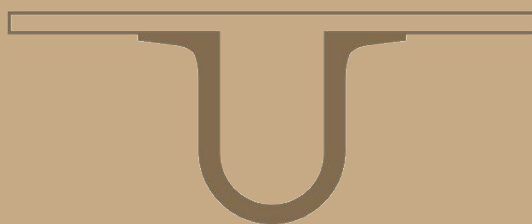




UNIVERSIDADE DE
COIMBRA



Ana Filipa Marques de Pinho

**ANÁLISE DO DESEMPENHO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO
INSTALADO NO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA
ELETROTÉCNICA E DE COMPUTADORES DA FCTUC**

Dissertação no âmbito do Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de
Computadores

Área de Especialidade de Energia

Fevereiro, 2019



Universidade de Coimbra

Faculdade de Ciências e Tecnologia

Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Análise do desempenho do sistema fotovoltaico instalado no Departamento de Engenharia
Eletrotécnica e de Computadores - FCTUC

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Ana Filipa Marques de Pinho

Orientador:

Professor Doutor Humberto Manuel Matos Jorge

Presidente de Júri:

Professor Doutor Álvaro Filipe Peixoto Cardoso de Oliveira Gomes

Vogal:

Professor Doutor Pedro Manuel Soares Moura

Coimbra, 2019

“Quanto mais aumenta o nosso conhecimento, mais evidente fica a nossa
ignorância.”

Jonh F. Kennedy, em U. S. Govt. Print. Off. 1962

Agradecimentos

O meu agradecimento ao meu orientador, Professor Doutor Humberto Manuel Matos Jorge, por toda a disponibilidade que teve e demonstrou, para me ajudar na realização desta dissertação.

Um agradecimento muito especial aos meus pais, Paulo e Marina, por todo o seu esforço e dedicação que me permitiram concluir este curso, assim como todos os valores passados, que fizeram de mim a pessoa que sou hoje. Ao meu irmão João, pelo seu apoio incondicional e o companheirismo que me motivam diariamente. Aos meus avós por acreditarem sempre em mim na conquista dos meus sonhos. À restante família também endereço um profundo agradecimento pelos conselhos, ajuda e amizade.

Não posso deixar de demonstrar a minha gratidão ao meu melhor amigo e companheiro, Jonathan Rodrigues, por todo o apoio, paciência e carinho entregues por ele mesmo nos momentos mais difíceis, sem nunca pedir nada em troca.

À CCQ, nomeadamente à Rita, à Elisabete, à Sara e à Bruna, um enorme agradecimento por todos os momentos vividos que levo comigo no coração. Coimbra teve encanto por vossa causa.

Quero também agradecer aos meus amigos de longa data. Com eles vivi muitos momentos que certamente ficarão gravados para a vida. Aos meus amigos e colegas que me acompanharam ao longo desta minha jornada académica e que me proporcionaram grandes momentos, dos quais não me irei esquecer.

Por último, gostaria de agradecer aos meus amigos verdes por toda a esperança e força de vontade em criar um mundo melhor. Eles fazem-me ser uma pessoa melhor todos os dias.

Resumo

A utilização de fontes renováveis para a obtenção de energia elétrica tem sido um tema com cada vez mais adesão por parte de utilizadores de instalação de consumos. A descentralização dos grandes centros de produção e as atualizações legislativas contribuíram para o aumento do interesse em sistemas autónomos para autoconsumo.

Os objetivos traçados para a realização desta dissertação são a análise do funcionamento da instalação fotovoltaica do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores (DEEC) da Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra (FCTUC). A instalação em causa entrou em funcionamento no dia 14 de fevereiro de 2017 e, passados dois anos de funcionamento, torna-se importante fazer um estudo-diagnóstico para identificar quais as melhorias possíveis de ser feitas e quais os problemas que necessitam de ser solucionados.

Através da recolha dos dados da produção dos três grupos de inversores instalados e dos dados de compra de energia à rede em 2017 e 2018, com uma resolução temporal de 15 minutos, foi calculado o consumo anual do edifício do DEEC. Com os dados recolhidos foi feita também uma análise semanal dos valores de energia bem como uma análise económica relativa tanto ao consumo como à energia de autoconsumo. Os resultados e conclusões presentes nesta dissertação foram obtidos através da exploração dos dados recolhidos numa plataforma em *Microsoft Excel*, que foi desenvolvida em simultâneo com a dissertação de mestrado.

Da análise dos resultados obtidos podemos concluir que o dimensionamento do sistema não é o mais apropriado e devido a isso não temos a solução ótima do sistema. Paralelamente a esta situação obtivemos também problemas de funcionamento de um dos grupos de inversores durante o segundo ano de funcionamento.

Palavras-chave: Energia renovável, energia solar, sistema fotovoltaico, unidades de produção para autoconsumo.

Abstract

The use of renewable sources to obtain electricity has been a topic with increasing adherence by users of installation of consumptions. The decentralisation of large production centers and legislative updates have contributed to an increased interest in autonomous systems for self-consumption.

The goals of this dissertation is the analysis of the performance of a photovoltaic system installed in the Department of Electrotechnical and Computer Engineering (DEEC) of the Faculty of Science and Technology of the University of Coimbra (FCTUC). The system in question went into operation on February 14th, 2017 and, after two years of operation, it is important to conduct a diagnostic study to identify potential upgrades as well as any problems which may need to be solved.

By collecting data from the three groups of installed inverters and data from purchased in 2017 and 2018, with a resolution of 15 minutes, was calculated the annual DEEC's consumption. With the data collected we also made an economic analysis regarding both consumption and self-consumption energy. The results and conclusions present in this dissertation were obtained through the examination of the collected data on *Microsoft Excel* platform, which was developed simultaneously with this master's dissertation.

By analyzing the obtained results we can conclude that the system's dimensions are not the most appropriate and as a result we have not achieved its optimum performance. Concurrently, we also obtained problems in one of the inverter group's activity during the second year of operation.

Keywords Renewable energy; Solar energy; Photovoltaic system;
Production units for self-consumption

Índice

Índice de Figuras	xvii
Índice de Tabelas	xx
Siglas	xxiii
1. Introdução	1
1.1. Motivação	1
1.2. Objetivos	2
1.3. Estrutura	2
2. Energia solar fotovoltaica	5
2.1. Introdução à energia solar fotovoltaica	5
2.2. Estado de arte da energia solar fotovoltaica em Portugal e no mundo	5
2.3. Sistemas fotovoltaicos ligados à rede	7
2.4. Fatores influentes na tecnologia fotovoltaica	7
2.4.1. Fatores ambientais	7
2.4.2. Fatores do sistema fotovoltaico	8
2.4.3. Fatores de instalação do sistema	9
2.4.4. Fatores de custo do sistema fotovoltaico	10
2.5. Enquadramento legal e regulamentação portuguesa	10
2.5.1. Legislação aplicada em Portugal	10
2.5.2. Interligação com a rede	12
3. Instalação PV em estudo	13
3.1. Edifício do DEEC	13
3.2. Caracterização do sistema PV	13
3.3. Painéis fotovoltaicos	15
3.4. Inversores	15
4. Ferramenta de análise	17
4.1. Folha de dados	17
4.2. Folha de consumos	18
4.3. Folha de análise semanal	19
4.4. Folha de inversores	20
4.5. Folha de comparação	20
4.6. Análise económica	21
4.7. Folha de tarifa	21
5. Análise dos dados do sistema PV	23
5.1. Níveis de irradiação	23
5.2. Análise mensal às horas de sol e temperaturas máximas	25
5.2.1. Análise do ano de 2017	27
5.2.2. Análise do ano de 2018	27
5.2.3. Comparação entre os dois anos	27
5.3. Caracterização do comportamento dos grupos de inversores	28
5.3.1. Análise ao ano de 2017	29

5.3.2.	Análise do ano de 2018	29
5.3.3.	Comparação entre os dois anos	29
5.3.4.	Inversor Nascente.....	31
5.3.4.1.	Análise ao ano de 2017	32
5.3.4.2.	Análise ao ano de 2018	32
5.3.4.3.	Comparação entre os dois anos.....	34
5.3.5.	Inversor Poente.....	34
5.3.5.1.	Análise ao ano de 2017	35
5.3.5.2.	Análise ao ano de 2018	35
5.3.5.3.	Comparação entre os dois anos.....	36
5.3.6.	Inversor Sul	36
5.3.6.1.	Análise ao ano de 2017	37
5.3.6.2.	Análise ao ano de 2018	38
5.3.6.3.	Comparação entre os dois anos.....	38
5.4.	Análise ao sombreamento dos painéis.....	38
5.4.1.	Distância de afastamento entre as fileiras dos módulos fotovoltaicos.....	38
5.4.2.	Sombreamento dos painéis causado por obstáculos exteriores.....	40
5.4.2.1.	Inversor Nascente.....	41
5.4.2.2.	Inversor Poente	43
5.4.2.3.	Inversor Sul.....	45
5.5.	Temperatura de operação de um painel fotovoltaico.....	47
5.5.1.	Temperaturas de operação em 2017.....	48
5.5.2.	Temperaturas de operação em 2018.....	50
5.6.	Análise do consumo no DEEC	51
5.6.1.	Análise do consumo referentes ao ano de 2017	52
5.6.2.	Análise do consumo referentes ao ano de 2018	52
5.6.3.	Comparação entre os dois anos	52
5.7.	Análise económica do sistema PV.....	53
5.7.1.	Análise económica relativa ao autoconsumo referente aos dois anos em estudo.....	54
5.7.2.	Análise económica do consumo referente aos dois anos em estudo.....	55
5.8.	Proposta de protótipo de deteção de anomalias do sistema PV.....	56
6.	Conclusão e trabalhos futuros	59
6.1.	Conclusão	59
6.2.	Trabalhos futuros.....	60
	Referências bibliográficas	61
	ANEXO A – Características técnicas dos Painéis fotovoltaicos utilizados na instalação PV do DEEC	64
	ANEXO B – Características técnicas dos Inversores utilizados na instalação do DEEC... ..	66
	ANEXO C – Dados representativos do número de horas de sol em 2017 e 2018.....	68
	ANEXO D – Gráficos de temperaturas máximas e mínimas nos anos de 2017 e 2018	72
	ANEXO E – Representação Percentual dos dados do número de horas de sol e da média mensal das temperaturas máximas	76
	ANEXO F – Tabelas com as produções desagregadas por grupos de inversores e respetivas percentagens de produção mensal	77

ANEXO G – Tabela das relações de produção	78
APÊNDICE A	79

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 - Desenvolvimento da capacidade fotovoltaica instalada no mundo	6
Figura 2 - Eficiência do módulo PV (%) vs Temperatura do módulo (°C).....	8
Figura 3 - Processo de ligação à rede de unidade de produção e de autoconsumo (SERUP)	12
Figura 4 - Identificação das áreas para implementação de campos solares no DEEC (fonte: Projeto Ecowatt).....	14
Figura 5 - Curva característica dos painéis solares fotovoltaicos instalados no DEEC	15
Figura 6 - Inversor SMA 2000TL-30	16
Figura 7 - Apresentação gráfica referente à folha de análise semanal	20
Figura 8 - Representação gráfica dos valores de consumo, de produção PV e de venda nos anos de 2017 e 2018	21
Figura 9 - Dados geográficos de irradiação diária média mensal (KWh/m ²) obtidos através do software Solarius PV (Fonte: Meteonorm 7.1)	24
Figura 10 - Diagrama solar gerado pelo software PVsyst 6.7.8 para as coordenadas geográficas do DEEC (fonte: NASA-SSE satellite data).....	24
Figura 11 - Representação gráfica do número de horas mensais total de sol nos anos de 2017 e 2018	26
Figura 12 - Representação gráfica da média mensal das temperaturas máximas durante os vários meses nos anos de 2017 e 2018.....	26
Figura 13 - Representação gráfica da produção PV dos inversores Sul, Nascente e Poente em 2017 e 2018	28
Figura 14 - Contribuição percentual da produção de cada grupo de inversores no ano de 2017.....	30
Figura 15 - Contribuição percentual da produção de cada grupo de inversores no ano de 2018.....	30
Figura 16 - Grupo nascente	31
Figura 17 - Grupo nascente (área retangular).....	31
Figura 18 - Dados de produção PV relativos ao inversor nascente	32
Figura 19 - Painel do sistema PV conectado ao inversor nascente com o vidro fotovoltaico quebrado (situa-se no piso 5, torre T).....	33
Figura 20 - Grupo poente	34
Figura 21 - Dados e produção PV relativo ao inversor poente.....	35
Figura 22 - Grupo sul	37
Figura 23 - Dados de produção PV no inversor Sul	37

Figura 24 - Esquema de instalação e separação de fileiras	39
Figura 25 - Análise da distância entre ambos os módulos	40
Figura 26 - Caracterização PV do grupo Nascente nos melhores dias dos meses de inverno e outono (sem considerar a mudança de hora)	42
Figura 27 - Caracterização PV do grupo Nascente nos melhores dias dos meses de primavera e verão (sem considerar a mudança de hora)	43
Figura 28 - Caracterização PV do grupo Poente nos melhores dias dos meses de inverno e outono (sem considerar a mudança de hora)	44
Figura 29 - Caracterização PV do grupo Poente nos melhores dias dos meses de primavera e verão (sem considerar a mudança de hora)	45
Figura 30 - Caracterização PV do grupo Sul nos melhores dias dos meses de inverno e outono (sem considerar a mudança de hora)	46
Figura 31 - Caracterização PV do grupo Sul nos melhores dias dos meses de primavera e verão (sem considerar a mudança de hora)	47
Figura 32 - Efeito causado pela temperatura de cada célula na curva característica Corrente curto-circuito vs Tensão em circuito aberto, (para 1000w/m ²) num módulo fotovoltaico	48
Figura 33 - efeito da temperatura na curva de potência VS Tensão	48
Figura 34 - Representação semanal da produção PV em 2017	49
Figura 35 - Representação semanal da produção PV em 2018	50
Figura 37 - Dados das características nominais, tensão em circuito aberto, corrente de curto-circuito e eficiência dos módulos	64
Figura 38 - Características de design dos módulos fotovoltaicos	64
Figura 39 - Valores limites dos módulos fotovoltaicos.....	64
Figura 40 - Dimensões dos módulos fotovoltaicos	65
Figura 41 - Coeficientes de temperatura dos módulos fotovoltaicos	65
Figura 42 - Curva de eficiência (%) em função da tensão de saída e acessórios utilizados	66
Figura 43 - Características técnicas da entrada (DC) dos inversores 20000TL e 25000TL usados na instalação	66
Figura 44 - Características técnicas da saída (AC) dos inversores 20000TL e 25000TL usados na instalação	66
Figura 45 - Eficiência dos inversores 20000TL e 25000TL usados na instalação e características dps dispositivos de proteção	67
Figura 46 - Dados gerais dos inversores 20000TL e 25000TL usados na instalação	67
Figura 47 - Características, funções e acessórios dos inversores 20000TL e 25000YL usados na instalação	67
Figura 48 - Número de horas de sol para o mês de janeiro de 2018	68
Figura 49 - Número de horas de sol para o mês de fevereiro nos anos de 2017 e 2018	68

Figura 50 - Número de horas de sol para o mês de maro nos anos de 2017 e 2018.....	68
Figura 51 - Número de horas de sol para o mês de abril nos anos de 2017 e 2018.....	69
Figura 52 - Número de horas de sol para o mês de maio nos anos de 2017 e 2018.....	69
Figura 53 - Número de horas de sol para o mês de junho nos anos de 2017 e 2018.....	69
Figura 54 - Número de horas de sol para o mês de julho nos anos de 2017 e 2018.....	70
Figura 55 - Número de horas de sol para o mês de agosto nos anos de 2017 e 2018	70
Figura 56 - Número de horas de sol para o mês de setembro nos anos de 2017 e 2018	70
Figura 57 - Número de horas de sol para o mês de outubro nos anos de 2017 e 2018	71
Figura 58 - Número de horas de sol para o mês de novembro nos anos de 2017 e 2018....	71
Figura 59 - Número de horas de sol para o mês de dezembro nos anos de 2017 e 2018	71
Figura 60 - Gráfico de temperaturas máximas e mínimas para o mês de janeiro no ano de 2018.....	72
Figura 61 - Gráfico de temperaturas máximas e mínimas para o mês de fevereiro nos anos de 2017 e 2018	72
Figura 62 - Gráfico de temperaturas máximas e mínimas para o mês de março nos anos de 2017 e 2018	72
Figura 63 - Gráfico de temperaturas máximas e mínimas para o mês de abril nos anos de 2017 e 2018	73
Figura 64 - Gráfico de temperaturas máximas e mínimas para o mês de maio nos anos de 2017 e 2018	73
Figura 65 - Gráfico de temperaturas máximas e mínimas para o mês de junho nos anos de 2017 e 2018	73
Figura 66 - Gráfico de temperaturas máximas e mínimas para o mês de julho nos anos de 2017 e 2018	74
Figura 67 - Gráfico de temperaturas máximas e mínimas para o mês de agosto nos anos de 2017 e 2018	74
Figura 68 - Gráfico de temperaturas máximas e mínimas para o mês de setembro nos anos de 2017 e 2018	74
Figura 69 - Gráfico de temperaturas máximas e mínimas para o mês de outubro nos anos de 2017 e 2018	75
Figura 70 - Gráfico de temperaturas máximas e mínimas para o mês de novembro nos anos de 2017 e 2018	75
Figura 71 - Gráfico de temperaturas máximas e mínimas para o mês de dezembro nos anos de 2017 e 2018	75

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1 - Características técnicas do Decreto-Lei 153/2018 aplicado às UPAC	11
Tabela 2 - Condições de acesso e de exercício da atividade de produção e de energia para autoconsumo	12
Tabela 3 - Tabela representativa da folha de dados	17
Tabela 4 - Tabela representativa da folha de consumos.....	18
Tabela 5 - Valores indicativos referentes aos anos de 2017 e 2018.....	19
Tabela 6 - Tabela referente à folha de análise semanal.....	19
Tabela 7 - Representação dos valores de consumo e autoconsumo em concordância com os períodos horários em 2017 e 2018	21
Tabela 8 - Preço de compra de energia à rede.....	22
Tabela 9 - Valores dos dados de cada inversor nos anos de 2017 e 2018.....	28
Tabela 10 - Dias sem nebulosidade escolhidos para a análise PV no ano de 2017	41
Tabela 11 - Dias sem nebulosidade escolhidos para a análise PV no ano de 2018	41
Tabela 12 - Tabela de temperatura para os dias com produções PV semelhantes entre a semana fria e a semana quente selecionadas no ano de 2017	49
Tabela 13 - Tabela de temperatura para os dias com produções PV semelhantes entre a semana fria e a semana quente selecionadas no ano de 2018	51
Tabela 14 - Dados dos consumos do DEEC nos anos de 2017 e 2018	51
Tabela 15 - Relação Produção - Consumo do sistema PV nos anos de 2017 e 2018	53
Tabela 16 - Tabela representativa do autoconsumo da instalação desagregado pelos períodos tarifários nos anos de 2017.....	54
Tabela 17 - Tabela representativa do autoconsumo da instalação desagregado pelos períodos tarifários nos anos de 2017.....	55
Tabela 18 - Tabela representativa do consumo da instalação desagregado pelos períodos tarifários nos anos de 2017.....	55
Tabela 19 - Tabela representativa do consumo da instalação desagregado pelos períodos tarifários nos anos de 2018.....	56
Tabela 20 - Desvios de produção	57
Tabela 21 - Número de horas por mês nos anos de 2017 e 2018 e a respetiva percentagem de número de horas de por sol cada mês dos dois anos	76
Tabela 22 - Representação dos dados percentuais do número de horas de sol de 2018 relativamente a 2017 e dados percentuais da média mensal das temperaturas máximas de 2018 relativamente a 2017	76

Tabela 23 - Produção PV no ano de 2017 desagregada pelos grupos de inversores e respetiva percentagem de produção mensal	77
Tabela 24 – Produção PV no ano de 2018 desagregada pelos grupos de inversores e respetiva percentagem de produção mensal	77
Tabela 25 - Relação Produção nascente-nascente, nascente-poente e nascente-sul.....	78
Tabela 28 – Tabela parcial referente ao inversor nascente no ano de 2017	79
Tabela 29 - Tabela parcial referente ao inversor Sul no ano de 2017	79
Tabela 30 - Tabela parcial referente ao inversor Poente no ano de 2017.....	79
Tabela 31 - Tabela parcial referente ao inversor Nascente no ano de 2018.....	80
Tabela 32 - Tabela parcial referente ao inversor Sul no ano de 2018	80
Tabela 33 - Tabela parcial referente ao inversor Poente no ano de 2018.....	80

SIGLAS

UPAC – Unidade de Produção de Autoconsumo

UPP – Unidade de pequena produção

RESP – Rede Elétrica de Serviço Público

SEN – Serviço Elétrico Nacional

MTTP – Rastreamento do ponto máximo de potência

DC – Corrente contínua

AC – Corrente alternada

APREN – Associação Portuguesa de Energias Renováveis

CUR - Comercializador de Último Recurso

ERSE – Entidade Reguladora de Serviços Energéticos

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

SERUP – Sistema Eletrónico de Registo de unidades de Produção

ISR – Instituto de Sistemas e Robótica

IT – Instituto de Telecomunicações

MT – Média Tensão

H.S.P. – Horas de Super Vazio

H. V. N. – Horas de Vazio Normal

H. P – Horas de Ponta

H. C – Horas de Cheia

FCTUC – Faculdade de Ciências e Tecnologia da universidade de Coimbra

DEEC – Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

DEI – Departamento de Engenharia Informática

SSO – Orientação a Su-Sudoeste

ROW – Resto do Mundo

1. INTRODUÇÃO

1.1. Motivação

Desde o início do século XX que tem vindo a surgir um crescente interesse no desenvolvimento e produção de sistemas de energia renovável para o fornecimento de energia elétrica devido à potencialidade das fontes de energia renovável e por questões ambientais. Como é do conhecimento geral as mudanças climáticas constituem uma séria ameaça para a vida no planeta Terra e para o desenvolvimento sustentável. Segundo o relatório de 2014 do painel intergovernamental sobre mudanças climáticas [1] se as emissões continuarem dentro das tendências atuais, a temperatura pode aumentar em 4,8° até 2100.

A preocupação com a sustentabilidade da energia e as alterações climáticas é tal que a União Europeia delineou uma estratégia política designada de “Europa 2020, com o objetivo de reduzir em 20% as emissões de gases com efeito de estufa, aumentar 20% a energia proveniente de fontes renováveis e aumentar em 20% a eficiência energética [2].

Portugal, alinhado com a política europeia “Europa 2020” implementou o regime de produção e autoconsumo através do Decreto-Lei 153/2014, onde regulamentaram a produção de energia através de fontes renováveis que incentiva a utilização da produção de energia renovável para o consumo local da instalação. Até então, toda a energia renovável produzida tinha de ser vendida à rede na sua íntegra, o que a manter-se, tornava a produção de energia através de fontes renováveis inviável para os pequenos comercializadores, com os atuais valores com que é remunerada, muito abaixo do custo da energia para o consumidor.

Esta nova lei entrou em vigor em 2015 e veio designar duas vertentes da produção de energia através de fontes renováveis, as unidades de produção e autoconsumo (UPAC) e as unidades de pequena produção (UPP). Os projetos de energia renovável, no nosso caso é fotovoltaico, passam a ser avaliados em função do custo evitado na compra de energia sendo então necessário o dimensionamento das unidades de produção baseado no perfil do ponto de consumo [3].

Com esta medida, os mercados de energia tornaram-se mais acessíveis para a entrada de novos produtores e reduzimos a concentração de unidades de produção, podendo assim criar mais segurança de abastecimento de energia e reduzir as necessidades nas horas de ponta.

1.2. Objetivos

O objetivo principal desta dissertação é analisar o funcionamento do sistema de produção PV instalado no DEEC nos seus dois primeiros anos de funcionamento.

Essa análise vai focar-se nos diagramas de carga tanto da energia produzida pela instalação fotovoltaica do DEEC como na energia proveniente da rede elétrica de serviço público (RESP).

O propósito da análise do sistema de produção PV instalado no DEEC é verificar o comportamento dos grupos de inversores, estudar a instalação do sistema e explorar aspetos relacionados com a não otimização da produção fotovoltaica no edifício do caso de estudo.

1.3. Estrutura

A presente dissertação encontra-se dividida em 7 capítulos.

No primeiro capítulo é dado um contexto sobre o assunto abordado na dissertação, são apresentados os motivos e as questões que levaram à realização deste trabalho e é descrita a estrutura da dissertação.

O capítulo 2 apresenta uma contextualização da energia solar, do seu estado de arte, da ligação de sistemas fotovoltaicos ligados à rede e são descritos os fatores influentes na tecnologia fotovoltaica. Para além disso é apresentada a legislação portuguesa no que diz respeito a unidades de produção e autoconsumo.

No capítulo 3 é apresentado o caso do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores (DEEC), o sistema fotovoltaico e os equipamentos instalados.

No capítulo 4 faz-se a descrição da ferramenta de análise criada em simultâneo com esta dissertação.

No capítulo 5 são mostrados os níveis de irradiação, o número de horas de sol e as temperaturas máximas para as coordenadas do DEEC. É feita também uma análise geral ao funcionamento dos inversores, da produção PV e dos consumos referentes aos anos de 2017 e 2018. No final deste capítulo é também feita uma análise económica relativa aos consumos e às produções nos anos em questão.

O sexto capítulo apresenta uma proposta de protótipo de implementação para ser estudado e possivelmente implementado no DEEC.

O sétimo capítulo refere-se à conclusão e a futuros trabalhos.

2. ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

2.1. Introdução à energia solar fotovoltaica

Os painéis fotovoltaicos fazem a conversão direta da luz solar em energia elétrica num processo realizado a nível atómico. A luz solar é constituída por fotões que possuem diferentes quantidades de energia, dependendo do comprimento de onda do espectro solar. Alguns materiais exibem propriedades que proporcionam um efeito conhecido como efeito fotovoltaico, que consiste na absorção de fotões e libertação de eletrões. Um painel fotovoltaico é constituído por várias células fotovoltaicas todas juntas no mesmo circuito. Estas células fotovoltaicas são formadas por pelo menos 2 camadas de materiais semicondutores, sendo que uma camada tem carga positiva e outra negativa [4]. Quando a luz solar atinge as células fotovoltaicas, os fotões são refletidos, absorvidos ou passam através da célula. Quando a camada negativa da célula tiver absorvido fotões suficientes, os eletrões são libertados dessa camada migrando assim para a camada semicondutora positiva, criando uma diferença de potencial entre as duas camadas e criando consequentemente uma energia em corrente contínua (DC).

Como a grande maioria dos aparelhos domésticos utiliza corrente alternada (AC) é necessário haver uma conversão de energia elétrica DC em AC. Para isso é utilizado um inversor de corrente DC-AC. Muitas vezes pretende-se armazenar a energia para um uso posterior, ao invés de fornecer a energia diretamente à habitação e para isso pode ser incluído um conjunto de baterias para o armazenamento de energia.

