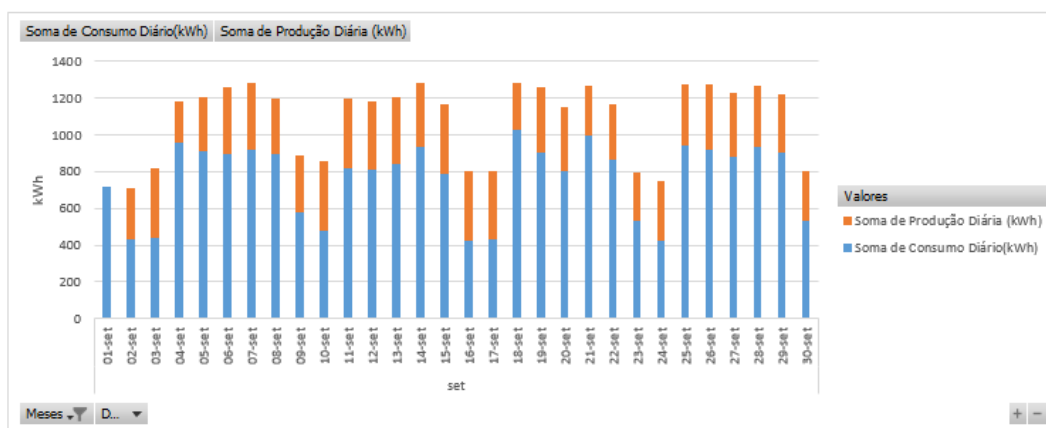


Figura 35: Gráfico da análise diária de setembro de 2017 representativo do consumo e produção PV