2.2. Estado de arte da energia solar fotovoltaica em Portugal e no mundo

No final da década de 1980, investigadores especializados no campo dos painéis fotovoltaicos nos Estados Unidos, Japão e Alemanha começaram os seus programas de pesquisa em sistemas fotovoltaicos acoplados à rede para produção de energia elétrica em casa.

Em 1991 surgiu uma lei alemã *Erneuerbare-Energien-Gesetz* (EEG), que obrigou os fornecedores de energia a aceitar energia de uma pequena central elétrica renovável. No ano de 2000, foi promulgada outra lei (EEG), que definiu subsídios de cobertura de custos para várias fontes renováveis e levou a um aumento considerável de energia fotovoltaica [5].

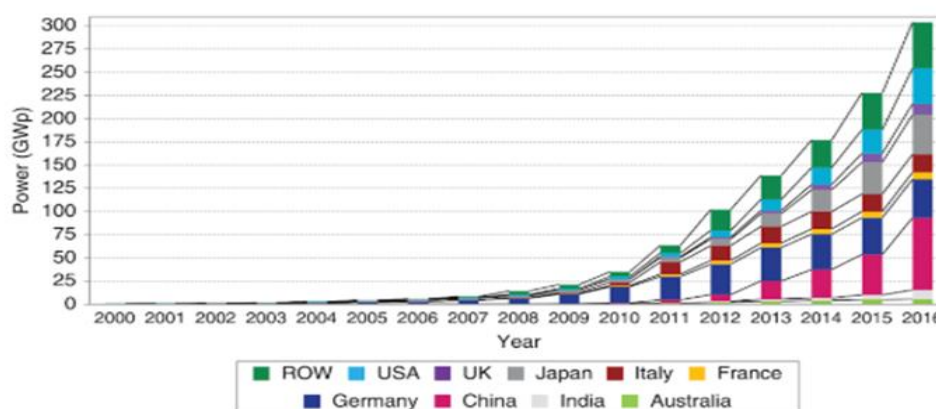


Figura 1 - Desenvolvimento da capacidade fotovoltaica instalada no mundo

Depois da Alemanha que subiu a sua capacidade instalada de 100MWp em 2000 para cerca de 41GWp em 2016, temos por agora outros países a aproximar-se cada vez mais. Em 2015 a China instalou 30GWp foi aumentando este valor até 80GW. Os Estados Unidos atingiram uma capacidade total instalada de 40GWp no final de 2016, como se pode verificar pela Figura 1. A Índia instalou um total de 10GWp em apenas cinco anos e tem um plano para atingir uma capacidade instalada de 22GWp até 2022.

Sobre os países não mostradas individualmente (resto do mundo – ROW) têm uma capacidade fotovoltaica total de 50GWp.

A capacidade fotovoltaica instalada a nível mundial cresceu de 700MWp em 2000 para 305GWp em 2016 e continua a aumentar. Com o preço dos módulos solares a diminuírem de ano para ano, a energia fotovoltaica não se torna apenas uma alternativa ecológica, mas também uma alternativa económica face às energias fósseis.

Em Portugal o número da eletricidade proveniente da tecnologia fotovoltaica ainda corresponde a uma pequena fração da produção total. Através dos dados da associação portuguesa de energias renováveis (APREN) [6] é possível ver que o contributo solar na produção de eletricidade em Portugal em 2016 foi de 1% e em 2017 foi 1,5%. A capacidade de potência instalada em 2008 [7] era de 5MW e a partir deste ano observou-se

um forte crescimento neste setor, passando para uma capacidade instalada de 432MW em 2017.

2.3. Sistemas fotovoltaicos ligados à rede

Um sistema fotovoltaico ligado à rede é um conjunto de equipamentos capaz de transformar a energia solar em energia elétrica e enviá-la na rede elétrica de energia. Toda a energia gerada pelos painéis fotovoltaicos é convertida para AC pelo inversor e injetada no quadro geral da unidade consumidora em questão. Essa energia alimentará a rede como um todo. Caso a potência gerada no momento seja superior à potência dos aparelhos que estejam ligados, o excedente dessa energia será exportado para a rede elétrica, passando pelo medidor de energia da distribuidora, que registrará essa energia como energia elétrica injetada. O medidor deverá ter a capacidade de medir a energia elétrica que flui nos dois sentidos (entrada e saída), ou seja, deve ser do tipo bidirecional [8].

Com a possibilidade de injetar diretamente a energia elétrica gerada pelos módulos fotovoltaicos dos painéis solares na rede elétrica, foi possível abdicar do sistema de armazenamento de energia através de baterias.

2.4. Fatores influentes na tecnologia fotovoltaica

Existem vários fatores influentes na tecnologia fotovoltaica, podendo eles ser fatores ambientais, do sistema fotovoltaico, da instalação ou fatores de custo. Cada um destes fatores será explicado na subsecção a seguir [9].

2.4.1. Fatores ambientais

A radiação solar que incide sobre uma superfície tanto pode ser direta como difusa e ambas devem ser tomadas em conta.

A temperatura do módulo solar também afeta o funcionamento do sistema PV. A tensão de circuito aberto diminui linearmente com o aumento de temperatura da célula, ou seja, a tensão da célula diminui aproximadamente 2,2 mV por cada aumento de 1° C, como se pode ver na Figura 2. Cerca de 80% da radiação incidente na célula é convertida em calor, visto que apenas são convertidos 20% da radiação solar em energia elétrica.

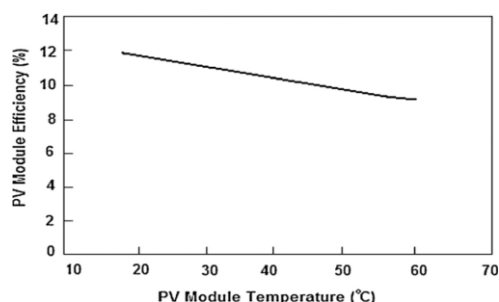


Figura 2 - Eficiência do módulo PV (%) vs Temperatura do módulo (°C)

Outros fatores ambientais relevantes são o sombreamento, a acumulação de pó e a sujeira dos painéis solares. Normalmente os painéis estão ligados em série, e em caso do sombreamento, a potência de saída dos painéis solares, é reduzido e afeta todo o conjunto de painéis ligados na série. A sujeira e acumulação de pó podem reduzir o rendimento até 93%, sendo a borda inferior do painel PV a mais crítica, especialmente com baixas inclinações.

2.4.2. Fatores do sistema fotovoltaico

Sobre o sistema PV existem alguns fatores que contribuem para baixar o seu rendimento. A corrente nominal e tensão nominal, a corrente de curto-circuito, a tensão em circuito aberto e a potência nominal do painel são características da própria célula que afetam a energia gerada.

A eficiência do inversor deve ser a máxima possível para garantir uma energia convertida DC-AC suficiente para alimentar a carga e para compensar as perdas do inversor e as perdas na eletrônica de potência. Caso exista um transformador conectado ao inversor temos um acréscimo de perdas magnéticas e perdas no cobre. O rendimento dos inversores varia entre 88-92% sendo que existem inversores que conseguem atingir um rendimento de 97%.

As baterias são utilizadas principalmente para armazenar o excesso de energia elétrica produzida que não está a ser consumida e para combater a natureza flutuante da saída do inversor. As desvantagens das baterias são o seu alto custo, a sua vida útil varia entre os 3-5 anos e a sua eficiência difere com os ciclos de carregamento/descarregamento da bateria, a temperatura, entre outros fatores.

As células podem ser monocristalinas de silício (com um alto grau de pureza) ou policristalinas (formadas por diversos cristais), e os seus rendimentos são 16-22% e 14-18%, respetivamente. A eficiência do painel PV depende também da sua potência nominal, da área de superfície e da radiação solar.

2.4.3. Fatores de instalação do sistema

A produção diária e mensal de energia a partir de painéis PV é fortemente influenciada pela orientação do módulo, sendo que este ângulo é específico para cada localização. A solução para este problema é instalar um mecanismo de rastreamento do sol por modo a que a luz seja perpendicular ao painel, onde podemos produzir 25-45% mais potência do que com ângulo fixo de inclinação do módulo. A conexão entre os módulos também é relevante pois a incompatibilidade pode causar perdas entre 2-10%.

Existe também uma tecnologia de rastreamento do ponto de potência máxima (MPPT) que tem como base o painel operar no ponto máximo de potência a sair do módulo PV. Não considerando as perdas que acontecem a nível de transformação DC-AC é possível alcançar um aumento de corrente em 42%.

Nesta categoria é importante fazer um dimensionamento cuidadoso dos cabos conectados à rede para garantir que eles suportam as condições de tensão e corrente sobre o qual podem ser esperados a operar, e além disso, a energia dissipada pela conexão dos diferentes aparelhos do sistema deve ser mantida no mínimo possível. O cálculo das perdas nos cabos pode ser calculado com a equação seguinte:

$$P_{loss} = \frac{2\rho lP}{V_0 S \cdot \cos\theta^2} \quad (1)$$

Sendo que,

- P_{loss} são as perdas dos cabos;
- ρ é o valor específico de resistência do material conductor;
- V_0 é a tensão da fonte;
- l é a distância entre a fonte e a carga;
- P é a potência consumida pela carga;
- S é a secção do conductor;
- $\cos \theta$ é o fator de potência da carga.

2.4.4. Fatores de custo do sistema fotovoltaico

O uso de sistemas fotovoltaicos exige um grande investimento inicial de capital, mas tem baixos custos operacionais. O custo inicial consiste principalmente no custo dos painéis PV, baterias, inversores, controladores de carga, cabos e acessórios, custos de transporte e gerenciamento de projeto e design. No entanto não há despesas correntes (exceto manutenção) uma vez atingido o período de retorno do investimento.

2.5. Enquadramento legal e regulamentação portuguesa

O assunto da microprodução já é algo regulado em Portugal há mais de uma década. Nos subcapítulos a seguir será abordada a legislação aplicada em Portugal sobre o setor energético em unidades de produção e autoconsumo (UPAC).

2.5.1. Legislação aplicada em Portugal

O primeiro passo do governo para estabelecer as bases gerais de organização e funcionamento do sistema elétrico nacional (SEN) foi com o decreto-lei 363/2007 [7], onde se classificou a produção de energia elétrica com incentivos à utilização de recursos endógenos e renováveis ou produção combinada de calor e eletricidade. Nesta altura toda a energia tinha que ser vendida à rede.

No ano de 2011 [10] foi proposta uma atualização do decreto-lei 363/2007 onde foram redefinidos os escalões de potências instaladas, obrigatoriedade de uma auditoria energética ou certificação energética e um contrato de compra e venda de eletricidade, nos termos previstos no decreto-lei 34/2011 citado em cima.

No ano de 2014, com o decreto-lei 153/2014 [11] foi introduzida a questão do autoconsumo, onde o governo faz a diferenciação entre sistemas de unidades de produção, UPAC e UPP. Na Tabela 1 encontra-se representado o resumo do decreto-lei nos principais pontos em relação às UPAC.

Tabela 1 - Características técnicas do Decreto-Lei 153/2018 aplicado às UPAC

	UPAC
Fonte e produção	A fonte de produção pode apresentar-se, ou não, como uma fonte renovável, assim como, com ou sem ligação à RESP, com injeção de energia preferencialmente na instalação de autoconsumo, podendo eventuais excessos de produção instantânea serem injetados na RESP.
Limitações da potência	A potência instalada 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.
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 o CUR.
Local de Instalação	A unidade de produção é instalada no mesmo local que a instalação de utilização. É permitida a pluralidade de registos de unidade de produção em nome do mesmo produtor, desde que cada instalação de unidade de produção esteja associada a uma e uma só instalação de utilização.
Quota	Não apresenta.
Contagem	A contagem da eletricidade produzida é obrigatória assim como a eletricidade injetada na RESP para uma UPAC superior a 1,5kW.

Em termos de remuneração da eletricidade fornecida à rede elétrica de serviço público (RESP) para as UPAC é efetuado um cálculo de acordo com a fórmula:

$$R_{upac,m} = E_{fornecida,m} \times OMIE_m \times 0.9 \quad (2)$$

Sendo que:

- $R_{upac,m}$ – Remuneração da eletricidade fornecida à RESP no mês ‘m’ [€]
- $E_{fornecida,m}$ – Energia fornecida no mês ‘m’, em [KWh]
- $OMIE_m$ – Valor proveniente da média aritmética simples dos preços dos fechos do OMIE para Portugal (referente ao mercado diário), relativo ao mês ‘m’ [€/KWh];

O contrato de venda a estabelecer com o Comercializador de Último Recuso (CUR) tem um prazo máximo de 10 anos podendo o mesmo ser renovável por períodos de 5 anos. As UPAC com potência instalada superior a 1,5 KW e com ligação à RESP estão sujeitas ao pagamento de uma compensação mensal fixa nos primeiros 10 anos após obtenção do certificado de exploração.

Com o aumento de instalações UPAC pela parte dos consumidores, a ERSE é referenciada na diretiva N° 3/2018 [12] com o intuito de provisionar os perfis de consumo, de autoconsumo e de produção aplicados ao ano corrente. Ou seja, as instalações que não disponham de equipamentos de medição com registos de consumos em período 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. Os aparelhos de medição tanto do consumo como da produção de energia são sempre da responsabilidade proprietário da instalação. Para compreender melhor este aspeto torna-se necessário consultar o guia de medição, leitura e disponibilização de dados de energia (GMLDD) [13].

2.5.2. Interligação com a rede

A potência de ligação (injeção) das unidades de produção para autoconsumo deve ser menor ou igual a 100% da potência contratada na instalação de consumo associada [14]. Os limites destas unidades estão apresentados no manual de ligações à rede elétrica de serviço público, e demonstrados a seguir na Figura 3. As limitações de potência das UPAC são mostradas na Tabela 2.



Figura 3 - Processo de ligação à rede de unidade de produção e de autoconsumo (SERUP)

Tabela 2 - Condições de acesso e de exercício da atividade de produção e de energia para autoconsumo

Potência	Sem venda à RESP	Com venda
$\leq 200\text{ W}$	Isenta de controlo prévio	Registo prévio e certificado de exploração
$> 200\text{ W e } \leq 1,5\text{ KW}$	Mera comunicação prévia	
$> 1,5\text{KW e } \leq 1\text{MVA}$	Registo prévio e certificado de exploração	
$> 1\text{MVA}$	Licença de produção e licença de exploração	

3. INSTALAÇÃO PV EM ESTUDO

O estudo de caso é o sistema de produção fotovoltaica instalado no Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores (DEEC), faz parte da Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra, localizando-se no Pólo II da Universidade de Coimbra, mais concretamente na Rua Sílvio Lima. O edifício entrou em funcionamento no ano letivo 1996/1997 e o sistema fotovoltaico no dia 14 de fevereiro de 2017.

3.1. Edifício do DEEC

O edifício do DEEC é composto por diversos pisos que estão compreendidos entre o -1 e o 7, sendo que o 3º piso está subdividido em 2 pisos.

O edifício do DEEC está ainda dividido em 5 torres principais e 3 torres complementares. As cinco torres principais são R, S e T, onde estão situados a maior parte dos gabinetes, salas de aula, laboratórios didáticos e de apoio a investigação, sala de convívio e sala de reprografia. A torre A diz respeito à torre dos anfiteatros e a torre B é onde se situa o bar e a sala de estudo. Nas 3 torres complementares é onde estão situados dois centros de investigação e desenvolvimento associado ao departamento, o Instituto de Sistemas e Robótica (ISR), Instituto de Telecomunicações (IT) e um bloco central que interliga as torres, onde se encontram gabinetes administrativos e de apoio.

3.2. Caracterização do sistema PV

Os painéis PV estão instalados no espaço exterior do edifício do DEEC, nas duas principais fachadas, uma orientada a sul e outra orientada a su-sudoeste, nos dois pisos úteis (4º e 5º) [15].

A área total do sistema PV instalado é 760 m², dividida em três áreas de instalação dos campos solares, a cobertura orientada a Su-sudoeste (SSO) no 5º piso, a cobertura

orientada a sul no 5º piso e a cobertura orientada a sul no 4º piso, pode ser visualizada na Figura 4.

As áreas de instalação dos painéis são:

- Corredor extenso com orientação SSO e cerca de 90 x 4 metros no 5º piso (área a azul claro).
- Área retangular com fachada orientada a sul, com cerca de 28 x 9 metros no 5º piso (área a azul escuro).
- Área retangular com fachada orientada a sul, com cerca de 40 x 3,7 metros no 4º piso (área amarela).

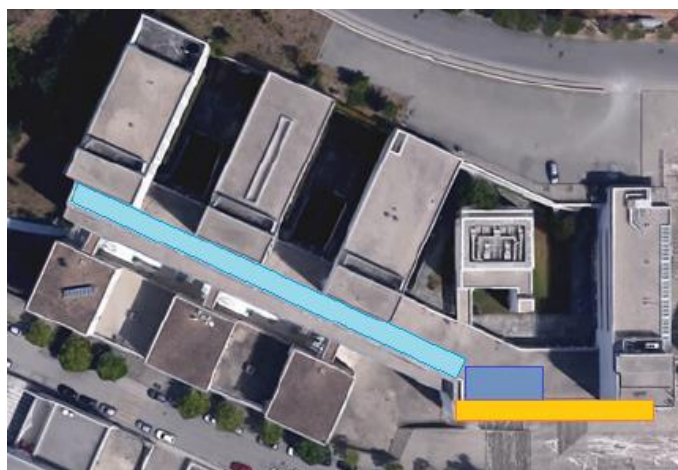


Figura 4 -Identificação das áreas para implementação de campos solares no DEEC (fonte: Projeto Ecowatt)

A cobertura orientada a SSO no 5º piso tem cerca de 360 m² úteis e é a maior área disponível para a instalação. Optou-se então por instalar 3 filas de módulos PV no mesmo espaço com uma inclinação de 15º, com um ligeiro sombreamento no pico do inverno. No total existem 162 módulos de 270 Wp, para um total de 42,74KWp.

A cobertura orientada a sul no 5º piso tem uma orientação perfeita a sul com características ótimas para minimizar o efeito do desfasamento de 25º a SS. A torre a nascente deste local causa um sombreamento significativo sobre a área nas primeiras horas do dia. Foram, portanto, instalados 54 módulos na extremidade poente da área, e o mais chegado a sul possível junto à fachada com 270 Wp, dando um total de 14,58 KWp.

A cobertura orientada a sul no 4º piso durante as primeiras horas da manhã apenas beneficia de radiação indireta causadas por zonas de sombreamento, do alinhamento a

SSO, ou das torres com cotas elevadas a nascente. Em contrapartida, como este campo está mais adiantado a sul existirá incidência de radiação direta mais cedo. A instalação nesta área tem um total de 76 módulos com um ângulo de 15° com 270 Wp, para um total de 20,52 KWp.

Em suma, a potência nominal da instalação é de 78,840 KW, sendo constituída por um total de 292 painéis com uma potência de 270 Wp cada.

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

3.3. Painéis fotovoltaicos

Os painéis fotovoltaicos são da marca AXITEC e os fabricantes garantem uma performance de 90 % nos primeiros 15 anos de utilização e uma performance de 85% nos 25 anos de utilização.

A curva característica dos painéis solares é apresentada na Figura 5 e as características técnicas estão apresentadas no anexo A [16].

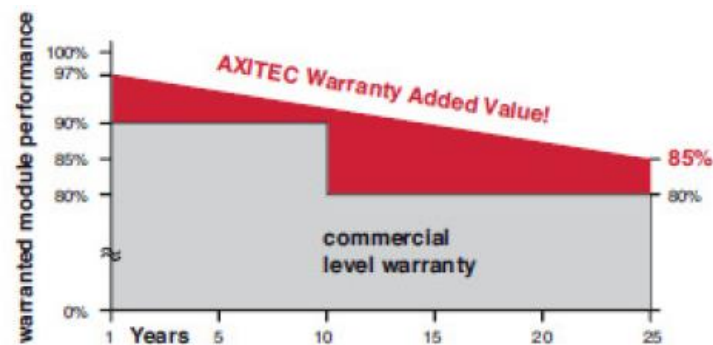


Figura 5 - Curva característica dos painéis solares fotovoltaicos instalados no DEEC

3.4. Inversores

Após a realização de todos os cálculos necessários foram instalados no DEEC três inversores SMA Tripower com as seguintes características:

- Para o 5º piso estão instalados dois inversores de 25 KW nominais AC com uma potência de pico de 29,16KWp.
- Para o 4º piso está instalado um inversor de 20 KW nominais AC com uma potência de pico de 20,52 KWp.

Os três inversores estão instalados na corete técnica do 5º piso na “Zona T” junto ao elevador. Esta localização foi escolhida devido ao fácil acesso para consulta ou manutenção dos equipamentos, por ter um acesso reservado e por ser um ambiente protegido para os elementos e intempéries e também pela proximidade dos campos solares para menores comprimentos de cablagem DC.

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% [17].



Figura 6 - Inversor SMA 2000TL-30

O inversor SMA 2000TL-30 é mostrado na Figura 6 e as características técnicas dos inversores são apresentadas no anexo B.

4. FERRAMENTA DE ANÁLISE

Para a análise do sistema PV foram desenvolvidas algumas folhas de cálculo em *Microsoft Excel* para um tratamento e análise de dados de produção e de consumo no DEEC.

Esta aplicação criada vai dispor de várias folhas de cálculo designadas por folha de dados, folha de consumos, folha de análise diária, folha de análise semanal, folha de inversores, folha de comparação, folha económica e folha de tarifa.

4.1. Folha de dados

A folha de dados apresenta os valores de compra de energia à rede e os valores de produção de energia PV total com resoluções de 15 em 15 minutos, em KW, como podemos ver através da Tabela 3.

Para facultar a análise económica os dados de 2017 e 2018 foram registados com referência aos períodos horários de horas de Super Vazio (HSV), horas de Vazio Normal (HVN), horas de Ponta (HP) e horas cheia (HC).

As colunas correspondentes à compra e produção menores que zeros nos dois respetivos anos servem para facilitar a filtragem dos dados.

Tabela 3 - Tabela representativa da folha de dados

Data	Hora	Períodos Horários				2017		2018		Compra 2017 < 0	Produção 2017 > 0	Compra 2018 < 0	Produção 2018 > 0
		S. V.	V. N.	P	C	Compra [Kw]	Produção [Kw]	Compra [KW]	Produção [Kw]				
1/jan	0:15	0	1	0	0	39,00	0,00	36,00	0,00	Não	Sim	Não	Sim
1/jan	0:30	0	1	0	0	40,00	0,00	37,00	0,00	Não	Sim	Não	Sim
1/jan	0:45	0	1	0	0	39,00	0,00	35,00	0,00	Não	Sim	Não	Sim
1/jan	1:00	0	1	0	0	39,00	0,00	37,00	0,00	Não	Sim	Não	Sim

31/dez	23:15	0	1	0	0	38,00	0,00	37,00	0,00	Não	Sim	Não	Sim
31/dez	23:30	0	1	0	0	34,00	0,00	38,00	0,00	Não	Sim	Não	Sim
31/dez	23:45	0	1	0	0	36,00	0,00	37,00	0,00	Não	Sim	Não	Sim
31/dez	0:00	0	1	0	0	37,00	0,00	37,00	0,00	Não	Sim	Não	Sim

4.2. Folha de consumos

A folha de Consumos é referente aos consumos efetuados nos anos de 2017 e 2018, onde podemos observar os valores de consumo e de autoconsumo e de venda, em KW, tal como demonstrado na Tabela 4.

Quando temos sistemas UPAC, a energia produzida pelo sistema PV será toda consumida no edifício e, no caso de a produção não satisfazer a procura de energia para o consumo do DEEC, a parte da procura que não é satisfeita pela produção PV será importada da rede. No caso contrário, quando temos uma produção superior ao consumo, a energia de sobra é injetada na rede.

A obtenção dos valores para esta folha de cálculo foi feita tendo em conta as seguintes considerações:

- Autoconsumo = Produção, quando a Compra > 0
- Autoconsumo = Produção – Venda, se venda > 0

O cálculo do consumo foi obtido através da soma da compra de energia à rede com a produção PV, em intervalos de 15 minutos.

Tabela 4 - Tabela representativa da folha de consumos

Data	Hora	2017		2018	
		Consumo [Kw]	Autoconsumo [Kw]	Consumo [Kw]	Autoconsumo [Kw]
1/jan	00:15	39,00	0	36,00	0
1/jan	00:30	40,00	0	37,00	0
1/jan	00:45	39,00	0	35,00	0
1/jan	01:00	39,00	0	37,00	0
	...				
31/dez	23:15	38,00	0	37,00	0
31/dez	23:30	34,00	0	38,00	0
31/dez	23:45	36,00	0	37,00	0
31/dez	00:00	37,00	0	37,00	0

Nesta folha foram também calculados os valores de potência máxima e mínima (KW), a média da compra, o fator de carga e a energia constante anual (MWh) para ambos os anos em estudo e encontram-se representadas na Tabela 5.

Tabela 5 - Valores indicativos referentes aos anos de 2017 e 2018

2017		2018	
Valores de Compra		Valores de Compra	
Potência Contratada (KW)	292,95	Potência Contratada (KW)	292,95
Potência Máxima (KW)	183,00	Potência Máxima (KW)	184,00
Potência Mínima (KW)	0,00	Potência Mínima (KW)	0,00
Média	45,10	Média	50,78
Factor de Carga	0,25	Factor de Carga	0,28
Energia Cons. Anual (MWh)	394,99	Energia Cons. Anual (MWh)	444,77

4.3. Folha de análise semanal

A folha de análise semanal apresenta os valores de produção e de consumo relativos aos anos de 2017 e 2018, em intervalos de valores de 15 minutos, como se pode ver na Tabela 6. A particularidade desta folha de cálculo é a possibilidade de seleção da(s) semana(s) que queremos analisar, facultando assim a análise do sistema PV do DEEC em épocas sazonais diferentes, como se pode ver pela Figura 7.

Com a seletividade das semanas podemos também criar uma previsibilidade futura em relação aos valores de produção do sistema PV.

Tabela 6 - Tabela referente à folha de análise semanal

Data	Hora	Semana	Produção 2017	Consumo 2017	Produção 2018	Consumo 2018
01/jan	00:15	1	0,00	39,00	0,00	36,00
01/jan	00:30	1	0,00	40,00	0,00	37,00
01/jan	00:45	1	0,00	39,00	0,00	35,00
01/jan	01:00	1	0,00	39,00	0,00	37,00
...
31/dez	23:15	53	0,00	38,00	0,00	37,00
31/dez	23:30	53	0,00	34,00	0,00	38,00
31/dez	23:45	53	0,00	36,00	0,00	37,00
31/dez	00:00	53	0,00	37,00	0,00	37,00

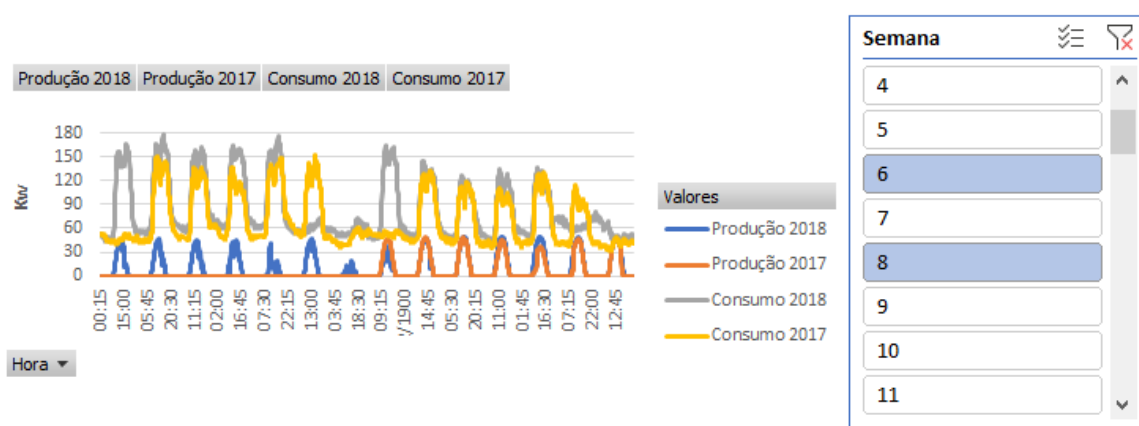


Figura 7 - Apresentação gráfica referente à folha de análise semanal

4.4. Folha de inversores

Nesta folha de análise temos os dados referentes a cada inversor por dia numa escala de 15 minutos.

Algumas imagens exemplificativas das tabelas indicativas do valor de produção nos anos de 2017 e 2018 em intervalos de 15 minutos podem ser encontradas no APÊNDICE A.

4.5. Folha de comparação

Na folha de comparação temos uma confrontação dos valores de produção e de consumo entre os anos de 2017 e 2018, mostrado na Figura 8. Com a análise dos valores desta folha é possível visualizar possíveis mudanças nos valores descritos em cima e perceber as diferenças entre os dois anos em estudo.

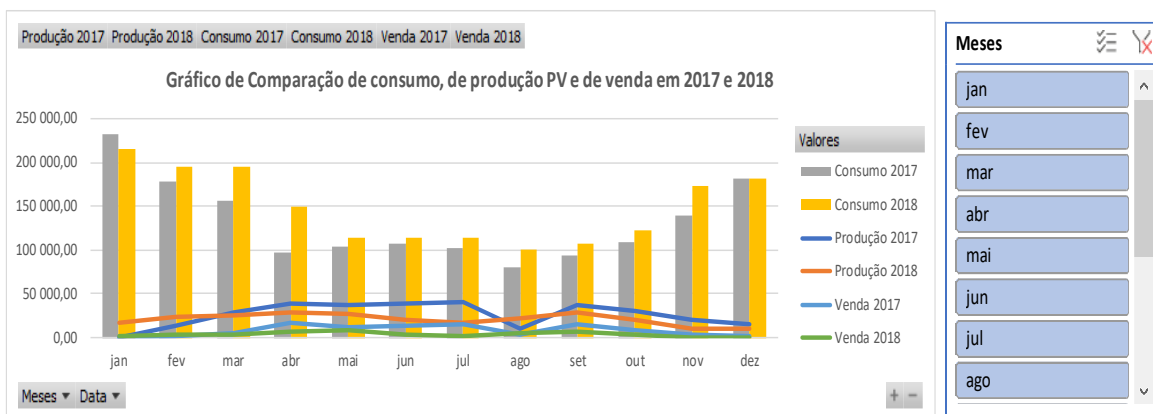


Figura 8 - Representação gráfica dos valores de consumo, de produção PV e de venda nos anos de 2017 e 2018

4.6. Análise económica

Na folha de “Económica” encontram-se apresentados os valores económicos referentes ao autoconsumo, ao consumo e à venda de energia no DEEC nos dois anos transatos. Para termos uma análise mais rigorosa foram tidos em conta os quatro períodos horários, sendo eles: super vazio, vazio normal, ponta e cheia, demonstrados na Tabela 7.

Tabela 7 - Representação dos valores de consumo e autoconsumo em concordância com os períodos horários em 2017 e 2018

Consumo 2017							Autoconsumo 2017							Consumo 2018							Autoconsumo 2018						
Data	Dia	hora	S.V.	V.N.	P	C	Data	Dia	hora	S.V.	V.N.	P	C	Data	Dia	hora	S.V.	V.N.	P	C	Data	Dia	hora	S.V.	V.	P	C
1/jan	dom	00:15	0	39	0	0	1/jan	dom	00:15	0	0	0	0	1/jan	dom	0:15	0	36	0	0	1/jan	dom	0:15	0	0	0	0
1/jan	dom	00:30	0	40	0	0	1/jan	dom	00:30	0	0	0	0	1/jan	dom	0:30	0	37	0	0	1/jan	dom	0:30	0	0	0	0
1/jan	dom	00:45	0	39	0	0	1/jan	dom	00:45	0	0	0	0	1/jan	dom	0:45	0	35	0	0	1/jan	dom	0:45	0	0	0	0
1/jan	dom	01:00	0	39	0	0	1/jan	dom	01:00	0	0	0	0	1/jan	dom	1:00	0	37	0	0	1/jan	dom	1:00	0	0	0	0
...	
31/dez	dom	23:15	0	38	0	0	31/dez	dom	23:15	0	0	0	0	31/dez	dom	23:15	0	37	0	0	31/dez	dom	23:15	0	0	0	0
31/dez	dom	23:30	0	34	0	0	31/dez	dom	23:30	0	0	0	0	31/dez	dom	23:30	0	38	0	0	31/dez	dom	23:30	0	0	0	0
31/dez	dom	23:45	0	36	0	0	31/dez	dom	23:45	0	0	0	0	31/dez	dom	23:45	0	37	0	0	31/dez	dom	23:45	0	0	0	0
31/dez	dom	00:00	0	37	0	0	31/dez	dom	00:00	0	0	0	0	31/dez	dom	0:00	0	37	0	0	31/dez	dom	0:00	0	0	0	0

4.7. Folha de tarifa

Para o DEEC os preços horários definidos de compra de energia à rede são os mesmo que se encontram definidos na página da tarifa de Baixa Tensão Especial (BTE).

O tarifário MT considerado dispõe das horas de super vazio, vazio normal, ponta e cheia considerando as variações entre dias úteis, de dias de fim de semana e variações sazonais.

Tabela 8 - Preço de compra de energia à rede

	Período Horário	Super Vazio (€)	Vazio Normal	Ponta (€)	Cheio (€)
Custo da energia do comercializador		0,0447	0,0526	0,0669	0,0609
Custo da energia das Redes	I, IV	0,0217	0,0225	0,0473	0,0409
Custo de potência em Horas de Ponta	Diário			0,2263	
Total	I, IV	0,0664	0,0751	0,1759	0,1018
	II, III	0,0664	0,0751	0,2171	0,1018

Em cada período considerado, foi definido um preço de compra de energia à rede e um preço de venda de energia à rede. Os preços de compra de energia à rede estão disponibilizados na Tabela 8.

Os períodos I e IV indicam os trimestres do ano, sendo que o II e III correspondem ao verão e o I e IV correspondem ao inverno.

5. ANÁLISE DOS DADOS DO SISTEMA PV

Como referido anteriormente, os painéis estão agrupados em três grupos, associado cada um deles a um inversor, dois de 25 KW e um de 20 KW.

É esperado para painéis sem rastreamento do ponto de potência máxima, a produção ter variações ao longo do ano de acordo com os níveis de radiação e da inclinação solar. É devido a estes fatores que se espera que durante os meses de verão, como existe uma exposição solar mais longa, a produção PV seja maior que a produção PV nos meses de inverno.

No capítulo 2.4. é descrita uma análise pormenorizada aos fatores influentes na produção PV. A análise dos dados obtidos para o sistema de produção PV instalado e dos consumos do edifício do DEEC será feita tendo em conta alguns desses fatores para podermos ter uma análise mais detalhada sobre o comportamento dos três grupos de inversores.

5.1. Níveis de irradiação

Os níveis de irradiação solar num plano horizontal na superfície da Terra variam com alguns fatores. O mais relevante são as estações do ano, devido principalmente à inclinação do seu eixo de rotação em relação ao plano da órbita da Terra em volta do Sol, mas as diferenças de latitude, de altitude e as condições meteorológicas também são influentes nas previsões do desempenho do sistema PV [18].

Através do *software Solarius PV* foi possível obter a curva de irradiação diária média mensal (KWh/m²) para todos os meses do ano e o diagrama solar para as coordenadas do DEEC, sendo elas 40° 18'67 N, 8° 41'69 e altitude de 56 metros.

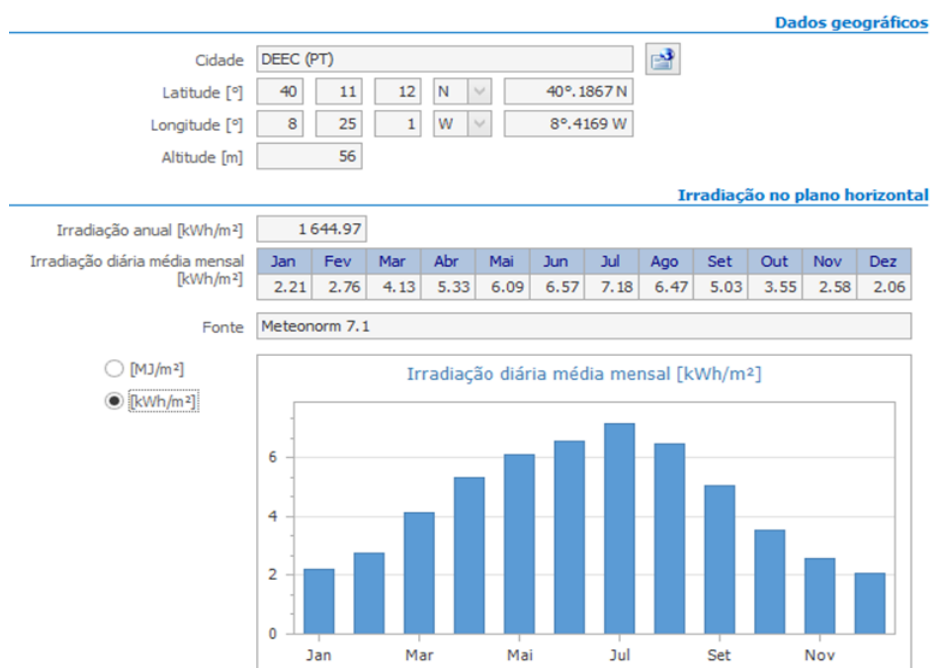


Figura 9 - Dados geográficos de irradiação diária média mensal (KWh/m²) obtidos através do software Solarius PV (Fonte: Meteonorm 7.1)

Através dos dados da Figura 9 conseguimos observar que, para as coordenadas geográficas selecionadas, a irradiação anual em plano horizontal foi de 1 644,97 KWh/m².

O mês com maior irradiação diária média mensal foi o mês de julho, seguindo-se o junho e depois o agosto. Os meses de dezembro, janeiro e novembro foram os que se destacaram como tendo a menor irradiação diária mensal, respetivamente.

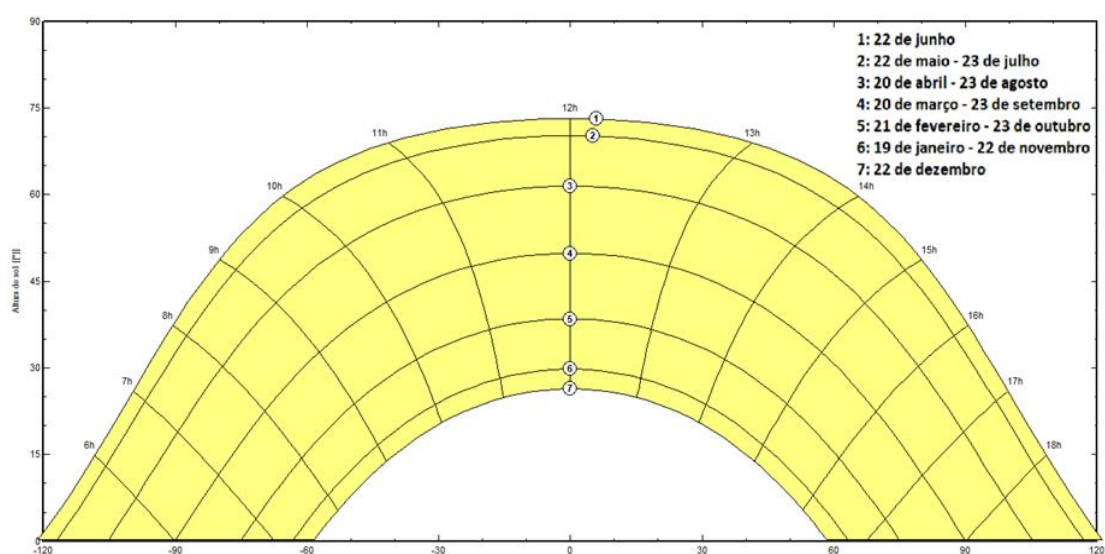


Figura 10 - Diagrama solar gerado pelo software PVsyst 6.7.8 para as coordenadas geográficas do DEEC (fonte: NASA-SSE satellite data)

Os dados da Figura 10 permitem-nos observar as curvas do diagrama solar para as diferentes alturas do ano, mostrando todas as posições do sol ao longo do ano. No eixo horizontal temos a representação do ângulo de azimute (em graus), que corresponde ao ângulo formado pela projeção horizontal do raio solar com uma direção estabelecida (geralmente é o norte geográfico) e no eixo vertical temos representado a altura do sol (em graus), que é equivalente ao ângulo formado pelo sol e o plano horizontal do observador [19]. As curvas horizontais retratam os meses e as curvas verticais representam as horas do dia. Este diagrama mostra-nos a típica curva de produção de um inversor, permitindo-nos então fazer uma análise mais efetiva dos dados de produção obtidos. Observa-se também que previsão de produção de um Sistema ou grupo de painéis corretamente orientados tem a forma de uma parábola com as pontas mais alongadas perfazendo a imagem de um “sino”.

Pela análise direta da carta solar, é possível tirar algumas conclusões de extrema importância, no que diz respeito à orientação dos módulos fotovoltaicos (situados no hemisfério norte). No inverno a altura do sol é menor e um módulo virado a sul recebe os raios solares durante mais tempo que como qualquer outra orientação. No verão o tempo de insolação de uma superfície orientada a sul é menor do que no inverno, ao mesmo tempo que o sol está mais alto. Desta forma, os módulos fotovoltaicos deverão estar orientados a Sul de modo a receber o máximo de radiação solar no Inverno e terem fraca incidência do Sol no Verão.

5.2. Análise mensal às horas de sol e temperaturas máximas

Com o auxílio do site *weather online* [20] foi-nos possível obter os gráficos mensais do número total de horas mensais (h) e das temperaturas máximas mensais (°C).

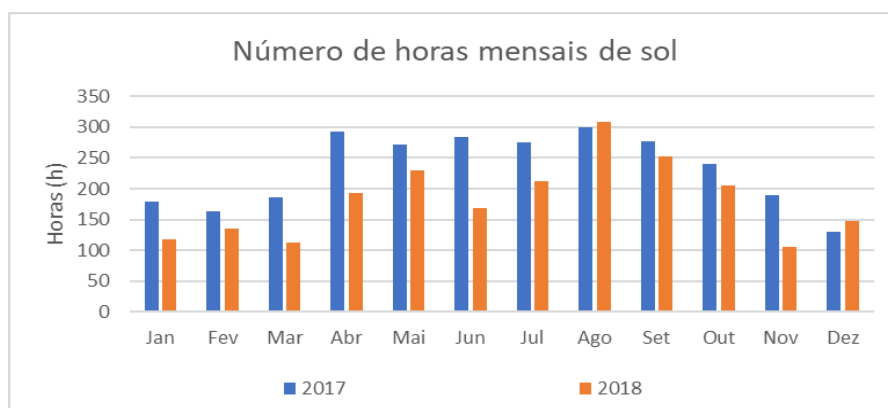


Figura 11 - Representação gráfica do número de horas mensais total de sol nos anos de 2017 e 2018

Com a Figura 11 e a Figura 12, representativas do número de horas de sol e da média mensal das temperaturas máximas atingidas, pode-se observar os diferentes meses dos dois anos e associar as variações nas produções PV obtidas nos dois anos com estes dois fatores influentes na tecnologia fotovoltaica.

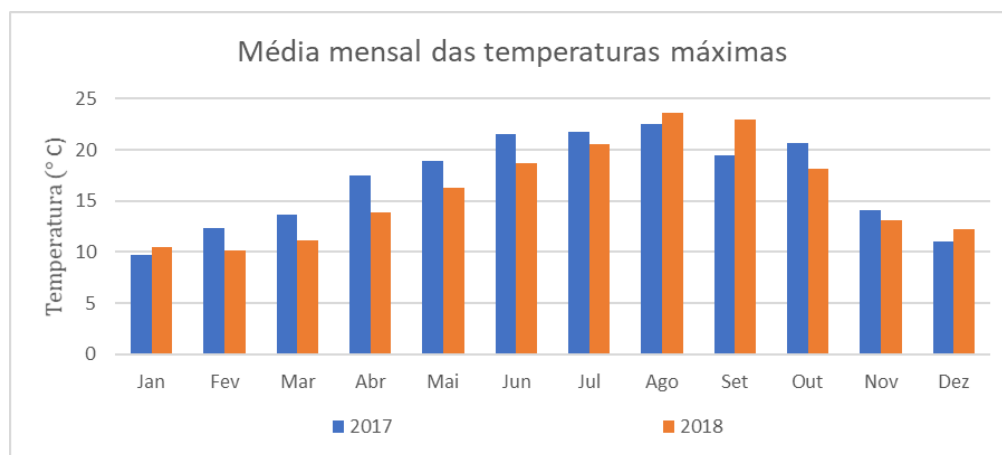


Figura 12 - Representação gráfica da média mensal das temperaturas máximas durante os vários meses nos anos de 2017 e 2018

Os dados representativos do número de horas de sol por mês encontram-se no anexo C. Os dados característicos das temperaturas máximas e mínimas por mês apresentam-se no anexo D.

5.2.1. Análise do ano de 2017

Para o primeiro ano de funcionamento do sistema de produção PV instalado no DEEC, os meses com maior número de horas de sol foram agosto, abril e junho, enquanto que os meses com menor número de horas de sol foram dezembro, fevereiro e janeiro.

Em relação à média mensal das temperaturas máximas o ano de 2017 foi superior em dois terços dos meses comparativamente ao ano de 2018.

5.2.2. Análise do ano de 2018

No segundo ano de funcionamento do sistema de produção PV os meses com maior número de horas de sol foram agosto, setembro e maio, enquanto que o menor número de horas de sol foi obtido nos meses de novembro, março e janeiro, respetivamente.

No que toca à média mensal das temperaturas máximas, os meses correspondentes a um terço restante relativamente a 2017 fazem parte janeiro, agosto, setembro e dezembro.

5.2.3. Comparação entre os dois anos

O ano de 2017 foi um ano com um melhor aproveitamento no âmbito da produção solar PV relativamente a 2018. Numa análise rápida ao gráfico da figura 11 conseguimos observar que no ano de 2017 obtivemos mais horas de sol mensais em relação ao ano de 2018, com exceção dos meses de agosto e dezembro.

Foi criada uma percentagem comparativa do número de horas de sol de 2018 em relação a 2017 e uma percentagem da média mensal das temperaturas máximas de 2018 relativamente a 2017, tal como uma percentagem mensal do número de horas de sol nos dois anos em estudo, tornando a análise entre estes dois fatores mais fácil de compreender. Esses valores são apresentados no anexo E.

5.3. Caracterização do comportamento dos grupos de inversores

Através do portal Sunny da SMA foi-nos possível retirar a informação sobre a energia convertida pelos inversores, nos anos de 2017 e 2018. A análise da informação foi feita na folha inversores e representada na Figura 13 e na Tabela 9.

Salientamos que o sistema de painéis PV instalados no DEEC apenas começaram a produzir energia a partir do dia 14 de fevereiro de 2017.

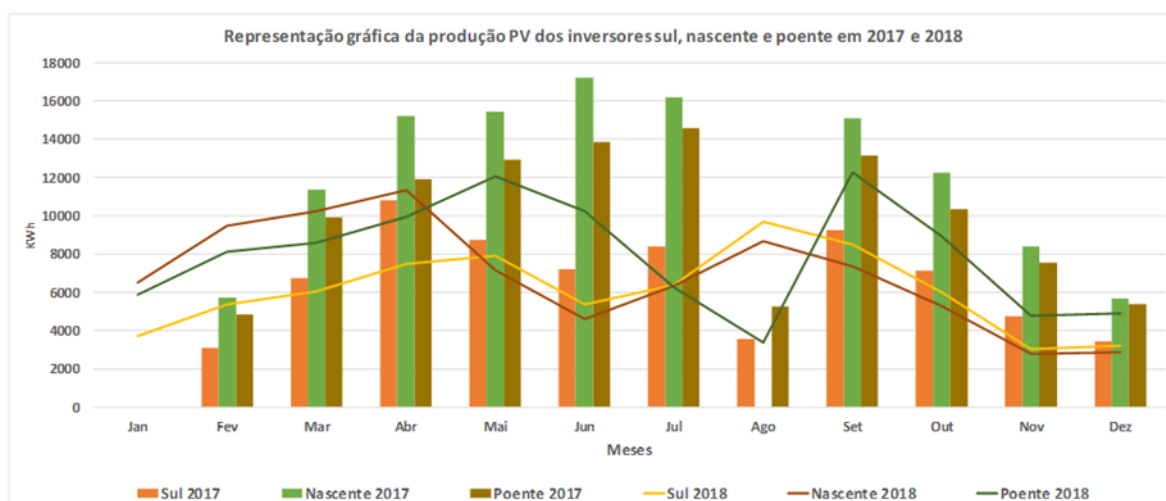


Figura 13 - Representação gráfica da produção PV dos inversores Sul, Nascente e Poente em 2017 e 2018

Tabela 9 - Valores dos dados de cada inversor nos anos de 2017 e 2018

Meses	Inversor Sul		Inversor Nascente		Inversor Poente	
	2017	2018	2017	2018	2017	2018
Jan	0	120,22	0	210,53	0	189,44
Fev	206,24	191,88	383,18	337,84	323,66	289,82
Mar	217,83	196,59	402,37	332,87	320,09	279,82
Abr	360,42	248,98	507,43	378,38	397,51	331,08
Mai	282,27	255,70	498,38	230,82	417,46	389,42
Jun	240,80	178,60	573,94	153,10	462,23	341,14
Jul	270,37	205,49	522,51	204,38	469,90	202,57
Ago	356,48	312,11	0	280,43	169,38	108,72
Set	326,79	284,07	533,10	245,06	437,62	409,85
Out	229,71	193,75	395,04	170,88	338,58	287,45
Nov	159,12	101,61	280,10	93,53	251,30	159,28
Dez	110,97	102,91	183,52	92,25	173,42	158,20
Total	4778,01	4409,92	6296,56	4748,08	5778,15	5164,79

5.3.1. Análise ao ano de 2017

Em 2017 inversor nascente instalado no piso 5 foi o inversor que mais energia converteu enquanto que o inversor sul, como esperado, foi o que menos energia converteu.

A baixa de produção registada no mês de agosto é justificada através da interrupção premeditada do funcionamento do inversor nascente durante o mês inteiro e os restantes dois inversores apenas estiveram em funcionamento nos primeiros onze dias do mês. A interrupção dos inversores foi devida aos baixos consumos que se registam no DEEC nesta altura do ano e de modo a evitar injeção na rede. Esta diferença em relação ao mês de agosto é visível no gráfico de barras, mas nos restantes meses o padrão de produção de energia PV é semelhante entre os inversores. Os meses de maior produção total em 2017 foram julho, maio e junho, enquanto que os meses de menor produção foram agosto, fevereiro e dezembro, respetivamente.

5.3.2. Análise do ano de 2018

No ano de 2018 o funcionamento do sistema de produção PV instalado no DEEC, apesar do que se esperava, o inversor nascente apenas converteu mais energia nos primeiros 4 meses do ano. Nos meses de maio até dezembro, não incluindo o mês de agosto, o grupo poente foi o que gerou mais energia e o grupo nascente foi o gerou menos energia. Já no mês de agosto a maior produção pertence ao grupo sul enquanto que a menor produção foi obtida pelo grupo poente.

Os meses onde a maior produção foi atingida foram em abril, setembro e maio, e os meses onde a menor produção foi atingida foram novembro, dezembro e janeiro, respetivamente.

5.3.3. Comparação entre os dois anos

O funcionamento dos três grupos de inversores, no ano de 2017, ocorreu conforme o esperado. No geral, o conjunto de inversores nascente e poente apresentam um comportamento idêntico ao longo dos dias de produção, contudo o grupo nascente

apresenta maiores valores de produção pelo facto de ter duas áreas com exposição diferente.

O comportamento dos grupos de inversores em 2018 não foi o esperado, visto que a produção do grupo nascente, a partir do mês de maio decresceu, passando este a ser o inversor com menores valores de produção.

Essas variações nas produções e respetivas percentagens de produção por mês de cada grupo de inversores no ano de 2017 e 2018 podem ser consultadas no anexo F e os gráficos relativos a esses valores podem ser consultados na Figura 14 e na Figura 15, respetivamente.

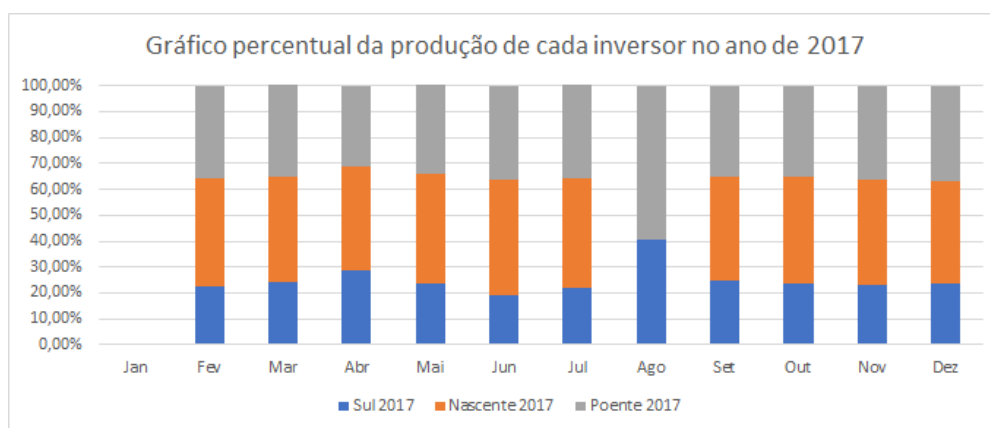


Figura 14 - Contribuição percentual da produção de cada grupo de inversores no ano de 2017

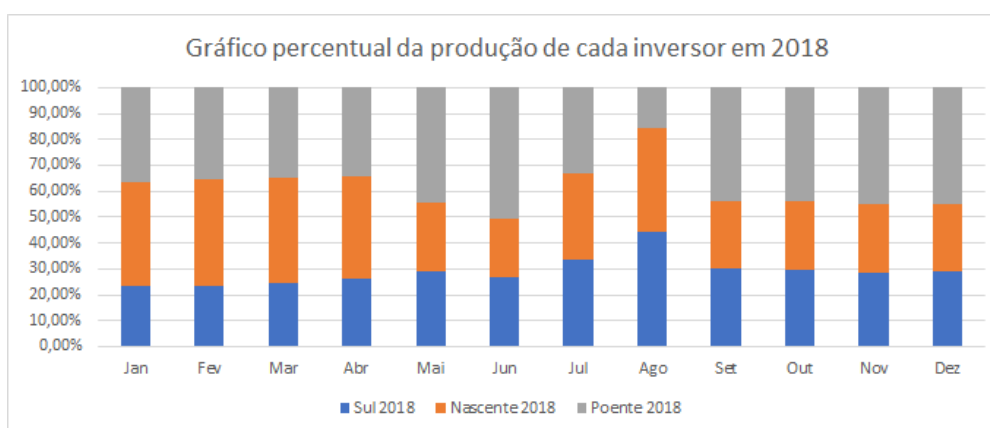


Figura 15 - Contribuição percentual da produção de cada grupo de inversores no ano de 2018

Através da análise da folha de comparação realizada no *Microsoft excel* podemos verificar que no ano de 2018 produzimos 58 354 KWh a menos do que no ano de 2017, o que equivale a aproximadamente a 18,90% menos produção.