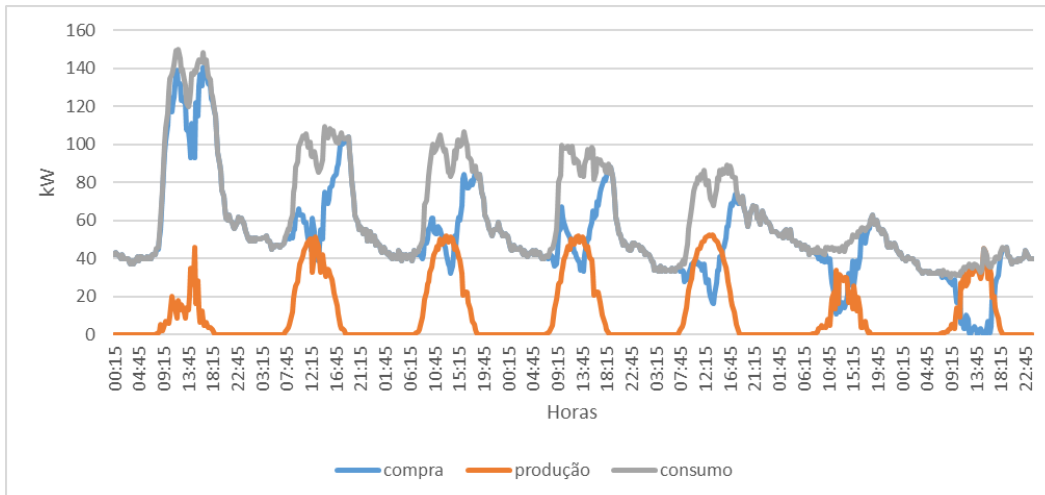


Figura 36: Gráfico representativo da semana 10 do ano de 2017

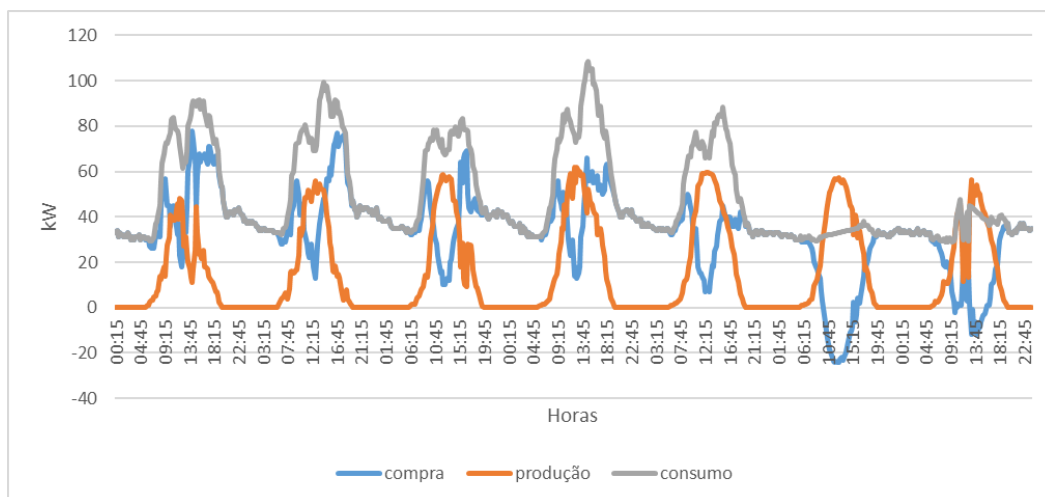


Figura 37: Gráfico representativo da semana 20 do ano de 2017

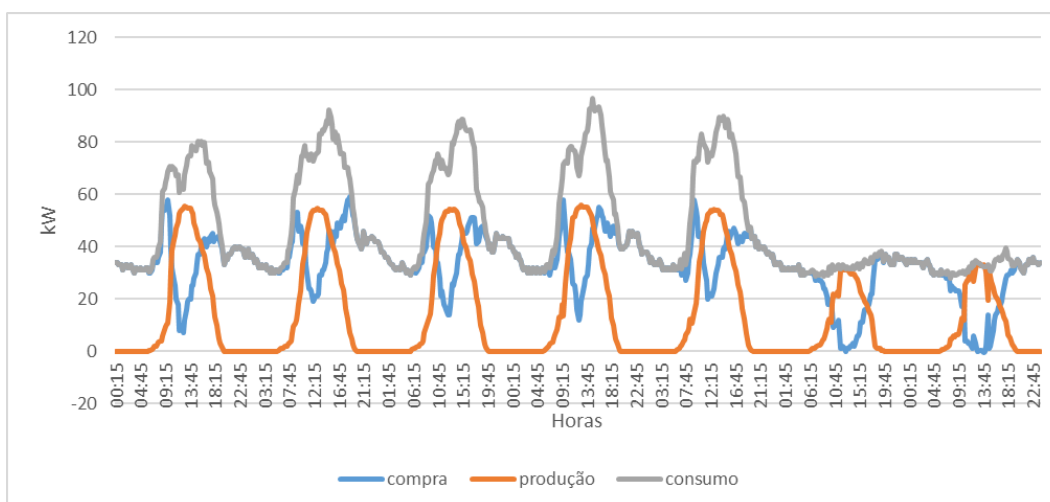


Figura 38: Gráfico representativo da semana 30 do ano de 2017

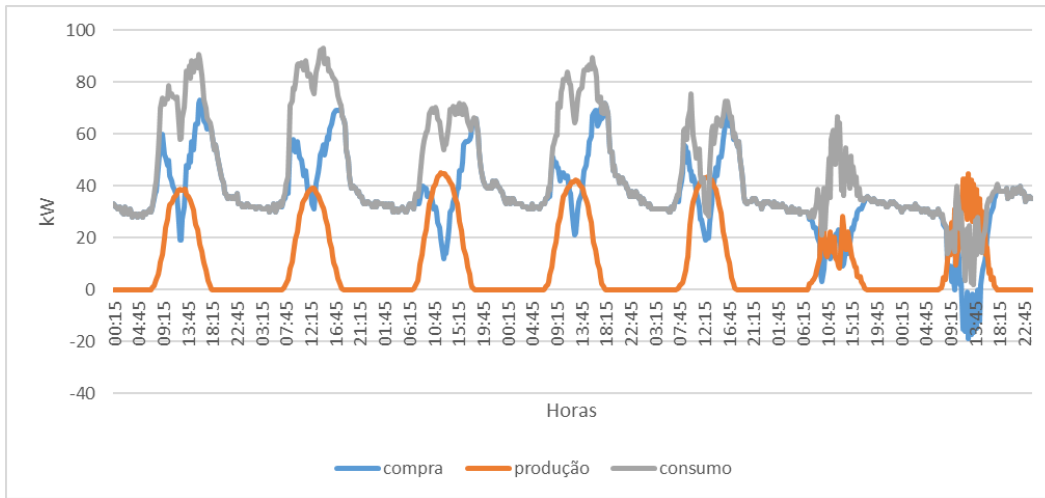


Figura 39: Gráfico representativo da semana 41 do ano de 2017

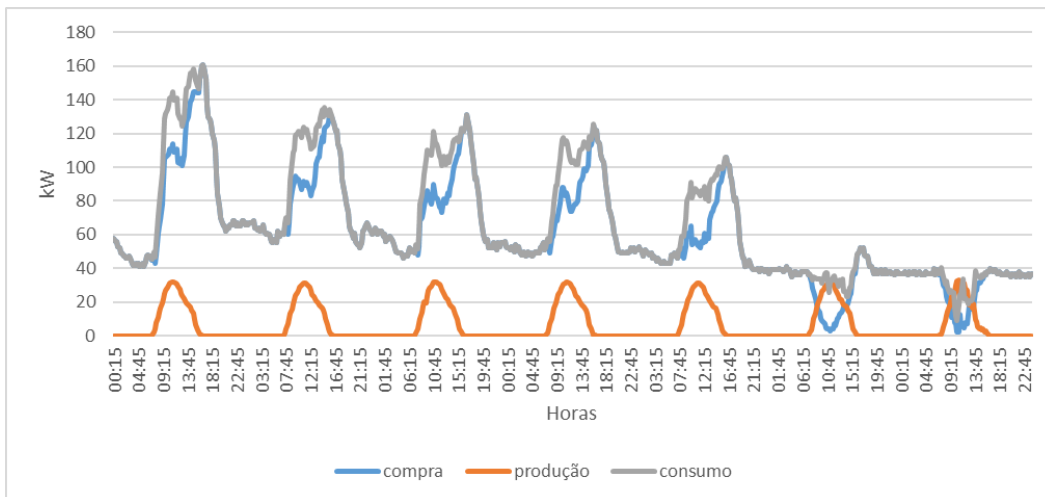


Figura 40: Gráfico representativo da semana 51 do ano de 2017