5.3.4. Inversor Nascente

O grupo nascente tem uma potência instalada de 29,16 KWp associado a um inversor de 25 KW. O grupo de painéis encontra-se colocado na fachada situada no piso 5 do DEEC, e o grupo nascente encontra-se dividido entre o corredor da Figura 16 e a área retangular da Figura 17.



Figura 16 - Grupo nascente

A orientação escolhida para os painéis foi SSO e este é um dos dois conjuntos do sistema com maior capacidade energética da totalidade do sistema fotovoltaico.



Figura 17 - Grupo nascente (área retangular)

Na Figura 18 está encontra-se a representação gráfica da produção PV referente ao inversor nascente, nos anos de produção correspondentes a 2017 e 2018.

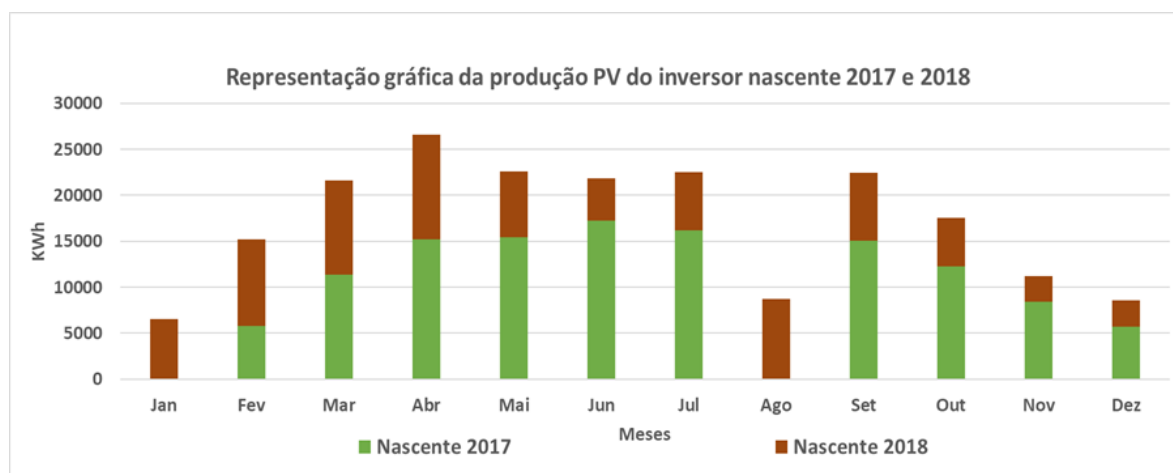


Figura 18 - Dados de produção PV relativos ao inversor nascente

5.3.4.1. Análise ao ano de 2017

No primeiro ano do caso de estudo o inversor nascente foi o que mais energia converteu, com exceção durante o período de tempo de 29/07/2017 a 01/09/2017. Isso aconteceu porque este inversor foi propositadamente desligado devido aos baixos consumos que se registavam no DEEC nesta altura do ano e de modo a evitar injeção na rede.

Os meses com maior produção PV no ano de 2017 foram junho, julho e maio enquanto que os que tiveram uma menor produção foram agosto, dezembro e fevereiro, respetivamente.

Existem algumas anomalias no funcionamento deste inversor. No intervalo de dias 07/04/2017-09/04/2017 e 05/06/2017-07/06/2017 o inversor não registou produção PV. Como não existe uma análise frequente da produção de cada inversor a produção nula nestes dois intervalos de tempo torna-se difícil de compreender.

5.3.4.2. Análise ao ano de 2018

Em relação a 2018 ao funcionamento deste grupo, os meses com maior produção PV foram abril, março e fevereiro, enquanto que a menor produção foi obtida nos meses de novembro, dezembro e junho, respetivamente.

Acreditamos que a diferença de produção no mês de junho esteja relacionada com as condições climáticas e com o número de horas de sol. Analisando a figura 53 do

anexo C conseguimos visualizar que o número de horas de sol no ano de 2018 foi inferior em cerca de 40,3% do que no ano anterior. Em relação à temperatura podemos ver na figura 65 do anexo D que no ano de 2018 tivemos temperaturas máxima inferiores em 3° em relação ao ano de 2017 e essas temperaturas máximas duraram do que os dias com temperaturas máximas em junho do ano anterior.

Este inversor esteve sem produção PV durante 22/06/2018-16/07/2018. Este período de produção nula foi devido à avaria do fusível de uma das séries do inversor nascente, só detetada em 16 de julho. Foi substituído o fusível queimado por um dos fusíveis do inversor poente, que ficou desligado, enquanto se aguardava a compra de fusíveis. Isto porque o inversor nascente, pelo que se conhecia até à data, era o inversor com mais produção PV e a ter que ficar um inversor desligado seria o de menor produção.

Através dos dados recolhidos também nos foi possível verificar que desde 28/04/2018 até à data o inversor nascente deixou de ser o inversor que mais energia converteu. Este acontecimento não era nada expectável e levou-nos a fazer uma recolha mais pormenorizada em relação ao sistema fotovoltaico conectado ao inversor nascente.



Figura 19 - Painel do sistema PV conectado ao inversor nascente com o vidro fotovoltaico quebrado (situa-se no piso 5, torre T)

Descobrimos então, que uma das fileiras dos módulos fotovoltaicos conectada ao inversor nascente tem um dos painéis com o vidro do painel fotovoltaico quebrado. Esse painel fotovoltaico em particular é mostrado na Figura 19. Como a ligação dos nossos painéis é feita em série, e segundo a “análise de rendimento de um painel fotovoltaico (PV) com o vidro quebrado” [21] quando o vidro de um painel PV se encontra partido, ocorrem

enormes perdas no sistema de geração de energia elétrica, ou seja, um vidro quebrado de um painel PV comprometer gravemente o seu rendimento.

5.3.4.3. Comparação entre os dois anos

Através da análise do gráfico de comparação da produção PV do inversor nascente entre os anos de 2017 e 2018, apresentado na figura 16, conseguimos observar que a produção PV no ano de 2017 foi superior à produção PV no ano de 2018. Em termos percentuais, no ano de 2018 tivemos uma queda de 37,9% de produção PV no inversor nascente em relação ao ano de 2017.

Numa análise final aos dois anos de produção PV do inversor nascente, é possível verificar que os meses em que obtivemos uma maior diferença entre a produção de ambos os anos foram junho, julho e agosto. Os meses de março, de dezembro e de fevereiro foram os meses em que a produção PV foi mais próxima entre ambos os anos, respetivamente.

5.3.5. Inversor Poente

O grupo poente, tal como o grupo nascente, tem uma potência instalada de 26,16 KWp associado a um inversor de 25 KW. Na Figura 20 estão representados os módulos fotovoltaicos correspondentes ao grupo poente, enquanto que na Figura 21 encontra-se a representação gráfica da produção PV referente ao inversor poente, nos anos de produção correspondentes a 2017 e 2018.



Figura 20 - Grupo poente

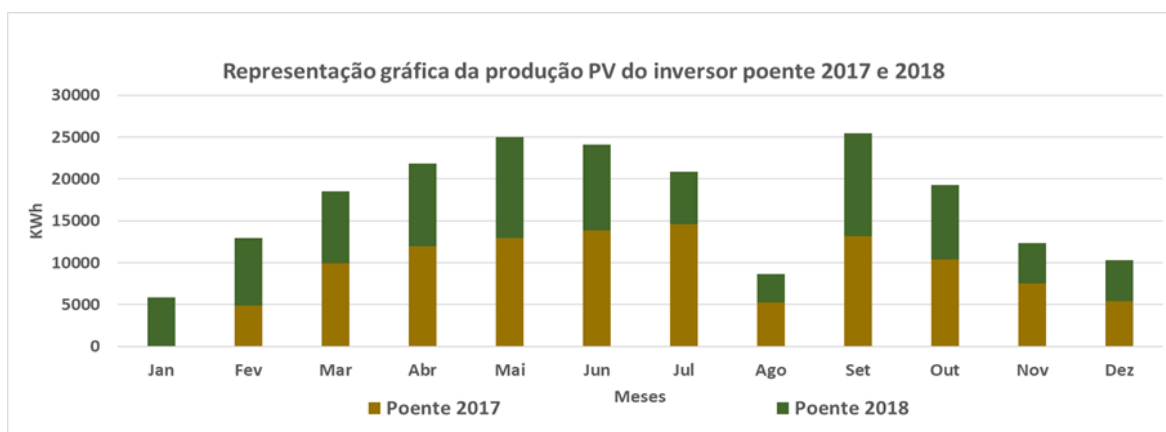


Figura 21 - Dados e produção PV relativo ao inversor poente

5.3.5.1. Análise ao ano de 2017

Em 2017 o grupo Poente foi o segundo grupo de produção PV que mais energia gerou no ano de 2017. Os meses de maior produção PV no ano referido foram os meses de julho, de junho e de setembro, enquanto que nos meses de fevereiro, agosto e dezembro obtivemos as menores produções PV, respetivamente.

O padrão de produção PV é relativamente constante consoante as subidas e descidas da temperatura, à exceção do mês de agosto. A produção neste mês teve um declínio relativamente aos outros meses de verão, e isto aconteceu porque este inversor apenas esteve ligado nos primeiros onze dias do mês.

Tal como aconteceu no caso anterior, o inversor poente regista dois períodos de três dias onde a produção foi nula. Esses intervalos de tempo ocorreram entre 14/04/2017-17/04/2017 e 28/04/2017-01/05/2017. Devido à carência de uma análise contínua da produção dos inversores não é possível avaliar qual a anomalia ocorrida nestes intervalos de tempo.

5.3.5.2. Análise ao ano de 2018

Em relação ao ano de 2018, setembro, maio e junho foram os meses com maior produção PV, enquanto que os meses de agosto, novembro e dezembro foram os meses com menores produções PV, respetivamente.

Como referido na subsecção anterior, a partir do dia 28/04/2018 o inversor poente passou automaticamente a ser o inversor com maior produção PV devido à baixa de produção por parte do inversor nascente, consequência do vidro quebrado de um painel PV do grupo nascente.

No intervalo de tempo entre 17/07/2018 e 22/08/2018 a produção é nula para este inversor. A causa relativa a esta falha de produção foi a remoção do fusível deste inversor para colocar no inversor nascente.

5.3.5.3. Comparação entre os dois anos

Os meses em que se verificou uma maior discrepância entre os valores de produção PV dos dois anos foram julho, junho e fevereiro, respetivamente. Os meses de dezembro, setembro e de maio de 2018 foram os que tiveram as produções mais próximas às produções dos meses correspondentes em 2017, respetivamente.

Os desequilíbrios registados no mês de julho já foram esclarecidos na subsecção anterior. A queda de produção PV no mês de junho aparenta estar relacionada com a descida da média mensal das temperaturas máxima e com a redução do número de horas de sol, também já explicado na subsecção anterior. No que diz respeito ao mês de fevereiro, as diferenças registadas entre as produções de ambos os anos estão associadas ao facto de em 2017 apenas se começou a produzir a partir do dia 14.

À semelhança do que aconteceu com o inversor nascente, o inversor poente obteve uma maior produção no ano de 2017, relativamente ao ano de 2018. Em termos percentuais, a produção no ano de 2018 baixou cerca de 18,4%.

5.3.6. Inversor Sul

O 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.



Figura 22 - Grupo sul

Os painéis solares do grupo sul encontram-se virados a este e oeste, como se pode verificar através da Figura 22. Esta estratégia de orientação dos painéis tem o propósito de captar o máximo de radiação solar quando o sol se encontra a poente (ao anoitecer), assim como a parte virada a este, tem o propósito de captar o máximo de radiação solar quando o sol se encontra a nascente (ao amanhecer).

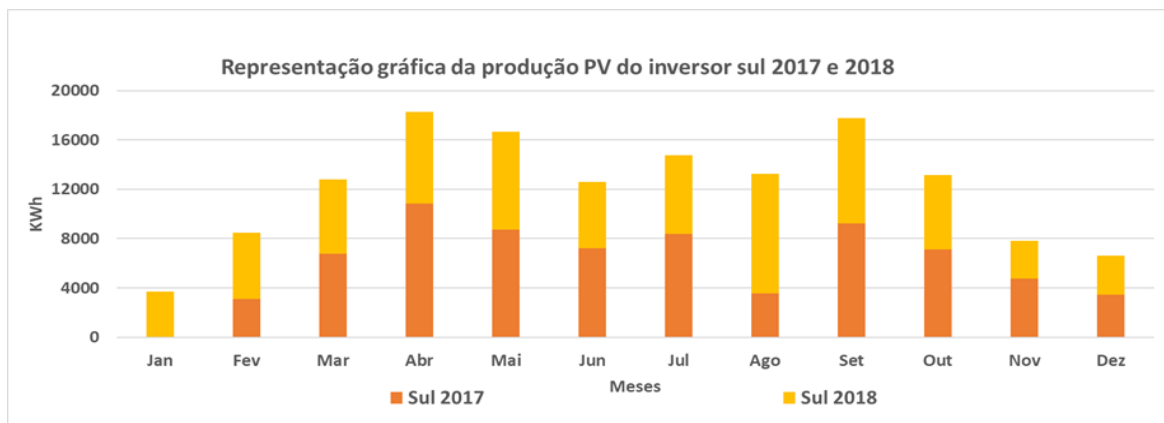


Figura 23 - Dados de produção PV no inversor Sul

5.3.6.1. Análise ao ano de 2017

No ano de 2017, os meses em que a produção PV foi maior foram abril, setembro e maio, enquanto que os meses com menor produção PV foram fevereiro, agosto e dezembro, respetivamente.

Tal como nos casos anteriores, no inversor sul também ocorreu um período de tempo de um dia em que o inversor obteve uma produção PV nula e ao qual não conseguimos compreender o que ocorreu. Esse período temporal corresponde ao dia

05/03/2017. Voltamos a reforçar que, durante o período de 11/08/2017 até ao dia 01/09/2017 os três inversores estiveram desligados.

5.3.6.2. Análise ao ano de 2018

Em relação ao ano de 2018, as maiores produções PV foram alcançadas nos meses de agosto, setembro e maio, enquanto que os meses de novembro, dezembro e janeiro foram os que obtiveram as menores produções PV, respetivamente.

5.3.6.3. Comparação entre os dois anos

Comparando os dois anos, as maiores diferenças entre a produção PV foram registadas nos meses de agosto, de abril e de fevereiro, respetivamente. A interpretação para a descida na produção dos meses de agosto foi referida na análise ao inversor nascente e, para o mês de fevereiro foi referida na análise ao inversor poente. A interpretação feita para demonstrar a baixa de produção no mês de abril está relacionada com a baixa de temperatura e a diminuição do número de horas de 2018 relativamente a 2017. Em termos percentuais, houve uma queda de 33,86% o número de horas de sol e uma queda na média mensal das temperaturas máximas de aproximadamente 3,5°C. Os meses onde a diferença entre produção PV foi menor foram em dezembro, março e setembro, respetivamente.

A produção PV no ano de 2017 foi superior à produção PV de 2018 em todos os meses com exceção dos meses de fevereiro e agosto. No total, em 2018 atingimos cerca de 94,3% da produção PV do ano de 2017.

5.4. Análise ao sombreamento dos painéis

5.4.1. Distância de afastamento entre as fileiras dos módulos fotovoltaicos

O afastamento entre as fileiras dos módulos fotovoltaicos é uma questão muito importante de ser analisada antes da colocação dos painéis solares. Isto porque, se caso não for assim, pode existir uma queda acentuada na produção PV.

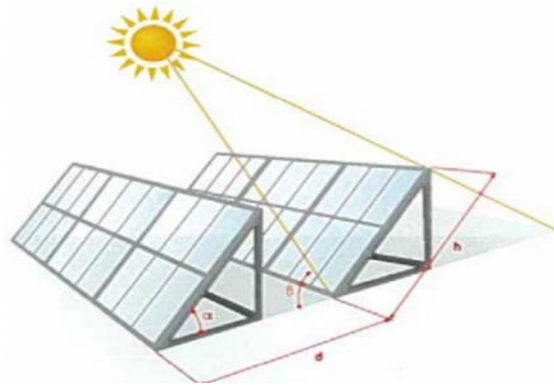


Figura 24 - Esquema de instalação e separação de fileiras

A implementação do sistema de produção PV no DEEC teve em linha de conta os seguintes pontos relativamente à localização dos painéis fotovoltaicos:

- Potenciar o rendimento da fachada do edifício com orientação a Sul;
- Mitigar o efeito de sombreamento da torre do Bar;
- Potenciar a longa fachada do edifício com orientação Su-sudoeste;
- Impacto visual mínimo para minimizar questões estéticas junto da arquitetura da FCTUC.

Segundo “Efeito do sombreamento nos painéis fotovoltaicos” [22] quanto menor for o ângulo de inclinação entre as fileiras dos painéis maior será a taxa de utilização do espaço.

O afastamento das fileiras é dado por (3) e representado na Figura 25:

$$d = L \left(\cos \alpha + \frac{\sin \alpha}{\tan \beta} \right) \quad (3)$$

Sendo,

d – Distância máxima entre os módulos

L – Comprimento do módulo fotovoltaico;

α – Ângulo referente à inclinação do módulo;

β – Ângulo da altura mínima do sol (varia entre $-23,45^\circ$ no solstício de inverno, 0° em 21 de setembro e 21 de março e $23,45^\circ$ no solstício de verão).

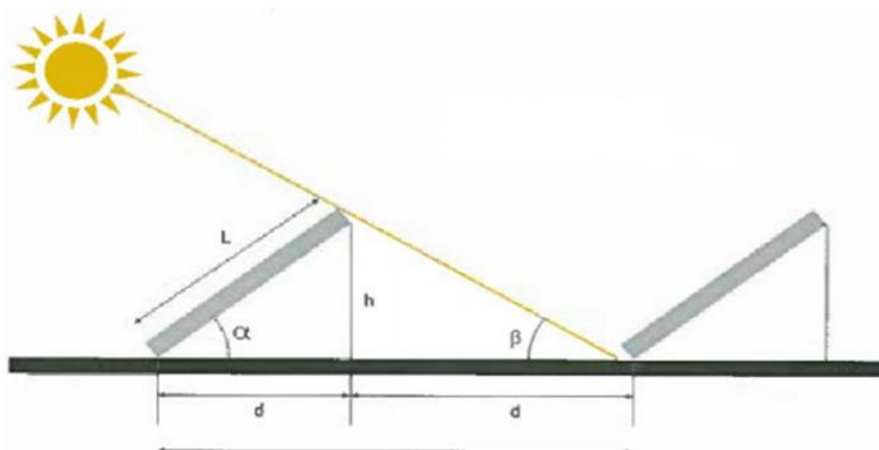


Figura 25 - Análise da distância entre ambos os módulos

Os módulos fotovoltaicos AXITEV AC-270P têm um comprimento do módulo de 954 mm, um ângulo de inclinação dos painéis de 13° e uma distância entre as fileiras de 1,32 m [16].

Aplicando a fórmula para os dados da instalação do DEEC verificamos que a distância entre as fileiras dos módulos fotovoltaicos deveria ser 1,42 m e não 1,32 m como foi instalado. Como podemos verificar existe uma diferença de 10 cm entre a distância das fileiras ideal e a real relativamente aos painéis fotovoltaicos do DEEC. A consequência desta diferença entre a distância entre fileiras de painéis é o sombreamento que surgirá nas horas em que o sol se encontra “mais baixo”.

5.4.2. Sombreamento dos painéis causado por obstáculos exteriores

Para que a caracterização deste sistema fosse o mais realista possível foi efetuada 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, com dias sem nebulosidade.

Para fazer o estudo relativamente ao sombreamento causado por obstáculos exteriores foi realizado um levantamento dos melhores dias de produção nos dois anos, ou seja, foram selecionados dias sem nebulosidade para podermos efetuar um estudo relativamente às curvas de produção dos grupos de inversores.

Os dias escolhidos de cada ano encontram-se discriminados na Tabela 10 e na Tabela 11.

Tabela 10 - Dias sem nebulosidade escolhidos para a análise PV no ano de 2017

2017											
Mês	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.
Dia	22	10	28	2	16	26	2	15	2	6	3

Tabela 11 - Dias sem nebulosidade escolhidos para a análise PV no ano de 2018

2018												
Mês	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.
Dia	30	22	21	18	4	19	17	31	10	2	13	30

A escolha dos dias foi efetuada consoante a semelhança entre as curvas de produção típicas de um inversor e a curva de produção total dos três grupos de inversores. Agrupámos esses dias consoante as estações de ano, para ser mais fácil fazer uma comparação entre as representações gráficas obtidas. Deixar-se uma nota sobre os dias 21 de março de 2018 e o dia 30 de dezembro de 2018. As estações do ano correspondentes a estes dois dias são a primavera e o inverno, respetivamente, mas para simplificar a nossa análise exclusivamente a 3 dias por estação o dia 21 de março de 2018 foi incluído na análise do inverno e o dia 30 de dezembro de 2018 foi incluída na análise de outono.

5.4.2.1. Inversor Nascente

Na Figura 26 estão representados os gráficos de produção referentes aos dias de inverno e outono dos anos de 2017 e 2018, enquanto que na Figura 27 estão representados os gráficos de produção referentes aos dias de primavera e verão.

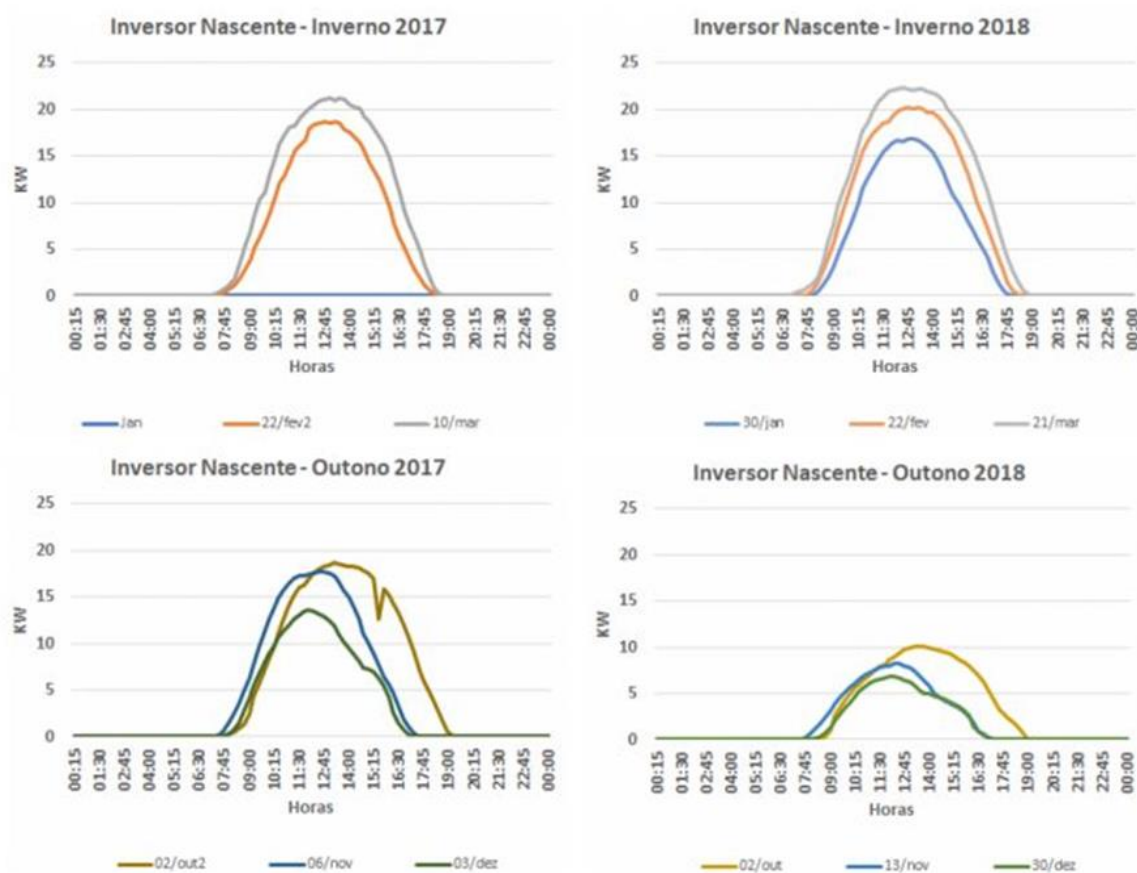


Figura 26 - Caracterização PV do grupo Nascente nos melhores dias dos meses de inverno e outono (sem considerar a mudança de hora)

Relativamente ao sombreamento este grupo de inversores tem um entrave nos meses de novembro e dezembro. O movimento do sol nos períodos de inverno é mais baixo, o que faz com que o muro de 30 centímetros que se encontra no piso 5 crie um ligeiro sombreamento no fundo dos painéis e mesmo esses criam um sombreamento nos painéis anteriores. Esse sombreamento resulta principalmente nas tremulações visíveis na segunda parte do gráfico referente ao outono.

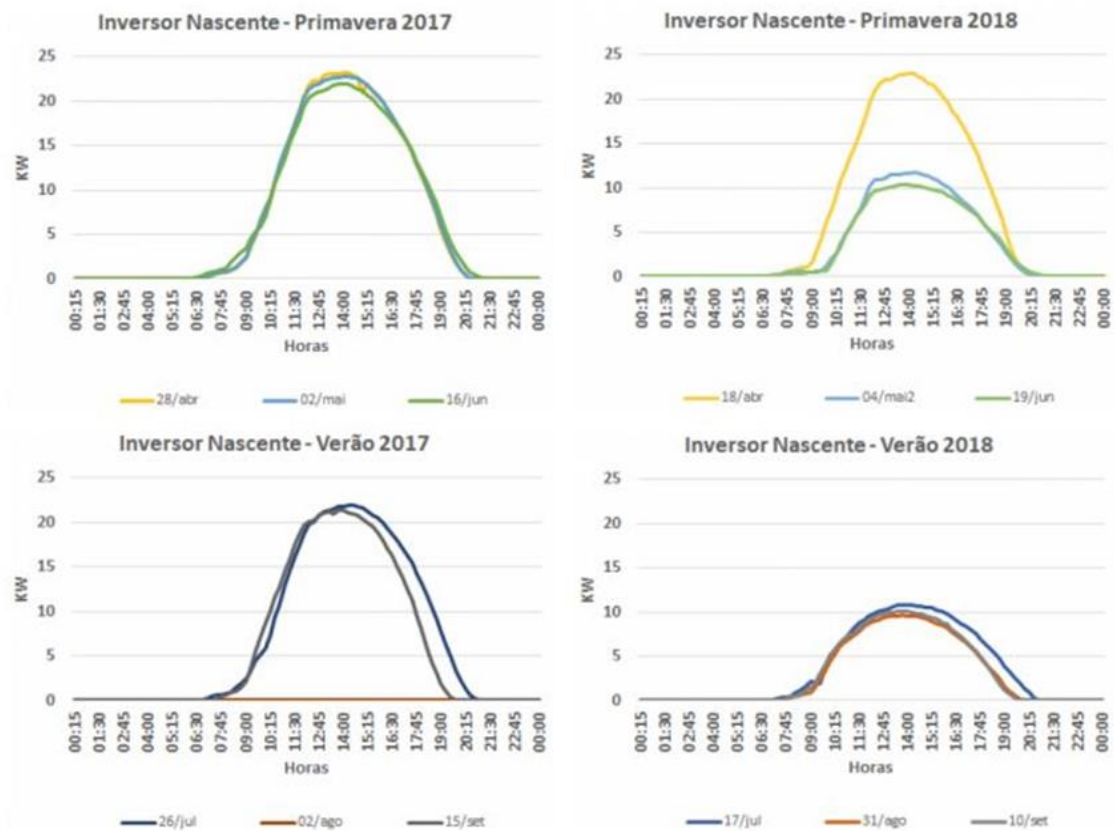


Figura 27 - Caracterização PV do grupo Nascente nos melhores dias dos meses de primavera e verão (sem considerar a mudança de hora)

O comportamento da curva nas primeiras horas de produção tem uma perturbação visível nos gráficos representativos da primavera e verão dos anos de 2017 e 2018. 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 é que é visível a produção com uma inclinação muito acentuada.

5.4.2.2. Inversor Poente

Na Figura 28 estão representados os gráficos de produção referentes aos dias de inverno e outono dos anos de 2017 e 2018, enquanto que na Figura 29 estão representados os gráficos de produção referentes aos dias de primavera e verão.

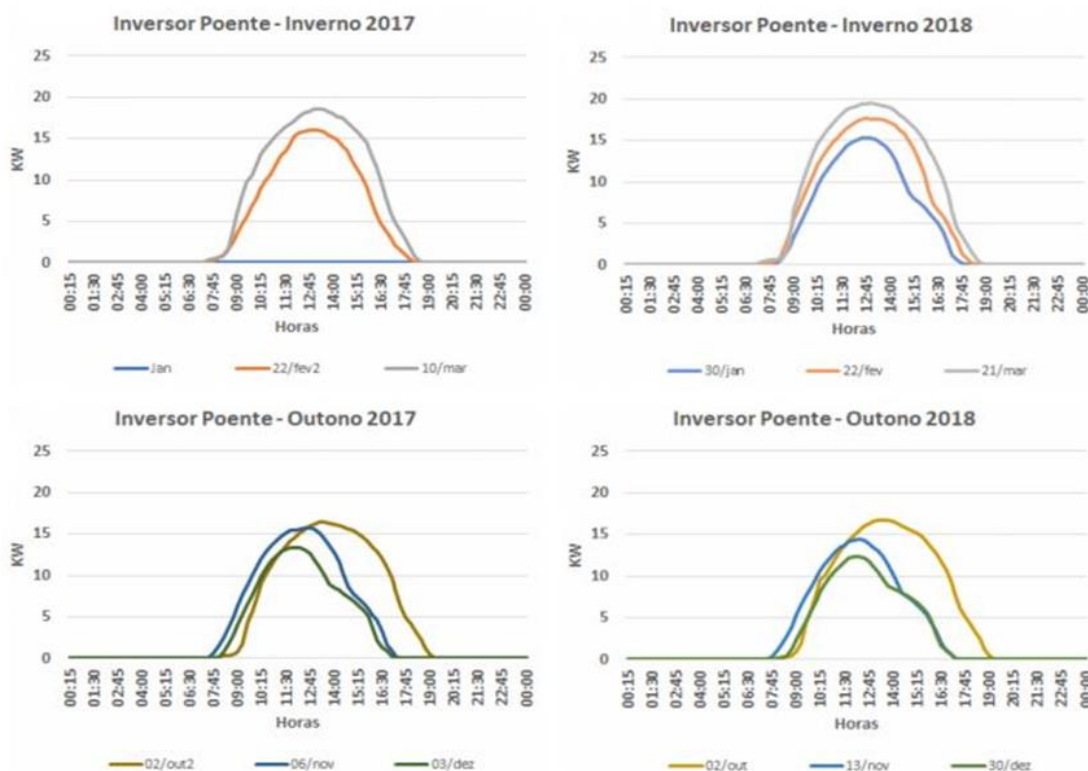


Figura 28 - Caracterização PV do grupo Poente nos melhores dias dos meses de inverno e outono (sem considerar a mudança de hora)

Relativamente à análise referente aos dias seleccionados, para este grupo poente, as conclusões tiradas são semelhantes às do grupo nascente. O sombreamento causado pelo muro de 30 centímetros é notório nos meses referenciados no Outono e o sombreamento parcial causado pela torre situada a nascente durante as primeiras horas do dia também é visível nos meses referentes à primavera e verão.

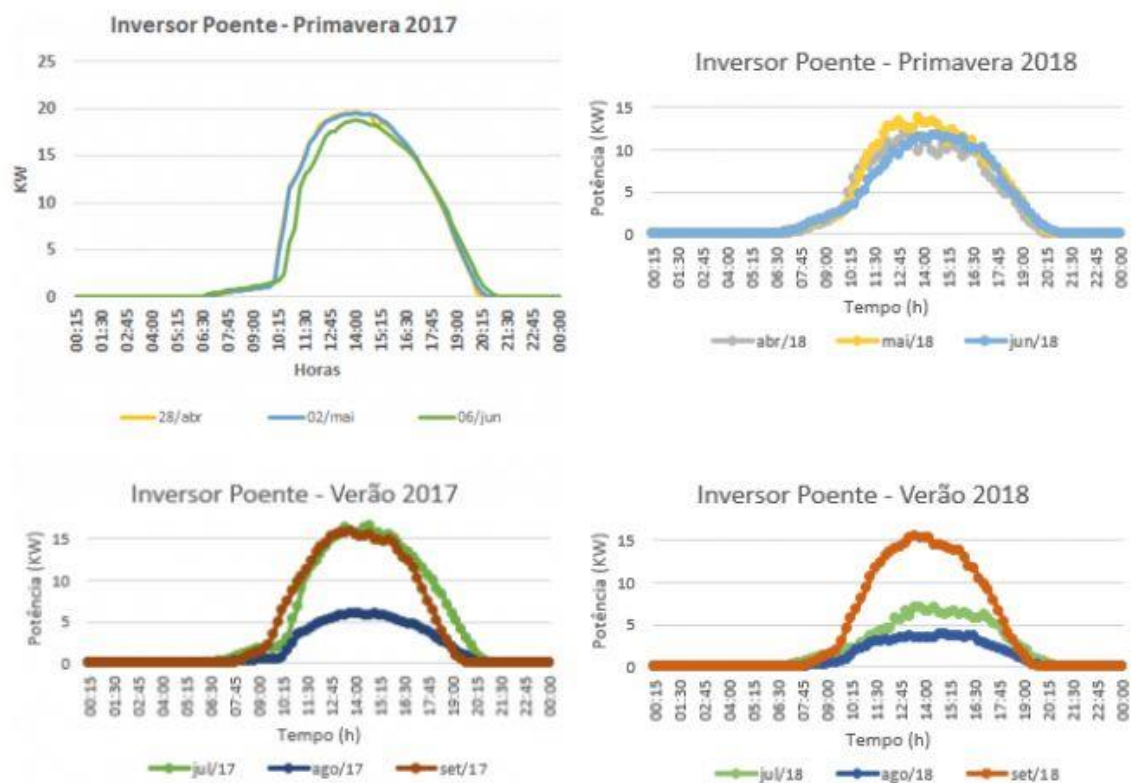


Figura 29 - Caracterização PV do grupo Poente nos melhores dias dos meses de primavera e verão (sem considerar a mudança de hora)

5.4.2.3. Inversor Sul

Na Figura 30 apresenta-se as curvas do comportamento do grupo de painéis ao longo do ano relativamente às estações de inverno e outono. Na Figura 31 mostra as curvas do comportamento do grupo sul relativamente às estações de primavera e verão. Conseguimos verificar que os dias apresentados têm uma forma muito idêntica à de um “sino” ao longo do ano.

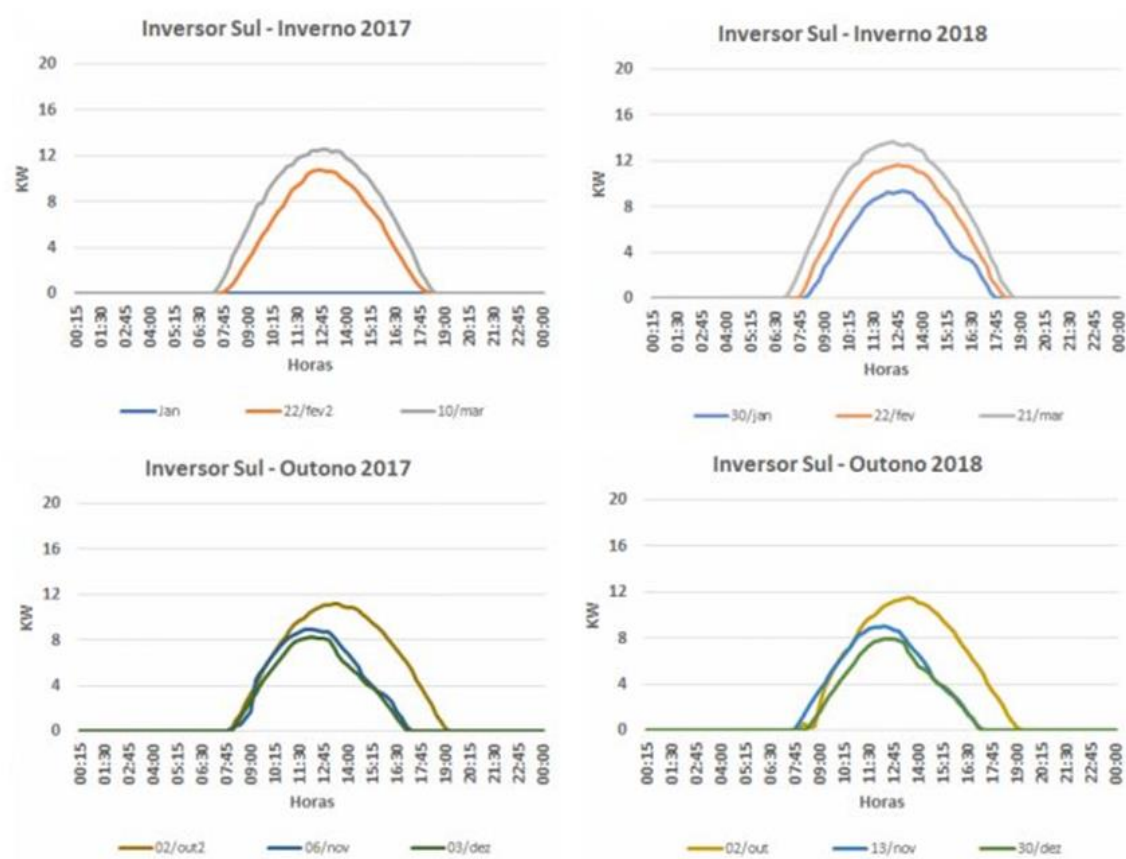


Figura 30 - Caracterização PV do grupo Sul nos melhores dias dos meses de inverno e outono (sem considerar a mudança de hora)

Nos meses de junho, julho e agosto é possível visualizar um encurtamento da curva típica em latitude superior ao inverno. Isto ocorre porque nestes meses o sol encontra-se “mais alto” relativamente aos painéis, o que faz com que a fachada existente na parte superior origine sombreamentos ao longo de dia, o que nos indica que também existe uma questão delicada no que toca ao sombreamento no grupo sul.

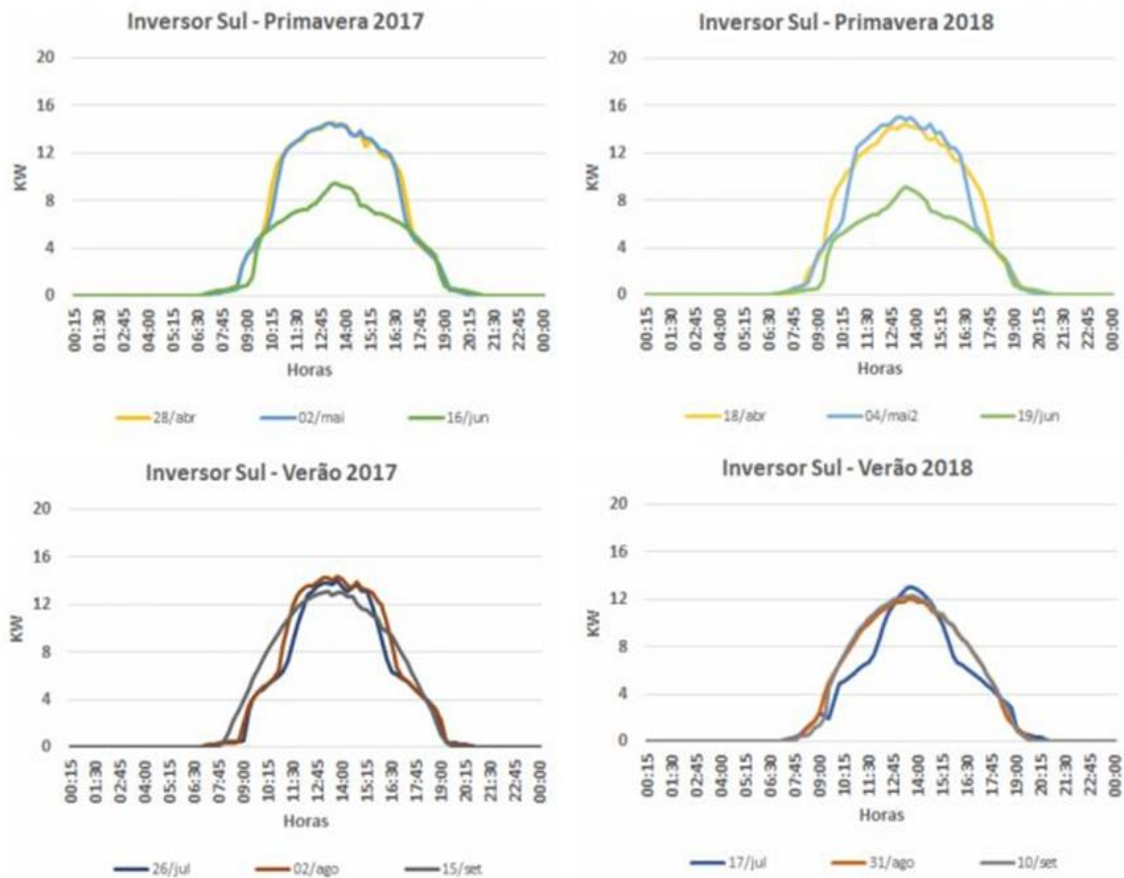


Figura 31 - Caracterização PV do grupo Sul nos melhores dias dos meses de primavera e verão (sem considerar a mudança de hora)

5.5. Temperatura de operação de um painel fotovoltaico

As células fotovoltaicas que compõem um módulo sofrem variações de temperatura em função do nível de radiação solar incidente e da temperatura ambiente.

O aumento da temperatura da célula dos painéis fotovoltaicos faz aumentar a corrente de curto-circuito (I_{cc}) e diminuir a tensão em circuito aberto (V_{ca}) [23], fazendo assim alterar a potência entregue pelo módulo. Com o auxílio da Figura 32 verifica-se que a tensão diminui significativamente com o aumento da temperatura, enquanto que a variação da corrente aumenta ligeiramente.

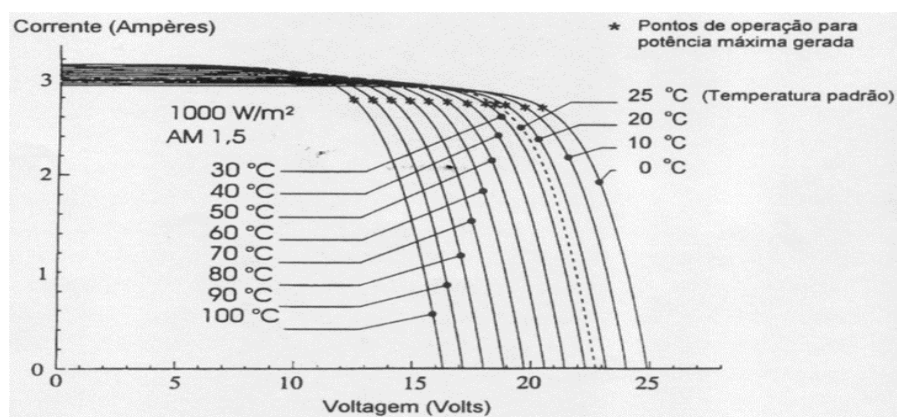


Figura 32 - Efeito causado pela temperatura de cada célula na curva característica Corrente curto-circuito vs Tensão em circuito aberto, (para 1000w/m2) num módulo fotovoltaico

O gráfico representado na Figura 33 mostra-nos que, para temperaturas mais baixas, temos uma máxima potência maior do que para temperaturas altas.

Para captar o máximo valor de potência em todas as temperaturas, o sistema pode ser dotado de um componente chamado MTTP, como já foi referenciado no ponto 4.3 do capítulo 2.

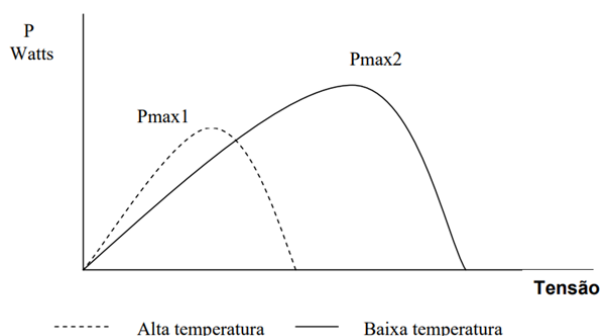


Figura 33 - efeito da temperatura na curva de potência VS Tensão

Com o auxílio do índice de radiação diária média mensal e com os gráficos da temperatura máxima de cada mês foi possível obter duas semanas de cada ano, tratando-se uma da semana mais fria e outra da semana mais quente.

5.5.1. Temperaturas de operação em 2017

Para o ano de 2017 a semana mais fria selecionada foi a semana 11 (entre os dias 11 e 18 de março) onde a temperatura máxima varia entre os 15°C no dia 12 e os 24°C no dia 15 de março. A semana mais quente selecionada foi a semana 29 (entre os dias 16 e 22

de julho) onde a temperatura máxima varia entre os 23°C no dia 19 e os 30°C no dia 16 de julho.

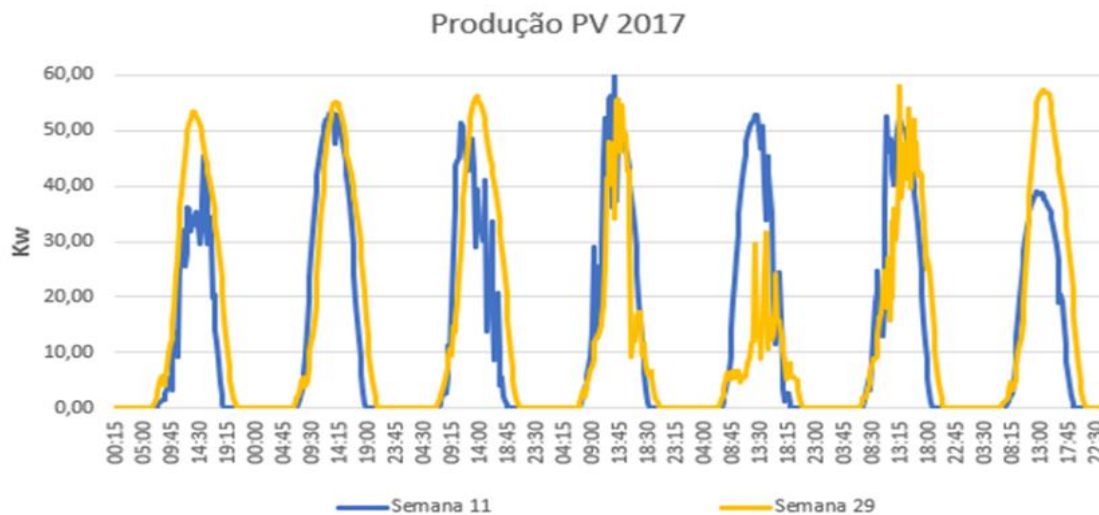


Figura 34 - Representação semanal da produção PV em 2017

Comparando a semana 11 com a semana 29 do ano de 2017, é possível visualizar que para o mês de março a radiação diária média mensal é de 4,13 KWh/m² enquanto que para o mês de julho a radiação diária média mensal de 7,18 KWh/m². Comparando estes valores e analisando o gráfico da Figura 34 conseguimos verificar que existem dias em que a produção PV da semana 11 se assemelha à produção PV da semana 29. São esses dias o 12 de março e 17 de julho, 14 de março e 9 de julho e 16 de março e 21 de julho, mostrados na Tabela 12.

Tabela 12 - Tabela de temperatura para os dias com produções PV semelhantes entre a semana fria e a semana quente selecionadas no ano de 2017

Data	12/03	14/03	16/03	09/07	17/07	21/07
Temperatura máxima (°C)	15 °C	22 °C	23 °C	25 °C	27 °C	24 °C

A comparação mais interessante de se fazer relativamente aos dias selecionados é entre o dia 12/03 e o dia 17/07. A diferença de temperaturas entre eles é de 12°C e os níveis de irradiação variam em cerca de 3,05 KWh/m². Interpretando estes dados com a Figura 34 verificamos que para índices de irradiação média mensal diferentes a produção

PV é idêntica em ambos os casos, logo confirma-se que a temperatura tem efeito sobre a produção PV.

5.5.2. Temperaturas de operação em 2018

Para a análise das temperaturas de operação no sistema fotovoltaico no ano de 2018 não foram incluídos os meses de maio a dezembro em consequência do que já foi referenciado em cima relativamente a este período de tempo.

No que diz respeito ao ano de 2018 a semana mais fria selecionada foi a semana 6 (entre os dias 5 e 11 de fevereiro) onde a temperatura máxima varia entre os 10°C no dia 6 e os 14°C no dia 11 de fevereiro. A semana mais quente selecionada foi a semana 16 (entre os dias 16 e 22 de abril) onde a temperatura máxima varia entre os 18°C no dia 16 e 27°C no dia 18 de abril.

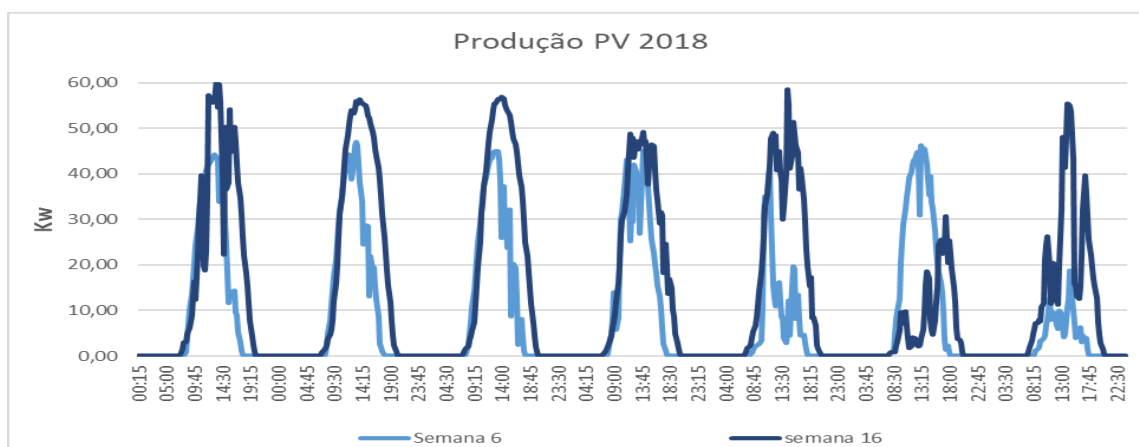


Figura 35 - Representação semanal da produção PV em 2018

Os níveis de irradiação do mês de fevereiro é 2,76 KWh/m² e o do mês de abril é 5,33 KWh/m². Confrontando a semana 6 com a semana 16 de 2018, mostradas na Tabela 13, com a Figura 35 verifica-se que o dia 8 de fevereiro e o dia 19 de abril têm produções PV quase idênticas.

Tabela 13 - Tabela de temperatura para os dias com produções PV semelhantes entre a semana fria e a semana quente selecionadas no ano de 2018

Data	08/02	16/04
Temperatura máxima (°C)	12 °C	18 °C

As semanas selecionadas em 2018 não nos permite concluir nada visto que as temperaturas atingidas não são muito elevadas.

5.6. Análise do consumo no DEEC

A carga anual do edifício de DEEC é estável, o que nos indica que o a base consumidora do edifício em questão mantém-se praticamente constante.

Para a análise desta subsecção foi usada a folha de consumos, e os respetivos dados são mostrados na Tabela 14.

Tabela 14 - Dados dos consumos do DEEC nos anos de 2017 e 2018

	Consumo 2017	Consumo 2018
Janeiro	231 652,00	230 839,83
Fevereiro	191 648,23	217 497,28
Março	184 808,74	220 274,46
Abril	135 404,43	177 846,09
Mai	140 486,72	141 613,51
Junho	145 178,78	133 610,07
Julho	142 347,09	130 284,74
Agosto	90 190,53	122 746,48
Setembro	131 278,68	135 075,61
Outubro	138 700,29	143 502,91
Novembro	160 190,70	184 246,62
Dezembro	196 773,62	191 873,98
Total	1 888 659,82	2 029 411,59

5.6.1. Análise do consumo referentes ao ano de 2017

Numa análise anual, é possível verificar que no ano de 2017 os meses de maior consumo foram janeiro, dezembro e fevereiro e os menos de menor consumo foram agosto, setembro e abril, respetivamente. Como o sistema de produção fotovoltaica apenas começou a produzir a partir do dia 14 de fevereiro, faz sentido que os meses de janeiro e fevereiro constem na lista dos meses com maior consumo no DEEC. Em relação ao mês de dezembro, o número de horas de sol foi o menor de todo o ano e as temperaturas máximas também foram as menores nos 11 meses em estudo no ano de 2017. Isso refletiu-se na produção PV dos painéis fotovoltaicos, como testemunhámos anteriormente.

5.6.2. Análise do consumo referentes ao ano de 2018

Em relação ao ano de 2018, os meses com maior consumo no DEEC foram janeiro, março e fevereiro enquanto que os meses em que se registou um menor consumo foram agosto, julho e setembro, respetivamente.

Os três meses de pior consumo foram também os meses com a média mensal das temperaturas máximas menores, o que influenciou a produção PV nestes meses em concreto. No que diz respeito ao ano de 2018, o mês de dezembro demonstrou ser o segundo mês com pior produção nos inversores nascente e poente, e o terceiro mês com pior produção no inversor poente. Num panorama geral, o mês de dezembro foi o mês com a terceira pior produção total do conjunto dos três inversores no ano de 2017, e mostrou ser o mês com a segunda pior produção total no ano de 2018.

5.6.3. Comparação entre os dois anos

O consumo total no ano de 2017 foi 1 888 659 KWh enquanto que em 2018 o consumo subir para 2 029 411 KWh. Comparando os dois anos houve um aumento de 6,94% no consumo no DEEC no ano de 2018.

Torna-se interessante fazer a relação percentual entre a produção e o consumo nos dois anos em estudo. Esses valores podem ser encontrados na Tabela 15.

O mês com uma maior relação percentual de produção-consumo foi, em ambos os anos, o mês de setembro. Em 2017 temos ainda o mês de abril e de julho como segundo e terceiro mês com maior relação percentual produção-consumo, enquanto que os meses que com a pior relação percentual foram fevereiro, dezembro e agosto.

Em 2018 a somar ao mês de setembro estão maio e agosto como boas relações percentuais de produção-consumo, em contrapartida, os meses de dezembro, novembro e janeiro foram os meses que tiveram uma pior relação percentual.

Tabela 15 - Relação Produção - Consumo do sistema PV nos anos de 2017 e 2018

Percentagem Consumo vs Produção por mês 2017 e 2018

	Produção 2017	Consumo 2017	Percentagem 2017	Produção 2018	Consumo 2018	Percentagem 2018
Janeiro	0,00	231 652,00	0%	16 125,83	230 839,83	6,99%
Fevereiro	13 696,23	191 648,23	7,15%	22 947,28	217 497,28	10,55%
Março	27 908,74	184 808,74	15,10%	24 900,46	220 274,46	11,30%
Abril	38 621,43	135 404,43	28,52%	29 191,09	177 846,09	16,41%
Mai	36 829,72	140 486,72	26,22%	27 154,51	141 613,51	19,18%
Junho	38 345,78	145 178,78	26,41%	20 337,07	133 610,07	15,22%
Julho	40 131,09	142 347,09	28,19%	17 117,74	130 284,74	13,14%
Agosto	9 653,53	90 190,53	10,70%	21 947,48	122 746,48	17,88%
Setembro	37 570,68	131 278,68	28,62%	28 169,61	135 075,61	20,85%
Outubro	29 806,29	138 700,29	21,49%	20 854,91	143 502,91	14,53%
Novembro	21 026,32	160 190,70	13,13%	10 632,62	184 246,62	5,77%
Dezembro	15 097,62	196 773,62	7,67%	10 953,98	191 873,98	5,71%
Total	308 687,44	1 888 659,82	-	250 332,59	2 029 411,59	-

5.7. Análise económica do sistema PV

Para verificar a rentabilidade do sistema PV foi efetuado uma análise económica ao sistema PV em estudo. Através da folha de evolução económica foi obtido o valor real do autoconsumo, do consumo e da injeção na rede durante o período de análise.

Queremos desde já deixar uma nota sobre os valores de injeção na rede. Apenas existe injeção na rede elétrica de serviço público quando a produção é superior ao consumo naquele exato instante. No ano de 2017 houve injeção na rede em cerca de 216 horas num total de 3680 horas de produção anual. A porção de energia injetada foi de apenas 5,86%

do total de produção neste ano. Em relação ao segundo ano de produção, o número de horas de injeção na rede foi de 65 horas num total de 4343 horas, o que equivale apenas a 1,5% do total de produção no ano de 2018.

Na presente dissertação não foi feita uma análise aos valores de injeção da rede visto que eles representam uma porção baixíssima relativamente aos valores de produção.

5.7.1. Análise económica relativa ao autoconsumo referente aos dois anos em estudo

Relativamente aos sistemas PV a percentagem da produção que é usada para autoconsumo é o mais importante no âmbito dos sistemas de produção fotovoltaicos. O retorno monetário pode alterar significativamente com a instalação de produção.

É preciso salientar que o número de horas de produção total do ano de 2017 foi inferior ao número de horas de produção total em ano de 2018. Devido ao início da produção apenas ter ocorrido no dia 14 de fevereiro e derivado da interrupção do funcionamento dos inversores em agosto de 2017 temos cerca de 17,5% de horas de produção a menos comparativamente ao ano seguinte.

O DEEC apresentou no ano de 2017 um autoconsumo anual de 308 687 KWh enquanto que no ano de 2018 o autoconsumo foram 250 332 KWh. Através da tabela 17 conseguimos verificar que a poupança obtida no ano de 2017 foi de 11 054,77 € (c/ IVA) e no ano de 2018 a poupança foi 8 818,84€ (c/ IVA). Em termos percentuais relativamente à poupança houve uma queda de 20,23 % em 2018, o que corresponde a 2 235,92€. Os valores dos cálculos da evolução económica em relação ao autoconsumo no DEEC nos anos em estudo podem ser consultados na Tabela 16 e na Tabela 17.

Tabela 16 - Tabela representativa do autoconsumo da instalação desagregado pelos períodos tarifários nos anos de 2017

Autoconsumo 2017															
Total	Estação Ano	Periodos Horários				Tarifa								Custo	
	Inverno	S. Vazio	V. Normal	Ponta	Cheia	S. Vazio	V. Normal	Ponta	Cheia	S. Vazio	V. Normal	Ponta	Cheia	Médio	Energia
	18 685,26	-	3 489,38	4 911,11	10 284,77	0,00%	18,67%	26,28%	55,04%	6,64%	7,51%	17,59%	10,18%	11,63%	2 172,91 €
Total	Verão	S. Vazio	V. Normal	Ponta	Cheia	S. Vazio	V. Normal	Ponta	Cheia	S. Vazio	V. Normal	Ponta	Cheia	Médio	Energia
	58 482,70	0,01	12 861,74	10 447,34	35 173,61	0,00%	21,99%	17,86%	60,14%	6,64%	7,51%	21,71%	10,18%	11,65%	6 814,71 €
Total sem IVA (€)														8 987,61 €	
Total com IVA (€)														11 054,77 €	

Tabela 17 - Tabela representativa do autoconsumo da instalação desagregado pelos períodos tarifários nos anos de 2017

Autoconsumo 2018

Estação Ano	Períodos Horários				Tarifa								Custo	
	S. Vazio	V. Normal	Ponta	Cheia	S. Vazio	V. Normal	Ponta	Cheia	S. Vazio	V. Normal	Ponta	Cheia	Médio	Energia
Total Inverno	-	4 482,41	4 844,54	10 454,16	0,00%	22,66%	24,49%	52,85%	6,64%	7,51%	17,59%	10,18%	11,39%	2 253,02 €
Total Verão	-	10 117,72	7 195,73	25 488,60	0,00%	23,64%	16,81%	59,55%	6,64%	7,51%	21,71%	10,18%	11,49%	4 916,77 €
Total sem IVA (€)													7 169,79 €	
Total com IVA (€)													8 818,84 €	

5.7.2. Análise económica do consumo referente aos dois anos em estudo

O consumo do DEEC é estável de ano para ano, porque a sua carga é aproximadamente igual de ano para ano. Portanto as diferenças apresentadas na Tabela 18 e na Tabela 19 estão relacionadas com o decréscimo da produção PV no segundo ano de estudo.

O DEEC apresentou no ano de 2017 um consumo anual de 1 888 659 KWh enquanto que no ano de 2018 o consumo foi 2 029 411 KWh. Através das tabelas 20 e 21 conseguimos verificar que o valor monetário (c/ iva) associado ao consumo do edifício do DEEC foi 64 353,08€ (c/ IVA) e no ano de 2018 o valor monetário aumentou para 67 091,66€ (c/ IVA). Em termos percentuais houve um aumento de cerca de 4% do montante anual dos consumos, sendo esse valor 2 738,58€.

Tabela 18 - Tabela representativa do consumo da instalação desagregado pelos períodos tarifários nos anos de 2017

Consumo 2017

Estação Ano	Períodos Horários				Tarifa								Custo	
	S. Vazio	V. Normal	Ponta	Cheia	S. Vazio	V. Normal	Ponta	Cheia	S. Vazio	V. Normal	Ponta	Cheia	Médio	Energia
Total Inverno	26 256,75	45 037,63	50 134,86	112 965,52	11,20%	19,21%	21,39%	48,19%	6,64%	7,51%	17,59%	10,18%	10,86%	25 444,39 €
Total Verão	29 556,26	52 358,24	45 749,59	108 529,61	12,51%	22,17%	19,37%	45,95%	6,64%	7,51%	21,71%	10,18%	11,38%	26 875,19 €
Total sem IVA (€)													52 319,58 €	
Total com IVA (€)													64 353,08 €	

Tabela 19 - Tabela representativa do consumo da instalação desagregado pelos períodos tarifários nos anos de 2018**Consumo 2018**

Total	Estação Ano	Períodos Horários				Tarifa								Custo		
	Inverno	S. Vazio	V. Normal	Ponta	Cheia	S. Vazio	V. Normal	Ponta	Cheia	S. Vazio	V. Normal	Ponta	Cheia	Médio	Energia	
	255 880,10	29 001,00	66 472,66	47 815,54	112 590,91	11,33%	25,98%	18,69%	44,00%	6,64%	7,51%	17,59%	10,18%	10,47%	26 790,27 €	
	Verão	S. Vazio	V. Normal	Ponta	Cheia	S. Vazio	V. Normal	Ponta	Cheia	S. Vazio	V. Normal	Ponta	Cheia	Médio	Energia	
Total	251 473,05	31 468,00	68 078,22	44 123,98	107 802,85	12,51%	27,07%	17,55%	42,87%	6,64%	7,51%	21,71%	10,18%	11,04%	27 755,80 €	
														Total sem IVA (€)		54 546,07 €
														Total com IVA (€)		67 091,66 €

Como já foi abordado no subcapítulo da análise mensal, foi registado um aumento de consumo no ano de 2018 de cerca de 6,94%. Este aumento de consumo é consequente da baixa de produção no segundo ano de funcionamento do conjunto dos 3 inversores.

5.8. Proposta de protótipo de deteção de anomalias do sistema PV

Com a análise da produção PV do DEEC nos dois anos em estudo foram detetadas algumas perturbações no funcionamento do sistema de produção PV. Sem um sistema de monitorização, o controlo de produção PV dos grupos de inversores requer uma análise contínua, mas isso nem sempre é possível.

As consequências da falta de uma análise contínua podem resultar numa perda de produção PV para autoconsumo, ou se se tratar de uma falha mecânica pode até danificar outros equipamentos.

Uma das soluções possíveis para detetar qualquer perturbação no sistema de produção PV do departamento de engenharia eletrotécnica e de computadores é monitorizar os inversores por forma a verificar os valores de produção PV.

Foi criado um modelo para verificar a percentagem de desvio da produção de cada inversor a partir de uma previsão de produção calculada com base na produção do inversor nascente e na relação de produção que este tem com cada um dos outros em funcionamento normal. Esse modelo de cálculo está representado na equação 4.

$$\text{Desvio} = \frac{(\text{Prod-Inv-Nascente}_m * \text{percent}_{i,m}) - \text{Prod}_{i,m}}{\text{Prod-Inv-Nascente}_m * \text{percent}_{i,m}} \quad (4)$$

Sendo que:

$Prod.-Inv-Nascente_m$ – Valor da produção do grupo nascente (inversor de referência) no mês ‘m’ (KWh);

$percent_{i,m}$ – percentagem de produção do inversor i (sul ou poente) referida à produção do inversor nascente no mês ‘m’ em funcionamento normal;

$Prod_{.i,m}$ – Produção real referente inversor i em estudo no mês ‘m’.

Tabela 20 - Desvios de produção

Meses	2017		2018	
	Poente	Sul	Poente	Sul
Janeiro	-	-	-3%	0%
Fevereiro	1%	2%	0%	0%
Março	-1%	-1%	2%	-1%
Abril	7%	-8%	-1%	-5%
Mai	2%	0%	-71%	-31%
Junho	5%	9%	-118%	-34%
Julho	-3%	3%	-11%	-25%
Agosto	-	-	41%	-31%
Setembro	-1%	-2%	-70%	-34%
Outubro	1%	-1%	-71%	-32%
Novembro	-3%	0%	-72%	-29%
Dezembro	-7%	-2%	-74%	-31%

A Tabela 25 encontra-se no anexo G e mostra os valores da relação produção nascente-nascente, nascente-poente e nascente-sul referentes aos dois anos.

O módulo do valor percentual de desvio é comparado com o valor padrão, se for ultrapassado deverá emitir um alarme para o gestor do sistema. Em caso de ser positivo presume-se produção deficitária do inversor sul ou poente, consoante o caso, e se for negativo presume-se produção deficitária do inversor nascente.

Tendo em conta os valores mostrados na Tabela 20, pode-se constatar que em 2017 não houve problemas com a produção dos painéis, mas em 2018 a partir de maio os desvios foram substanciais e negativos e que evidencia um défice de produção do inversor nascente.

Para prevenir erros na análise das produções sugere-se que se faça uma análise mensal ao sistema e aos seus grupos de inversores, para que os valores de alerta sejam mais fidedignos.

6. CONCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS

6.1. Conclusão

No início da presente dissertação foram definidos como objetivos principais uma análise ao comportamento dos grupos de inversores, um estudo do sistema e a compreensão de alguns aspetos relacionados com a não otimização da produção PV no caso de estudo.

A análise para a presente dissertação foi desenvolvida através de uma aplicação em *Microsoft Excel* com o intuito de auxiliar na análise de dados. Esta análise foi efetuada num período de tempo de 14/02/2017 até 31/12/2018.

Após a análise da instalação atual do DEEC decidiu-se realizar uma série de análises a alguns fatores para compreender algumas perturbações nos comportamentos do sistema de produção PV. Esses fatores foram selecionados consoante a possibilidade de acesso. No início efetuou-se uma análise aos níveis de irradiação, as horas mensais de sol e média mensal das temperaturas máximas para as coordenadas do edifício do DEEC. A produção de energia PV recolhida pelos dos grupos de inversores nascente, poente e sul e os consumos do DEEC para os anos de 2017 e 2018 também foram tidos em conta. Outro fator estudado nesta dissertação foi o possível sombreamento dos painéis fotovoltaicos causado pela distância das fileiras de outros painéis tal como o sombreamento dos painéis causado por obstáculos exteriores. Por último foi feita uma análise económica relativa tanto à produção como à compra de energia nos dois anos de estudo.

Torna-se interessante concluir que o sistema fotovoltaico em estudo apresenta algumas discrepâncias após a análise feita. Foi mostrado nesta dissertação que o sombreamento entre as fileiras dos painéis e o sombreamento causado por objetos exteriores afeta a produção PV do grupo de inversores. É preciso realçar que para o caso de estudo em concreto, a área de cobertura do 5º piso apenas mede 4,13 m de largura, e por isso optou-se pela colocação de 3 filas com um ângulo de inclinação de 15°. Idealmente, a solução possível era desistir das 3 fileiras de painéis e optar apenas por 2 fileiras, o que solucionava o problema de sombreamento entre fileiras e possivelmente também

solucionava o problema de sombreamento por obstáculos exteriores, mas, após a instalação do sistema PV essa solução torna-se inviável.

Conclui-se também que o sistema se encontra sobredimensionado na potência dos inversores. Os grupos de inversores representam na totalidade uma potência nominal de 70 KW para os 78,84 KWp instalados nos painéis e os valores de produção apresentam-se num intervalo entre 40 a 60 KW. Para aproveitar a potência instalada nos inversores pode-se optar por colocar mais painéis solares para aumentar a potência nominal sem a necessidade de inserir um novo inversor.

Outra conclusão ter em conta é a urgente implementação de um sistema de monitorização das produções dos inversores. Se caso existisse uma análise contínua do sistema de monitorização relativamente à produção PV do sistema instalado conseguir-se-ia ter detetado a falha verificada no inversor nascente nos finais do mês de abril de 2018 e prevenido toda a perda de produção de energia que não foi gerada por este grupo de inversores.

6.2. Trabalhos futuros

Como trabalho futuro sugere-se o redimensionamento do sistema de produção instalado no DEEC visto que o edifício apresenta algumas zonas amplas viradas a SSO que podem ser aproveitadas para a implementação de mais módulos fotovoltaicos.

Sugere-se também a implementação de um sistema de alerta baseado na monitorização contínua que aqui foi proposto, para um controlo e despiste de avarias que possam ocorrer no sistema de produção.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] – Relatório do IPCC (2014). Acedido em 17 de janeiro de 2019, em http://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/syr/AR5_SYR_FINAL_SPM.pdf
- [2] – Estratégia “Europa 2020. Acedido em 17 de janeiro de 2019, em https://ec.europa.eu/info/business-economy-euro/economic-and-fiscal-policy-coordination/eu-economic-governance-monitoring-prevention-correction/european-semester/framework/europe-2020-strategy_pt#thestrategysetouttargetsinthe5followingfields
- [3] - Pereira, Pedro Monteiro (2015), “A produção fotovoltaica em Portugal – Análise da legislação em vigor e do custo/benefício”). Acedido em 17 de Janeiro, em <https://repositorio-aberto.up.pt/bitstream/10216/79596/2/35795.pdf>
- [4] – BlueSol energia solar (10 de janeiro de 2018), “O que é e como funciona energia solar fotovoltaica?”. Acedido em 08 de Outubro de 2018, em <http://blog.bluesol.com.br/como-funciona-energia-solar-fotovoltaica/>
- [5] – Mertens, Konrad (2011, second edition), “Photovoltaics – Fundamentals, Technology, and practice”. Acedido em 15 de Outubro de 2018, em https://books.google.pt/books?hl=ptPT&lr=lang_en&id=F99dDwAAQBAJ&oi=fnd&pg=PP2&dq=state+of+the+art++pv+technology+2018&ots=AHICpPcukB&sig=N0bsHz--IYgrR2OZXBWkhDcCXEM&redir_esc=y#v=onepage&q&f=false
- [6] – APREN, “evolução da potência instalada nos centros electroprodutores de Portugal continental”. Acedido em 17 de Outubro de 2018, em <https://www.apren.pt/pt/energias-renovaveis/potencia>
- [7] – APREN, “2017 Eletricidade renovável em revista”. Acedido em 17 de Outubro de 2018, em <https://www.apren.pt/contents/files/2017-eletricidade-renovavel-em-revista.pdf>
- [8] – BlueSol energia solar (10 de Abril de 2017), “Sistema Fotovoltaico conectado à rede (on Grid): o guia 100% completo”. Acedido em 20 de Outubro de 2018, em <https://blog.bluesol.com.br/sistema-fotovoltaico-conectado-a-rede-on-grid/>
- [9] – Fouad, M. M., Shihata, L. A., & Morgan, E. S. I. (2017). An integrated review of factors influencing the performance of photovoltaic panels. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 80(May), 1499–1511. Acedido em 22 de Outubro de 2018, em <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032117307803>
- [10] – Ministério da Economia da Inovação e do Desenvolvimento. (2011). Decreto-Lei n.º 34/2011. *Diário Da República - I Série, N.º 47*, 1316–1325, Acedido em 24 de Outubro de 2018, em <https://dre.pt/web/guest/pesquisa/-/search/279427/details/maximized>
- [11] - Ministério do Ambiente Ordenamento do Território e Energia. (2014). Decreto-Lei n.º53/2014. *Diário Da República*, 5298–5311. Acedido em 24 de Outubro de 2018, em

<https://dre.pt/web/guest/pesquisa/-/search/25344757/details/maximized>

[12] - Joana, M., Marques, R., Fernando, V., Augusto, P., Maria, D. M., Fernandes, I., ... Adérito, C. (2014). Parte e, 2–4. Acedido em 25 de Outubro de 2018, em <https://dre.pt/pesquisa/-/search/114509397/details/normal?l=1>

[13] - EDP Distribuição, GMLDD, Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados, Acedido em 25 de Outubro de 2018, em <https://www.edpdistribuicao.pt/pt/profissionais/Pages/guiaDeMedicaoLeituraeDispDeDados.aspx>

[14] - Manual de Ligações à rede elétrica de serviço público Guia técnico e logístico de boas práticas. (2015). Acedido em 26 de Outubro de 2018, em https://www.edpdistribuicao.pt/pt/profissionais/EDP%20Documents/EDP%20Distribui%C3%A7%C3%A3o_Manual_Liga%C3%A7%C3%B5es_2015.pdf

[15] – Sistema PV de auto-consumo – Proposta se Solução Global. (Outubro de 2016) Acedido em 15 de Setembro de 2018.

[16] – Características dos módulos solares instalados (AXITEC AC-270P). Acedido em 18 de setembro de 2018.

[17] – Características dos inversores instalados (20000TL e 25000TL). Acedido em 18 de setembro de 2018.

[18] - Paulo, U. D. S. (2004). Energia Solar Fotovoltaica. Acedido em 25 de Outubro de 2018, em https://edisciplinas.usp.br/pluginfile.php/56337/mod_resource/content/2/Apostila_solar.pdf

[19] – Leonardo Bittencourt 2004. Uso das cartas solares – diretrizes para arquitetos. Acedido no dia 4 de novembro de 2018, em https://books.google.pt/books?id=5e5BNEIHKIC&printsec=frontcover&hl=pt-PT&source=gbs_ge_summary_r&cad=0#v=onepage&q&f=false

[20] – Weather Online max temperature/min temperature. Acedido no dia 15 de Dezembro de 2018, em <https://www.weatheronline.co.uk/weather/maps/city>

[21] - Grundemann, W., & Guarienti, G. (2016). Análise de rendimento de um painel fotovoltaico (PV) com o vidro quebrado. Acedido no dia 27 de dezembro de 2018, em <file:///C:/Users/afmpi/Desktop/Temperaturas%20Coimbra/temperaturas/Apenas%20temp.%20m%C3%A1ximas/18173-7314-1-PB.pdf>

[22] – R. Jorge, C. Lopes (2013). Efeito do sombreamento nos painéis fotovoltaicos. Acedido no dia 7 de novembro de 2018.

[23] – Fadigas, Eliana Amaral – Produção de energia, grupo de energia escola politécnica da universidade de São Paulo, acedido em 9 de janeiro de 2019.

ANEXO A – CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DOS PAINÉIS FOTOVOLTAICOS UTILIZADOS NA INSTALAÇÃO PV DO DEEC

Electrical data (at standard conditions (STC) irradiance 1000 watt/m², spectrum AM 1,5 at a cell temperature of 25°C)

Type	Nominal output P _{mpp}	Nominal voltage U _{mpp}	Nominal current I _{mpp}	Short circuit current I _{sc}	Open circuit voltage U _{oc}	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 %

Figura 36 - Dados das características nominais, tensão em circuito aberto, corrente de curto-circuito e eficiência dos módulos

Design

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

Mechanical data

L x W x H	1640 x 992 x 35 mm
Weight	18,0 kg with frame

Power connection

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

Figura 37 - Características de design dos módulos fotovoltaicos

Limit values

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

(No external voltages greater than U_{oc} may be applied to the module)

* NOCT, irradiance 800 W/m²; AM 1,5; wind speed 1 m/s; Temperature 20°C

Figura 38 - Valores limites dos módulos fotovoltaicos

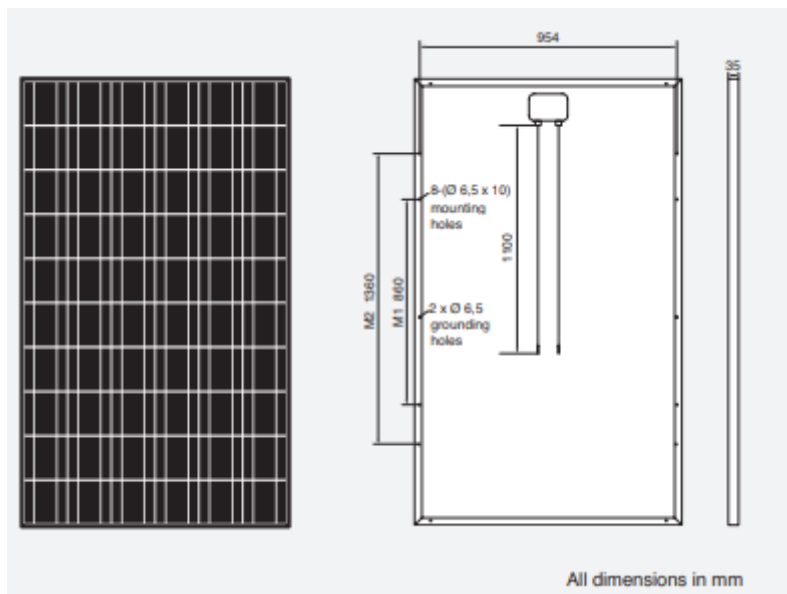


Figura 39 - Dimensões dos módulos fotovoltaicos

Temperature coefficients		
Voltage Uoc		-0,30 %/K
Current Isc		0,04 %/K
Output Pmpp		-0,42 %/K
Low-light performance (Example for AC-260P/156-60S)		
I-U characteristic curve	Current Ipp	Voltage Upp
200 W/m ²	1,70 A	30,10 V
400 W/m ²	3,42 A	30,15 V
600 W/m ²	5,41 A	30,52 V
800 W/m ²	6,82 A	30,86 V
1000 W/m ²	8,43 A	30,92 V
Packaging		
Module pieces per pallet		30
Module pieces per HC-container		840

Figura 40 - Coeficientes de temperatura dos módulos fotovoltaicos

ANEXO B – CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DOS INVERSORES UTILIZADOS NA INSTALAÇÃO DO DEEC

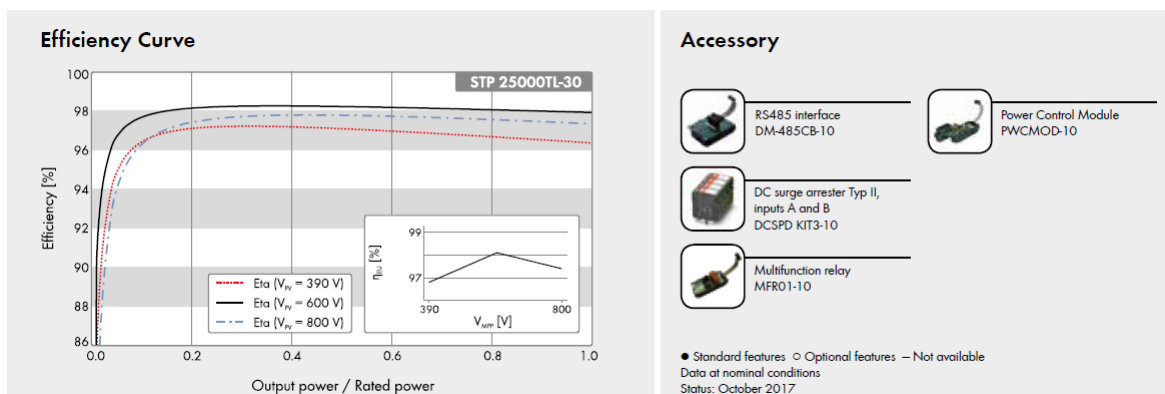


Figura 41 - Curva de eficiência (%) em função da tensão de saída e acessórios utilizados

Technical Data	Sunny Tripower 20000TL	Sunny Tripower 25000TL
Input (DC)		
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

Figura 42 - Características técnicas da entrada (DC) dos inversores 20000TL e 25000TL usados na instalação

Output (AC)		
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; 220 V / 380 V 3 / N / PE; 230 V / 400 V 3 / N / PE; 240 V / 415 V	
AC voltage range	180 V to 280 V	
AC grid frequency / range	50 Hz / 44 Hz to 55 Hz 60 Hz / 54 Hz to 65 Hz	
Rated power frequency / rated grid voltage	50 Hz / 230 V	
Max. output current / Rated output current	29 A / 29 A	36.2 A / 36.2 A
Power factor at rated power / Adjustable displacement power factor	1 / 0 overexcited to 0 underexcited	
THD	≤ 3%	
Feed-in phases / connection phases	3 / 3	

Figura 43 - Características técnicas da saída (AC) dos inversores 20000TL e 25000TL usados na instalação

Efficiency		
Max. efficiency / European Efficiency	98.4% / 98.0%	98.3% / 98.1%
Protective devices		
DC-side disconnection device		●
Ground fault monitoring / grid monitoring		● / ●
DC surge arrester (Type II) 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)		I / AC: III; DC: II

Figura 44 - Eficiência dos inversores 20000TL e 25000TL usados na instalação e características dps dispositivos de proteção

General data	
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 / Opticool
Degree of protection (as per IEC 60529)	IP65
Climatic category (according to IEC 60721-3-4)	4K4H
Maximum permissible value for relative humidity (non-condensing)	100%

Figura 45 - Dados gerais dos inversores 20000TL e 25000TL usados na instalação

Features / function / Accessories	
DC connection / AC connection	SUNCLIX / spring-cage terminal
Display	○
Interface: RS485, Speedwire/Webconnect	○ / ●
Data interface: SMA Modbus / SunSpec Modbus	● / ●
Multifunction relay / Power Control Module	○ / ○
OptiTrac Global Peak / Integrated Plant Control / Q on Demand 24/7	● / ● / ●
Off-Grid capable / SMA Fuel Save Controller compatible	● / ●
Guarantee: 5 / 10 / 15 / 20 years	● / ○ / ○ / ○
Certificates and permits (more available on request)	ANRE 30, AS 4777, BDEW 2008, C10/11:2012, CE, CEI 0-16, CEI 0-21, DEWA 2.0, EN 50438:2013*, G59/3, IEC 60068-2-x, IEC 61727, IEC 62109-1/2, IEC 62116, MEA 2013, NBR 16149, NEN EN 50438, NRS 097-2-1, PEA 2013, PPC, RD 1699/413, RD 661/2007, Res. n°7-2013, SIA777, TOR D4, TR 3.2.2, UTE C15-712-1, VDE 0126-1-1, VDE-AR-N 4105, VFR 2014
* Does not apply to all national appendices of EN 50438	

Figura 46 - Características, funções e acessórios dos inversores 20000TL e 25000YL usados na instalação

ANEXO C – DADOS REPRESENTATIVOS DO NÚMERO DE HORAS DE SOL EM 2017 E 2018

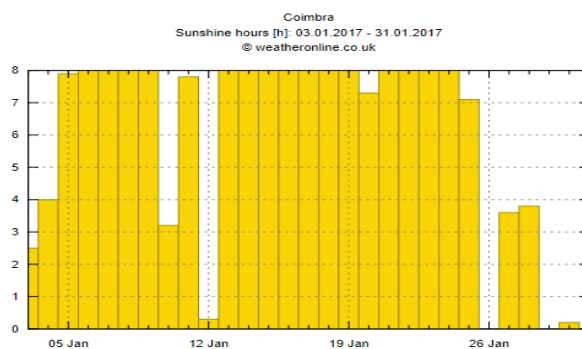


Figura 47 - Número de horas de sol para o mês de janeiro de 2018

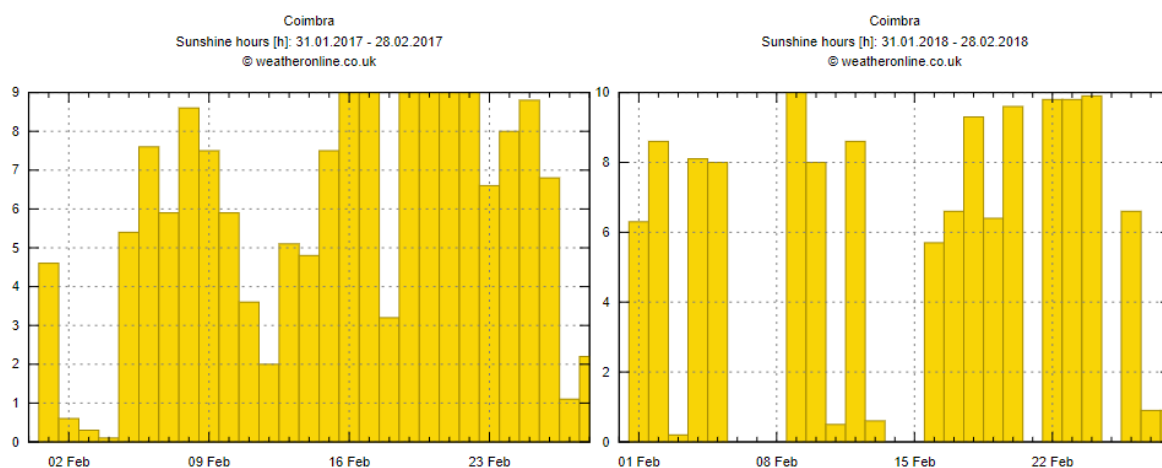


Figura 48 - Número de horas de sol para o mês de fevereiro nos anos de 2017 e 2018

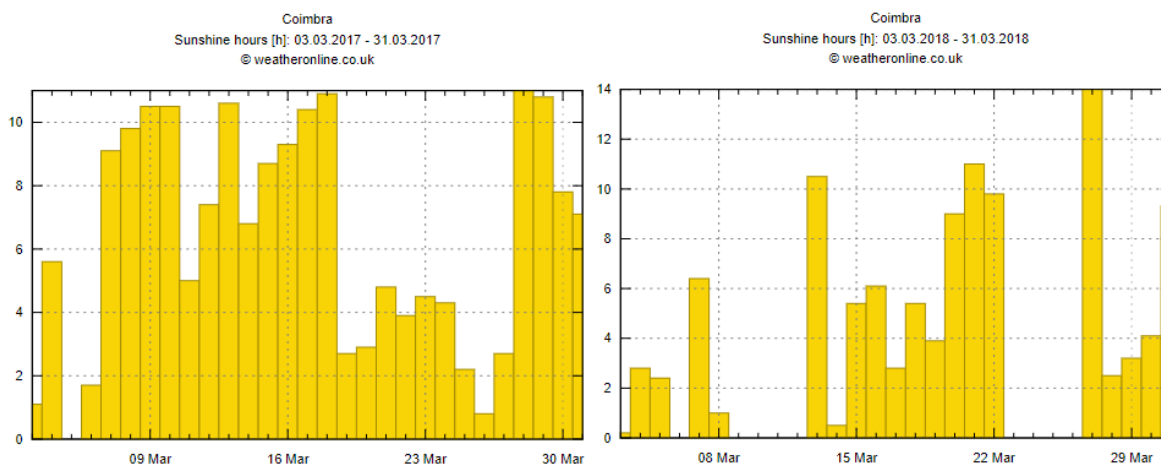


Figura 49 - Número de horas de sol para o mês de março nos anos de 2017 e 2018

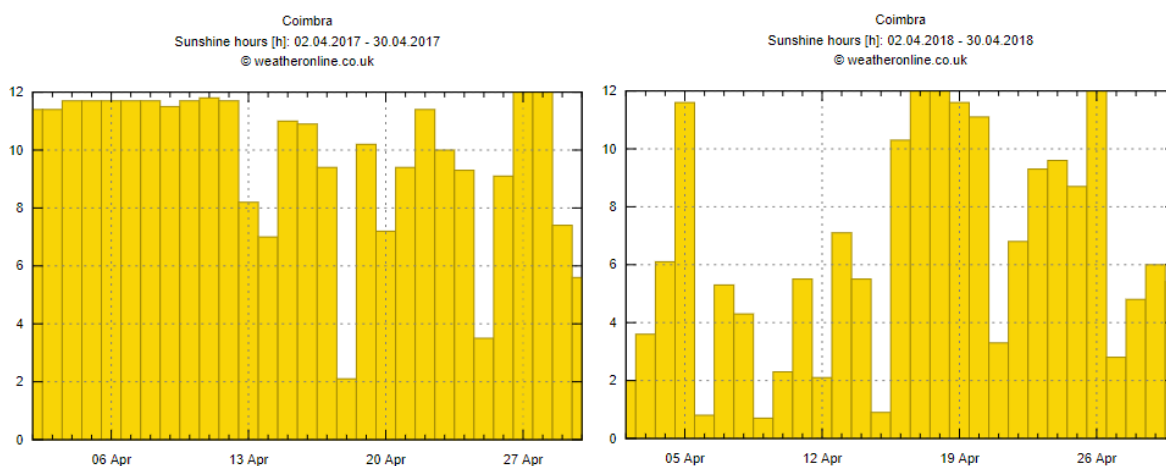


Figura 50 - Número de horas de sol para o mês de abril nos anos de 2017 e 2018

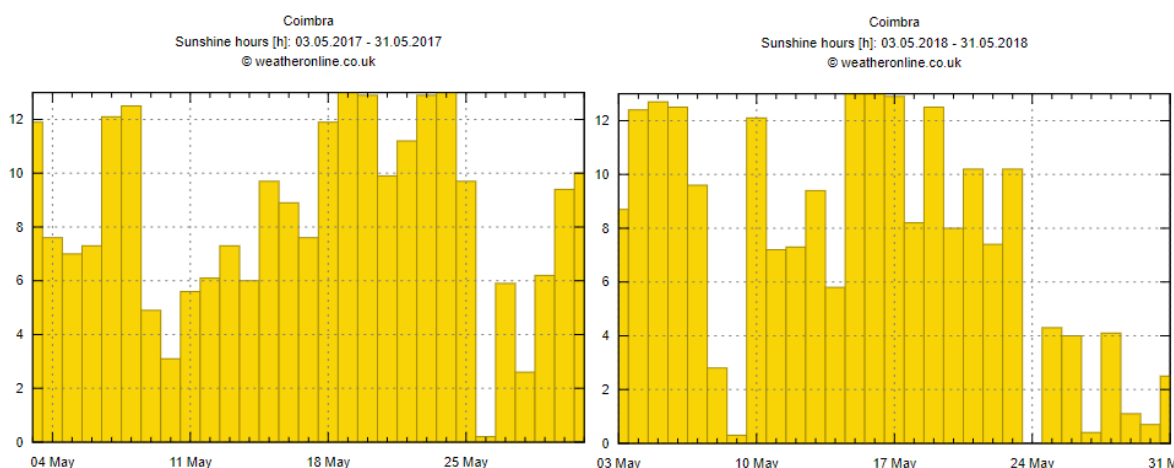


Figura 51 - Número de horas de sol para o mês de maio nos anos de 2017 e 2018

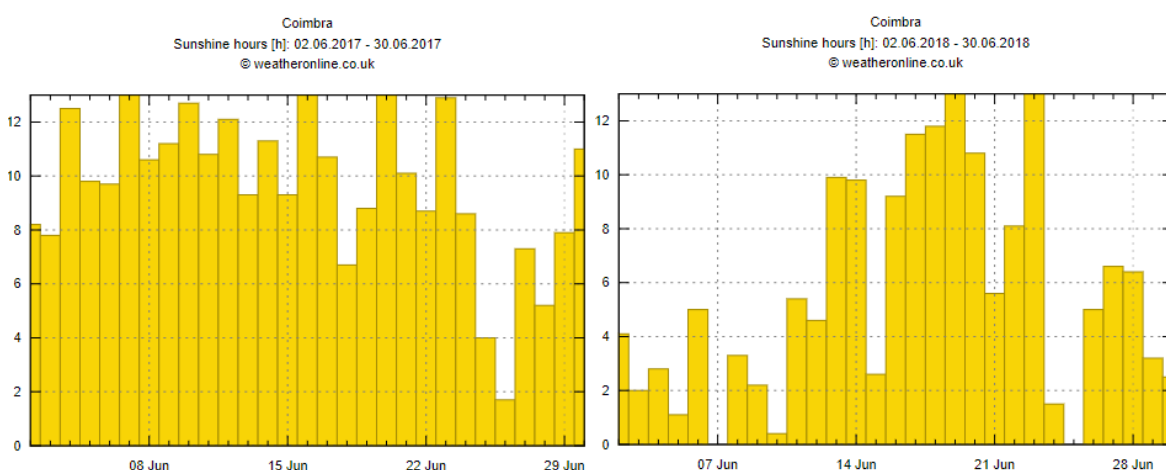


Figura 52 - Número de horas de sol para o mês de junho nos anos de 2017 e 2018

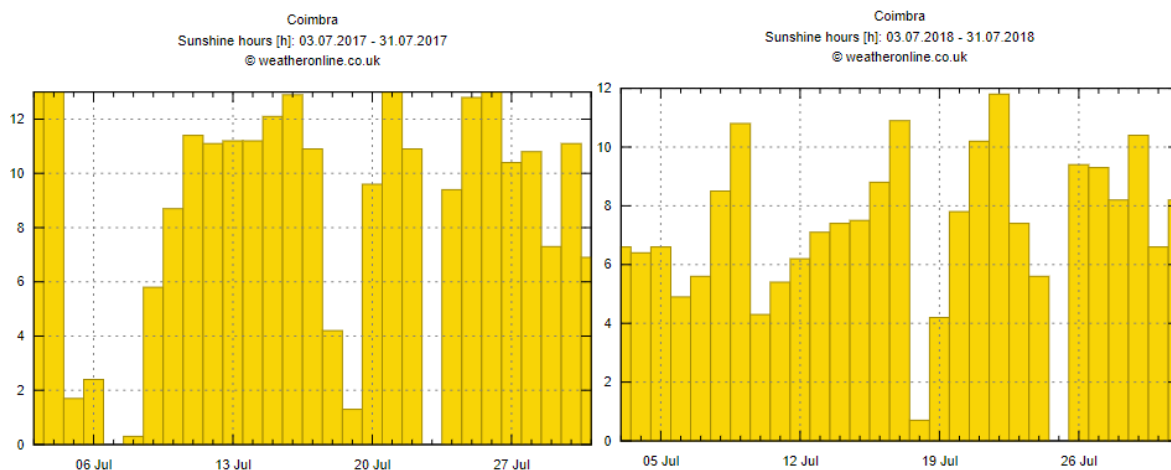


Figura 53 - Número de horas de sol para o mês de julho nos anos de 2017 e 2018

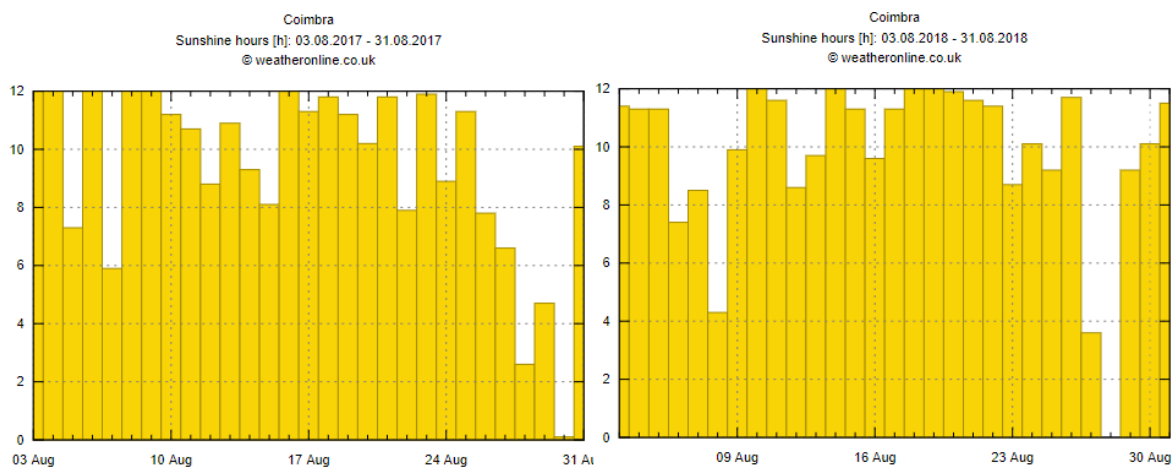


Figura 54 - Número de horas de sol para o mês de agosto nos anos de 2017 e 2018

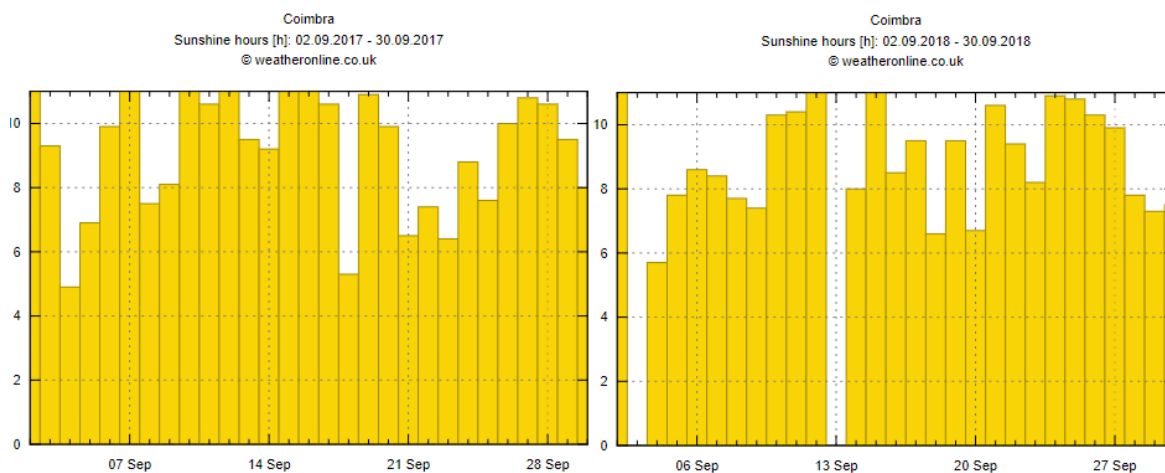


Figura 55 - Número de horas de sol para o mês de setembro nos anos de 2017 e 2018

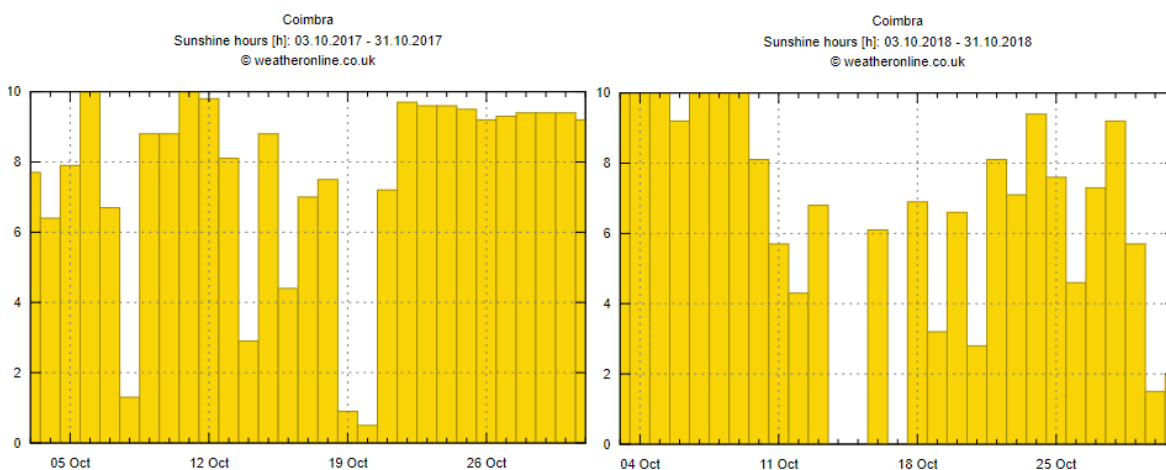


Figura 56 - Número de horas de sol para o mês de outubro nos anos de 2017 e 2018

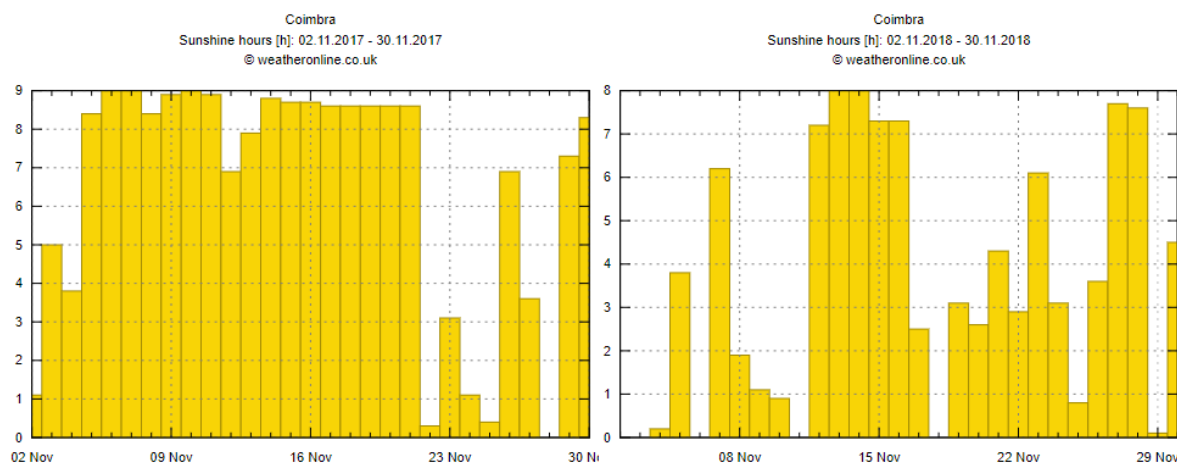


Figura 57 - Número de horas de sol para o mês de novembro nos anos de 2017 e 2018

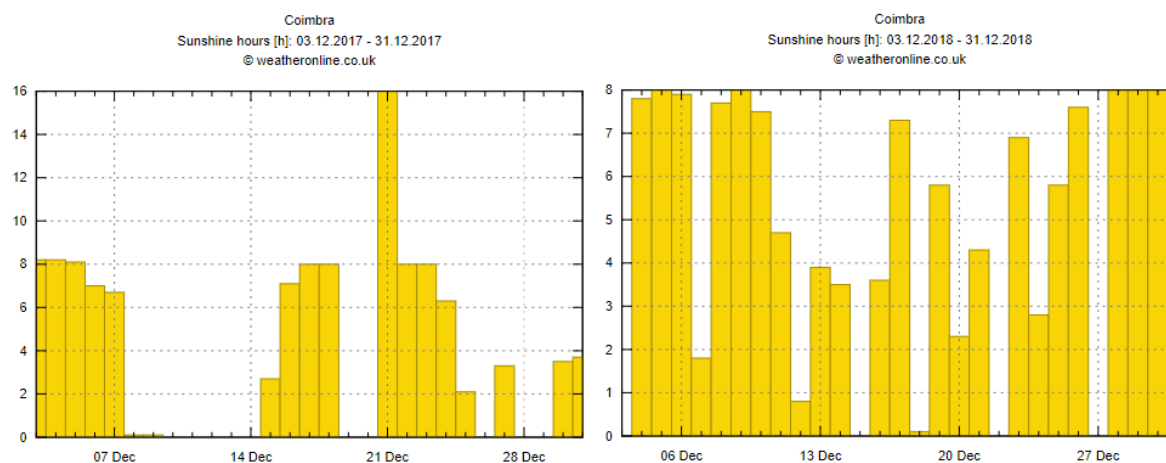


Figura 58 - Número de horas de sol para o mês de dezembro nos anos de 2017 e 2018

ANEXO D – GRÁFICOS DE TEMPERATURAS MÁXIMAS E MÍNIMAS NOS ANOS DE 2017 E 2018

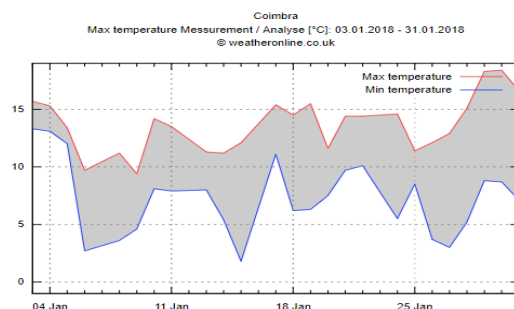


Figura 59 - Gráfico de temperaturas máximas e mínimas para o mês de janeiro no ano de 2018

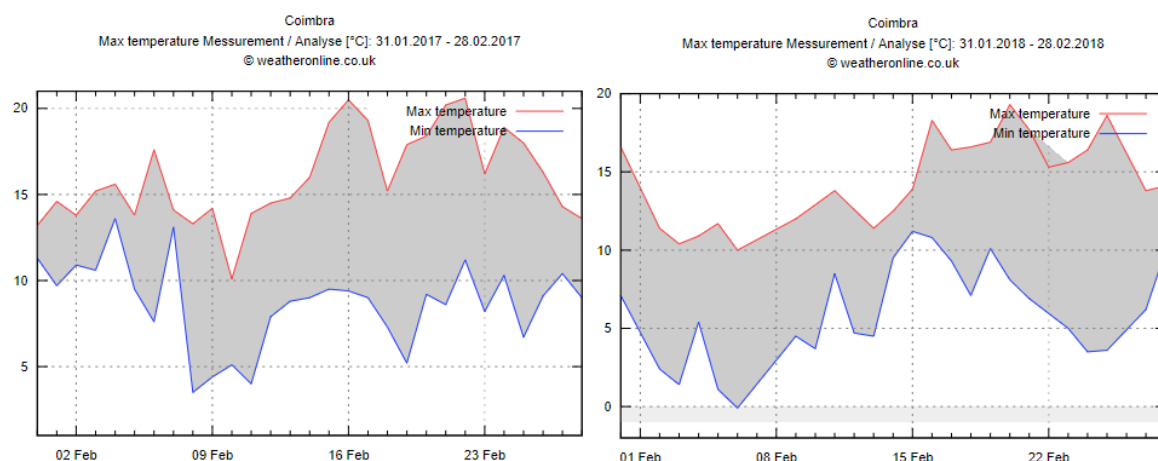


Figura 60 - Gráfico de temperaturas máximas e mínimas para o mês de fevereiro nos anos de 2017 e 2018

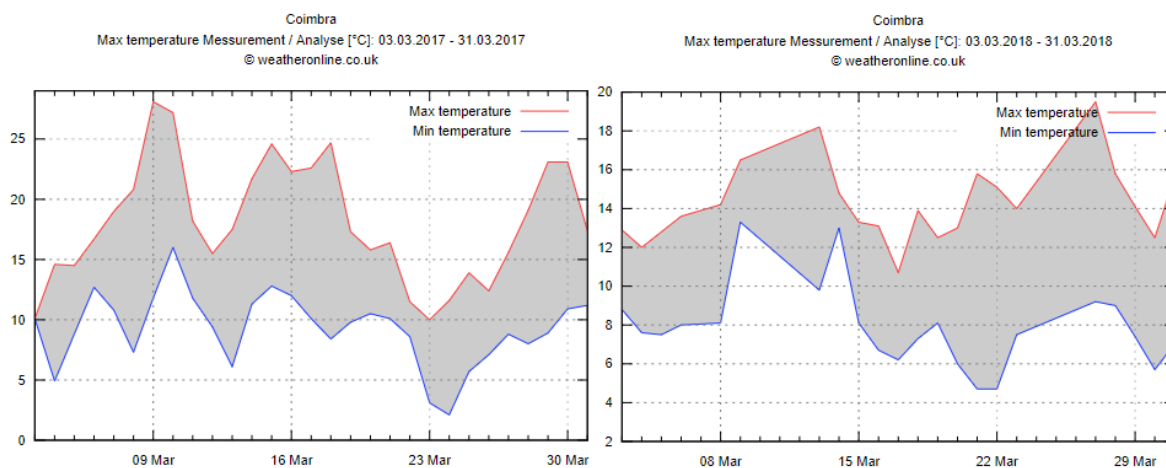


Figura 61 - Gráfico de temperaturas máximas e mínimas para o mês de março nos anos de 2017 e 2018

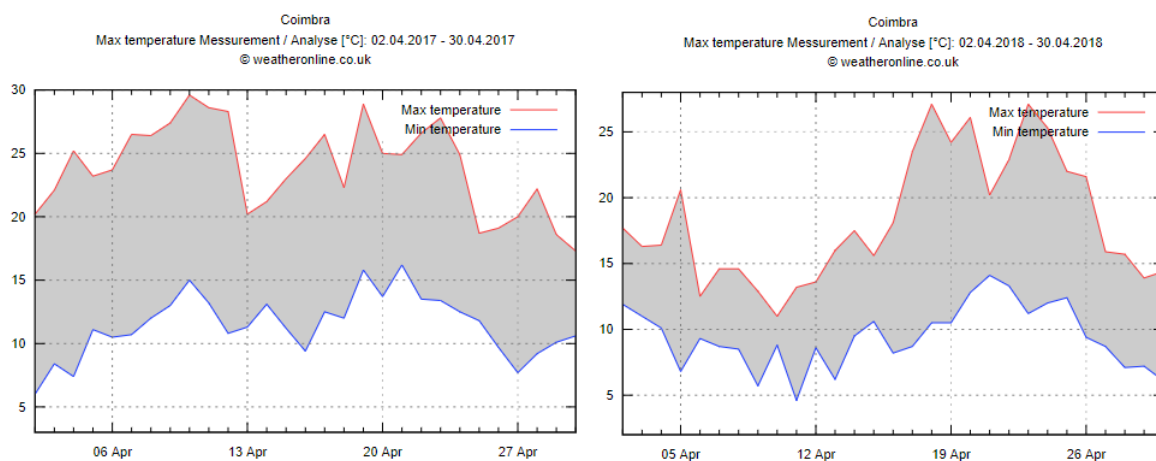


Figura 62 - Gráfico de temperaturas máximas e mínimas para o mês de abril nos anos de 2017 e 2018

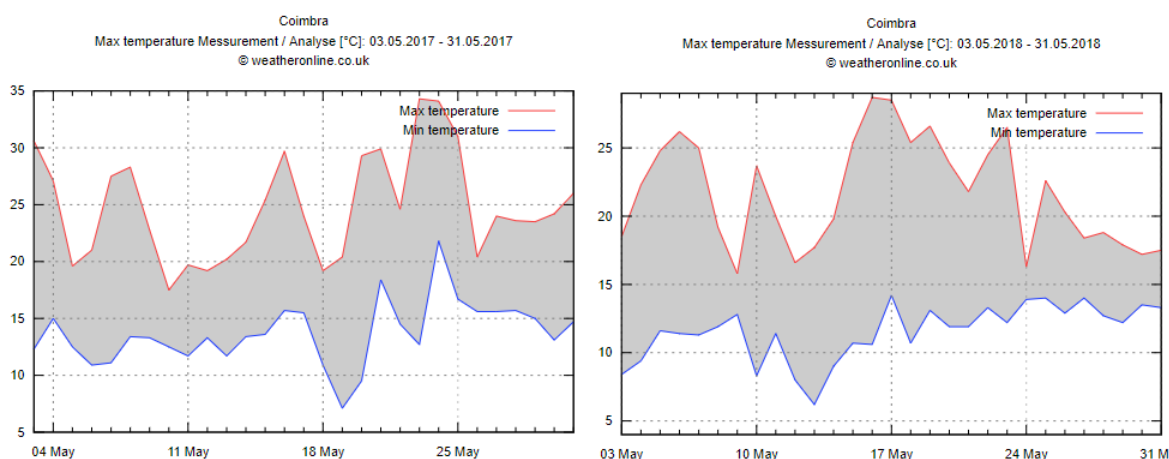


Figura 63 - Gráfico de temperaturas máximas e mínimas para o mês de maio nos anos de 2017 e 2018

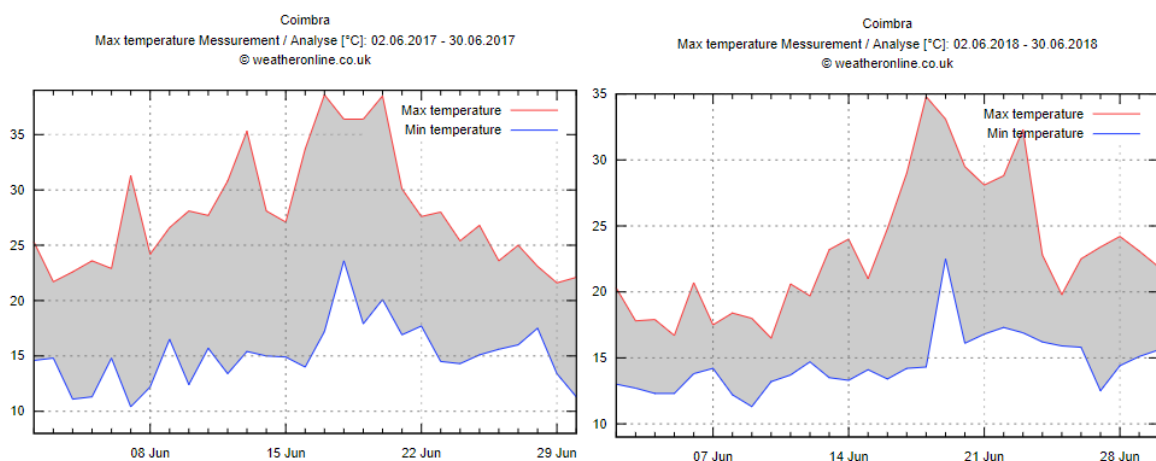


Figura 64 - Gráfico de temperaturas máximas e mínimas para o mês de junho nos anos de 2017 e 2018

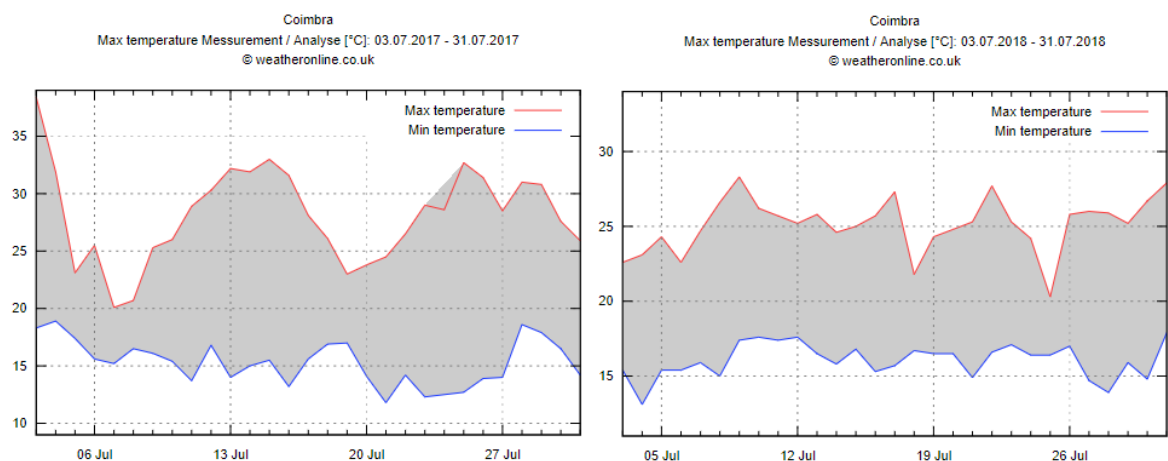


Figura 65 - Gráfico de temperaturas máximas e mínimas para o mês de julho nos anos de 2017 e 2018

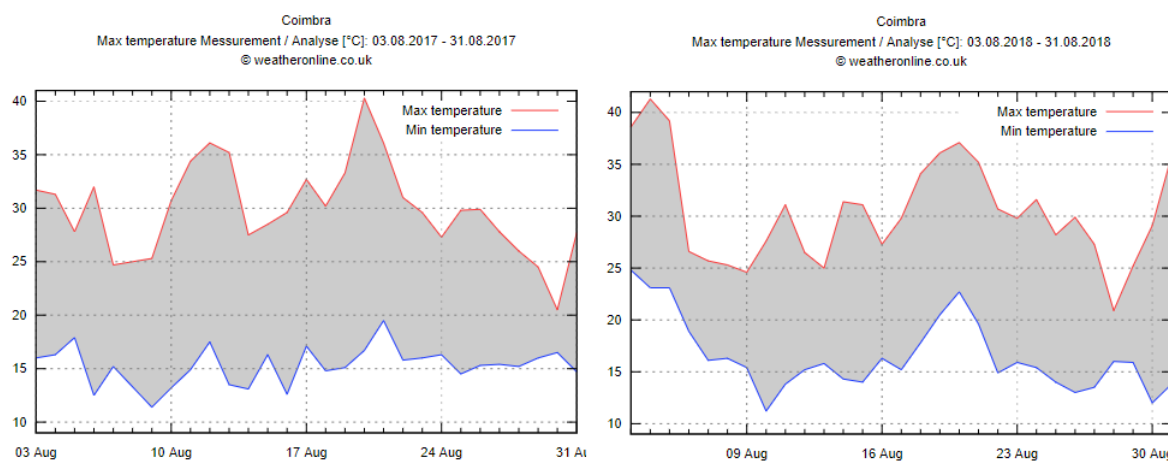


Figura 66 - Gráfico de temperaturas máximas e mínimas para o mês de agosto nos anos de 2017 e 2018

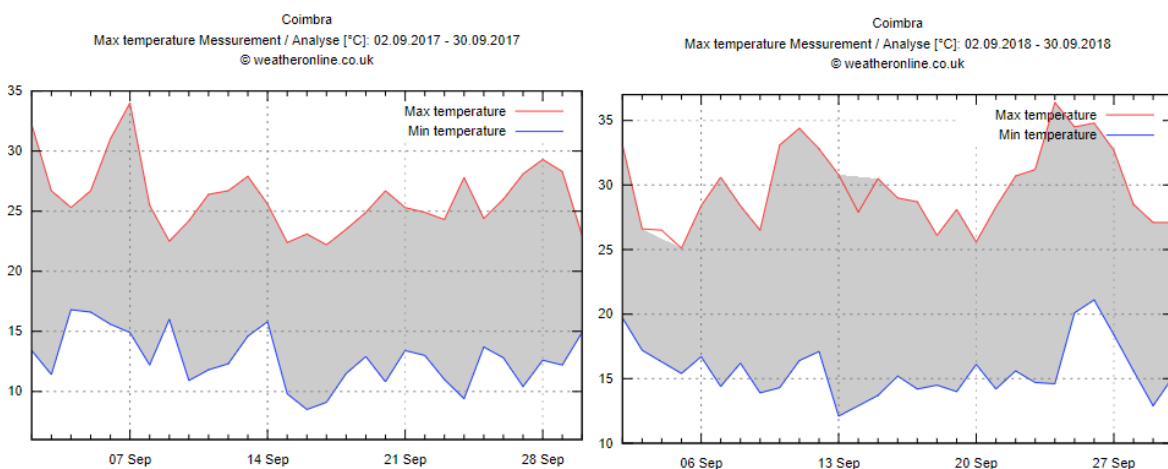


Figura 67 - Gráfico de temperaturas máximas e mínimas para o mês de setembro nos anos de 2017 e 2018

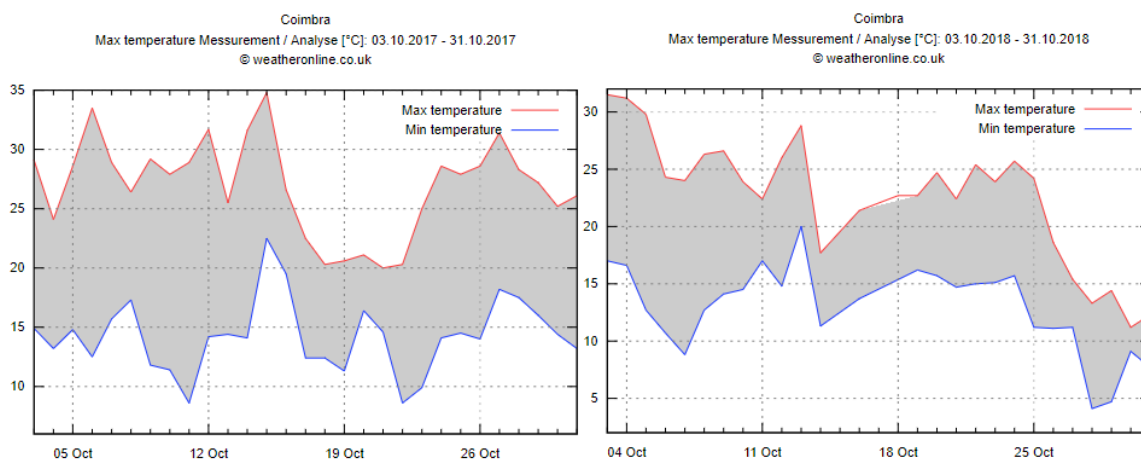


Figura 68 - Gráfico de temperaturas máximas e mínimas para o mês de outubro nos anos de 2017 e 2018

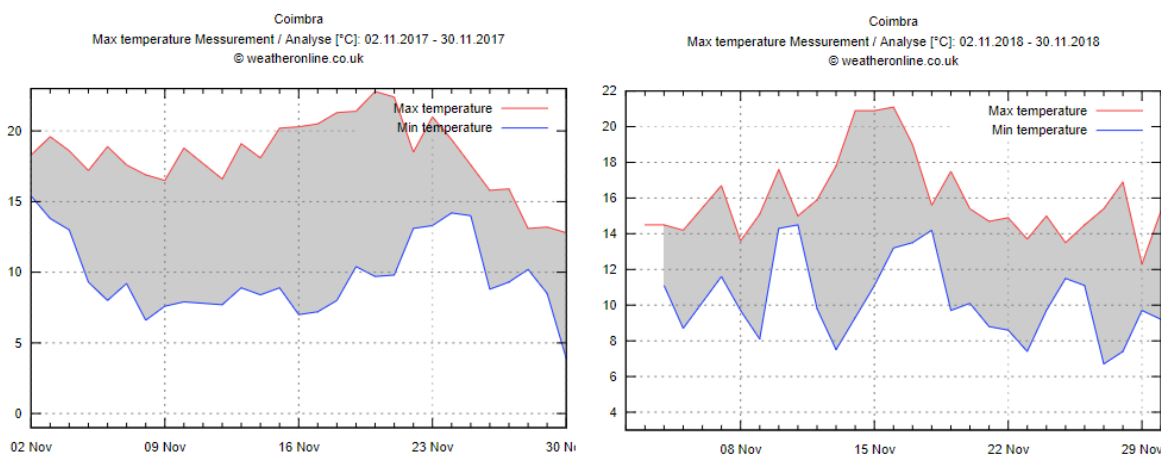


Figura 69 - Gráfico de temperaturas máximas e mínimas para o mês de novembro nos anos de 2017 e 2018

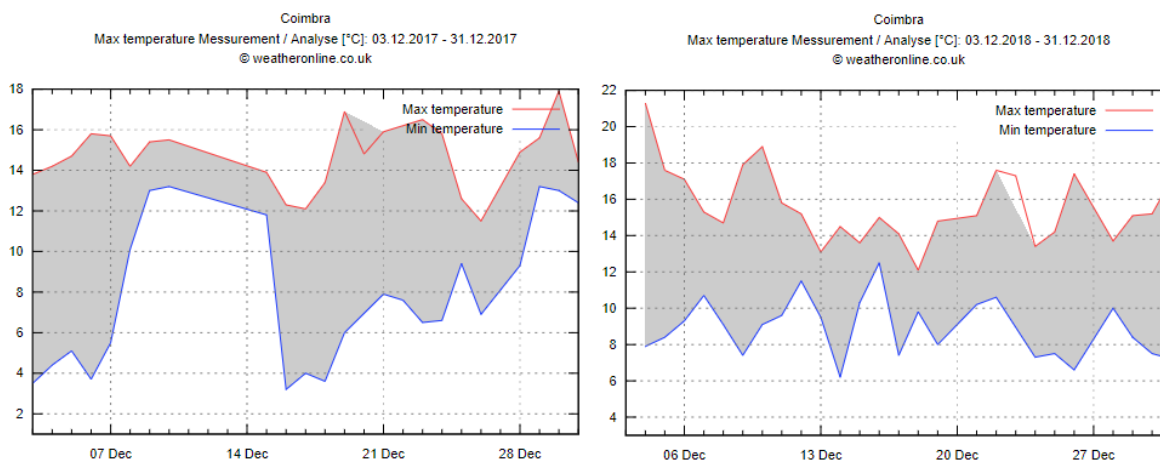


Figura 70 - Gráfico de temperaturas máximas e mínimas para o mês de dezembro nos anos de 2017 e 2018

Z

ANEXO E – REPRESENTAÇÃO PERCENTUAL DOS DADOS DO NÚMERO DE HORAS DE SOL E DA MÉDIA MENSAL DAS TEMPERATURAS MÁXIMAS

Tabela 21 - Número de horas por mês nos anos de 2017 e 2018 e a respetiva percentagem de número de horas de por sol cada mês dos dois anos

Número de horas				
Mês	2017 (h)	2017%	2018 (h)	2018%
Janeiro	261,4	9,99%	168,50	7,92%
Fevereiro	159,7	6,10%	133,8	6,29%
Março	179	6,84%	113,5	5,33%
Abril	276,8	10,58%	187	8,79%
Mai	248	9,48%	202,1	9,50%
Junho	240,1	9,18%	148,6	6,98%
Julho	257	9,82%	192	9,02%
Agosto	286	10,93%	271	12,74%
Setembro	257	9,82%	232	10,90%
Outubro	218,6	8,36%	248	11,66%
Novembro	125	4,78%	103,22	4,85%
Dezembro	107,4	4,11%	128,1	6,02%
Total	2616,00	-	2127,82	-

Tabela 22 - Representação dos dados percentuais do número de horas de sol de 2018 relativamente a 2017 e dados percentuais da média mensal das temperaturas máximas de 2018 relativamente a 2017

	Percentagem do número de horas de 2018 relativamente a 2017	Percentagem da média mensal das temperaturas máximas de 2018 relativamente a 2017
Janeiro	65,44%	108,25%
Fevereiro	82,85%	82,11%
Março	60,60%	81,62%
Abril	66,14%	79,43%
Mai	84,50%	86,24%
Junho	59,67%	86,98%
Julho	77,18%	94,47%
Agosto	103,21%	104,89%
Setembro	90,85%	117,95%
Outubro	85,38%	87,44%
Novembro	55,94%	92,91%
Dezembro	112,22%	110,91%

ANEXO F – TABELAS COM AS PRODUÇÕES DESAGREGADAS POR GRUPOS DE INVERSORES E RESPECTIVAS PERCENTAGENS DE PRODUÇÃO MENSAL

Tabela 23 - Produção PV no ano de 2017 desagregada pelos grupos de inversores e respetiva percentagem de produção mensal

Meses	2017		Inversor Sul		Inversor Nascente		Inversor Poente	
	Produção 2017	2017	%	2017	%	2017	%	
Jan	0,00	-	0,00%	-	0	-	0	
Fev	13 696,23	3 093,60	22,59%	5 747,70	41,97%	4 854,30	35,44%	
Mar	27 908,74	6 752,70	24,20%	11 375,00	40,76%	9 922,80	35,55%	
Abr	37 961,00	10 813,00	28,48%	15 223,00	40,10%	11 925,00	31,41%	
Mai	36 829,72	8 750,40	23,76%	15 450,00	41,95%	12 941,00	35,14%	
Jun	38 345,78	7 223,90	18,84%	17 218,00	44,90%	13 867,00	36,16%	
Jul	38 308,90	8 381,60	21,88%	16 196,00	42,28%	14 567,00	38,03%	
Ago	8 826,80	3 575,90	40,51%	0,00	0,00%	5 250,90	59,49%	
Set	37 570,68	9 242,20	24,60%	15 087,00	40,16%	13 129,00	34,94%	
Out	29 806,29	7 121,00	23,89%	12 246,00	41,09%	10 341,00	34,69%	
Nov	20 715,40	4 773,50	23,04%	8 402,90	40,56%	7 539,00	36,39%	
Dez	14 505,00	3 440,00	23,72%	5 689,00	39,22%	5 376,00	37,06%	
Total	308 687,44	73 167,80	-	122 634,60	-	109 713,00	-	

Tabela 24 – Produção PV no ano de 2018 desagregada pelos grupos de inversores e respetiva percentagem de produção mensal

Meses	2018		Inversor Sul		Inversor Nascente		Inversor Poente	
	Produção 2018	2018	%	2018	%	2018	%	
Jan	16 125,83	3 726,80	23,11%	6 526,40	40,47%	5 872,60	36,42%	
Fev	22 947,28	5 372,80	23,41%	9 459,60	41,22%	8 114,90	35,36%	
Mar	24 900,46	6 052,20	24,31%	10 240,00	41,12%	8 607,80	34,57%	
Abr	28 754,90	7 469,40	25,98%	11 353,00	39,48%	9 932,50	34,54%	
Mai	27 154,51	7 926,80	29,19%	7 155,50	26,35%	12 072,00	44,46%	
Jun	20 185,20	5 358,10	26,54%	4 593,10	22,75%	10 234,00	50,70%	
Jul	18 985,00	6 370,10	33,55%	6 335,70	33,37%	6 279,60	33,08%	
Ago	21 739,30	9 675,60	44,51%	8 693,40	39,99%	3 370,30	15,50%	
Set	28 169,61	8 522,20	30,25%	7 351,80	26,10%	12 295,00	43,65%	
Out	20 214,10	6 006,10	29,71%	5 297,10	26,20%	8 910,90	44,08%	
Nov	10 632,62	3 048,40	28,67%	2 805,90	26,39%	4 778,40	44,94%	
Dez	10 953,98	3 190,30	29,12%	2 859,60	26,11%	4 904,10	44,77%	
Total	250 332,59	68 992,00	-	76 144,70	-	89 499,50	-	

ANEXO G – TABELA DAS RELAÇÕES DE PRODUÇÃO

Tabela 25 - Relação Produção nascente-nascente, nascente-poente e nascente-sul

	Nascente	Poente	Sul
Janeiro	-	-	-
Fevereiro	1,00	0,84	0,54
Março	1,00	0,87	0,59
Abril	1,00	0,78	0,71
Maio	1,00	0,84	0,57
Junho	1,00	0,81	0,42
Julho	1,00	0,90	0,52
Agosto	-		
Setembro	1,00	0,87	0,61
Outubro	1,00	0,84	0,58
Novembro	1,00	0,90	0,57
Dezembro	1,00	0,94	0,60
	1,00	0,86	0,57

APÊNDICE A

Apêndice 1 – Tabelas indicativas do valor de produção correspondente a cada inversor nos anos de 2017 e 2018

Tabela 26 – Tabela parcial referente ao inversor nascente no ano de 2017

	Nascente Fevereiro 2017																		
	14/fev	15/fev	16/fev	17/fev	18/fev	19/fev	20/fev	21/fev	22/fev	23/fev	24/fev	25/fev	26/fev	27/fev	28/fev	01/mar	02/mar	03/mar	04/mar
00:15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
00:30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
00:45	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
01:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
				
23:15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23:30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23:45	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabela 27 - Tabela parcial referente ao inversor Sul no ano de 2017

	Sul Fevereiro 2017																		
	14/fev	15/fev	16/fev	17/fev	18/fev	19/fev	20/fev	21/fev	22/fev	23/fev	24/fev	25/fev	26/fev	27/fev	28/fev	1/mar	2/mar	3/mar	4/mar
00:15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
00:30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
00:45	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
01:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
				
23:15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23:30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23:45	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabela 28 - Tabela parcial referente ao inversor Poente no ano de 2017

	Poente Fevereiro 2017																		
	14/fev	15/fev	16/fev	17/fev	18/fev	19/fev	20/fev	21/fev	22/fev	23/fev	24/fev	25/fev	26/fev	27/fev	28/fev	01/mar	02/mar	03/mar	04/mar
00:15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
00:30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
00:45	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
01:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
				
23:15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23:30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23:45	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabela 29 - Tabela parcial referente ao inversor Nascente no ano de 2018

		Nascente Fevereiro 2018																			
		14/fev	15/fev	16/fev	17/fev	18/fev	19/fev	20/fev	21/fev	22/fev	23/fev	24/fev	25/fev	26/fev	27/fev	28/fev	01/mar	02/mar	03/mar	04/mar	
00:15		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
00:30		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
00:45		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
01:00		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0...	
				
23:15		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
23:30		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
23:45		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
00:00		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0...	

Tabela 30 - Tabela parcial referente ao inversor Sul no ano de 2018

		Sul Fevereiro 2018																			
		14/fev	15/fev	16/fev	17/fev	18/fev	19/fev	20/fev	21/fev	22/fev	23/fev	24/fev	25/fev	26/fev	27/fev	28/fev	01/mar	02/mar	03/mar	04/mar	
00:15		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
00:30		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
00:45		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
01:00		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0...	
				
23:15		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
23:30		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
23:45		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
00:00		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0...	

Tabela 31 - Tabela parcial referente ao inversor Poente no ano de 2018

		Poente Fevereiro 2018																			
		14/fev	15/fev	16/fev	17/fev	18/fev	19/fev	20/fev	21/fev	22/fev	23/fev	24/fev	25/fev	26/fev	27/fev	28/fev	01/mar	02/mar	03/mar	04/mar	
00:15		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
00:30		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
00:45		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
01:00		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0...	
				
23:15		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
23:30		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
23:45		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
00:00		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0...	